



FORORD

Denne masteroppgaven avslutter mine studier ved Institutt for matematiske realfag og teknologi (IMT) ved Norges miljø- og biovitenskapelige universitet (NMBU) høsten 2015. Oppgaven markerer avslutningen på sivilingeniørstudiet Industriell økonomi og har et omfang på 30 studiepoeng.

Oppgaven omhandler solenergi. Dette er en stor personlig lidenskap, og er mye av grunnen til mitt valg av studiested i utgangspunktet. Det å få skrive en oppgave om noe som motiverer meg på denne måten, og samtidig er relevant for fremtiden, har vært svært berikende.

Arbeidet i forbindelse med denne oppgaven har vært både givende og krevende. Jeg har tatt min kunnskap om solenergi et steg videre. På samme tid har jeg tilegnet meg nyttig og spennende erfaring om fremtiden til det norske kraftsystemet.

Først vil jeg rekke en stor takk til min hovedveileder ved NMBU, Tor Kristian Stevik. Takk for gode diskusjoner og konstruktiv veiledning. En takk må også rettes til med-veileder i Multiconsult, Bjørn Thorud. Takk for å ha ledet meg inn på et spennende og interessant tema, og for å ha bidratt der det har vært nødvendig.

Til slutt rekket en stor takk til Kristin Abry, som har stått ved min side gjennom hele oppgaven.

Oslo, 15. desember 2015

Petter Askim

SAMMENDRAG

I denne oppgaven undersøkes energikostnadene (LCOE) til kraften produsert av et 3,1 kWp PV-anlegg ved ulike områder i Norge, hva som påvirker denne energikostnaden og hvordan den kan utvikle seg i fremtiden. Videre undersøkes det hvordan en fremtidig tariffmodell basert på abonnert effekt kan påvirke husholdninger med PV-anlegg, og hvilken påvirkning lokal produksjon og energilagring kan ha på nettleien i et system basert på effekttariffer.

En utvikling mot effektuttak som kostnadsdrivende faktor i forhold til utbygging og utvikling av kraftnettet gjør at det med stor sannsynlighet kommer nye tariffmodeller etter innføringen av AMS i 2019. Denne omgjøringen fra energibaserte tariffer vil ha ringvirkninger for husholdninger som har rettet seg etter energiforbruk som dominerende faktor for nettleien.

For å se på disse elementene er det utviklet en tariffmodell basert på abonnert effekt. Modellen er i stor grad bygget på prinsipper for samfunnsøkonomisk utforming av tariffer. Det er også hentet inspirasjon fra DeVID-prosjektet.

Deler av oppgaven bygger videre på tidligere arbeid. Blant annet er forventet produksjon fra PV-anlegg basert på arbeidet til Multiconsult. Rapporter om prisutvikling og virkningen av effektbaserte tariffer i utlandet danner sammenlikningsgrunnlaget og bakgrunnen for utformingen av tariffmodellen. Dette arbeidet presenteres i et eget kapittel.

Konklusjonene i oppgaven er at energikostnaden for kraft fra PV-anlegg er i raskt synkende utvikling. Dette vil føre til et større marked for solcellesystemer innen få år. Tariffmodellen tilsier en kostnadsfordeling som belønner jevn forbruk fremfor lavt forbruk, og straffer høyt effektuttak. Dette kan ha negative effekter for husholdninger med lavt forbruk eller egenproduksjon av kraft dersom de ikke tilpasser seg. Videre er det sannsynlig at et økende PV-marked vil ha gunstige effekter på nettet, særlig i kombinasjon med energilagring.

ABSTRACT

This thesis aims to examine the cost of energy produced by 3.1 kWp PV systems at different locations in Norway. As such, there will be an evaluation of which factors has the strongest impact on the energy cost, and the probable course of development of these factors. The impact and consequences of a future tariff model based on extracted power on PV systems are evaluated. Lastly, the effects of local production and storage on the tariff are examined.

A development towards extraction of power as the main contributor towards further investment in the power supply infrastructure makes a tariff model based on extracted power likely in the near future. This remodeling away from tariffs based on average energy consumption will affect households who have adjusted to profits from low energy consumption.

Based on theoretical principals for tariff modeling, a tariff model was created to examine these elements. The DeVID project was the source of some inspiration in constructing the model used in this thesis.

Parts of this thesis are a continuation of previous work in the field. The expected production of photovoltaic systems is based on a paper by Muiltconsult. Reports on the development of PV system prices as well as the effects of tariff models based on extracted power in other countries were used to frame the model used in this thesis. The works mentioned are presented in a chapter of their own.

The conclusion of this thesis is that the prices for PV systems are in rapid decline. Within a few years, the market in Norway is expected to increase significantly. The mechanisms in the created tariff model penalizes high power extraction and rewards leveled consumption. This may have negative and unwanted effects on households whom have adjusted to low average consumption or are covering some of their consumption by producing energy themselves. However, an expansion of the market for PV systems is thought to have positive effects on the power grid, especially if local energy storage is included.

INNHALDSFORTEGNELSE

Forord	I
Sammendrag	III
Abstract	V
Figurliste	X
Tabelliste	XI
Vedleggsliste	XI
1 Innledning	1
2 Bakgrunnsstoff	3
2.1 Innstrålt effekt	3
2.1.1 <i>Fra sol til atmosfære</i>	3
2.1.2 <i>Fra atmosfære til overflate</i>	3
2.1.3 <i>På overflaten</i>	4
2.1.4 <i>Air Mass og standard testbetingelser</i>	6
2.1.5 <i>Valg av vinkel</i>	6
2.2 Solcelleteknologi	8
2.2.1 <i>Hvorfor silisium?</i>	8
2.2.2 <i>Struktur</i>	8
2.2.3 <i>Fremstilling av silisium</i>	10
2.2.4 <i>Båndmodellen</i>	12
2.2.5 <i>Ledningsevne</i>	12
2.2.6 <i>Doping</i>	13
2.2.7 <i>PN-overgang</i>	14
2.2.8 <i>Fotovoltaisk og fotoelektrisk effekt</i>	15
2.2.9 <i>Diodekarakteristikk</i>	15
2.2.10 <i>Strøm og spenning i en solcelle</i>	16
2.2.11 <i>PV-system</i>	17
2.2.12 <i>Skygging</i>	18
2.2.13 <i>Andre tapsfaktorer</i>	20
2.3 Batteriteknologi	21
2.3.1 <i>Oppbygning, prinsipper</i>	21
2.3.2 <i>Utfordringer</i>	22
2.3.3 <i>Batterier og solcelleteknologi</i>	23
2.3.4 <i>Tapsmekanismer</i>	23
2.4 Det norske kraftsystemet	24

2.4.1	<i>Organisering</i>	24
2.4.2	<i>Forbruk og kostnader</i>	25
2.4.3	<i>Strøm og spenning, frekvens og effektbalanse</i>	27
2.4.4	<i>Aktører i kraftsystemet</i>	27
2.4.5	<i>Dagens tariffmodell</i>	28
2.4.6	<i>Optimal tariffing</i>	30
2.4.7	<i>Utvikling og utbygging</i>	30
2.4.8	<i>Avanserte måle og styringssystemer</i>	31
2.4.9	<i>Nye tariffmodeller</i>	31
2.5	<i>Nettilknyttet solcelleanlegg</i>	32
2.5.1	<i>Komponenter</i>	32
2.5.2	<i>Montering</i>	34
2.5.3	<i>Støtteordninger</i>	35
3	Tidligere arbeid	37
3.1	<i>Multiconsult</i>	37
3.1.1	<i>Potensialet i Norge</i>	37
3.1.2	<i>Meteorologiske data</i>	38
3.1.3	<i>Simulering</i>	39
3.1.4	<i>Systempriser 2013</i>	42
3.1.5	<i>Energikostnad 2013</i>	42
3.2	<i>Fraunhofer ISE</i>	43
3.2.1	<i>Prisutvikling i markedet for 10 kWp – 100 kWp systemer</i>	43
3.2.2	<i>Effektivitet og ny teknologi</i>	44
3.3	<i>Kanak</i>	45
3.3.1	<i>Erfaringer fra utlandet</i>	45
3.3.2	<i>Foreslåtte tariffmodeller</i>	45
3.3.3	<i>Konklusjoner</i>	46
3.4	<i>DeVID-prosjektet</i>	47
3.4.1	<i>Tariffmodell</i>	47
3.4.2	<i>Resultater</i>	49
4	Metode	51
4.1	<i>Energikostnad</i>	51
4.1.1	<i>Forventet produksjon</i>	51
4.1.2	<i>Systempriser 2015</i>	52
4.1.3	<i>Beregning av energikostnad</i>	52

4.1.4	<i>Sensitivitetsanalyse</i>	54
4.1.5	<i>Modent marked</i>	54
4.1.6	<i>Teknologiutvikling</i>	55
4.1.7	<i>Tilskuddsordninger</i>	55
4.2	Tariffendring	56
4.2.1	<i>Energibasert tariff</i>	56
4.2.2	<i>Effektbasert tariff</i>	56
4.2.3	<i>Sensitivitetsanalyse</i>	57
5	Resultater	58
5.1	Energikostnad	58
5.1.1	<i>Forventet produksjon</i>	58
5.1.2	<i>Systempriser 2015</i>	59
5.1.3	<i>Beregning av energikostnad</i>	59
5.1.4	<i>Sensitivitetsanalyse</i>	60
5.1.5	<i>Modent marked</i>	62
5.1.6	<i>Teknologiutvikling</i>	62
5.1.7	<i>Tilskuddsordninger</i>	64
5.2	Tariffendring	65
5.2.1	<i>Energibasert tariff</i>	65
5.2.2	<i>Effektbasert tariff</i>	66
5.2.3	<i>Sensitivitetsanalyse</i>	70
6	Diskusjon	72
6.1	Energikostnad	72
6.1.1	<i>Modent marked</i>	75
6.1.2	<i>Teknologiutvikling</i>	75
6.1.3	<i>Tilskuddsordninger</i>	76
6.2	Tariffendring	77
6.2.1	<i>Vedrørende energibasert tariff</i>	77
6.2.2	<i>Vedrørende effektbasert tariffmodell</i>	78
6.3	Det helhetlige bildet	81
6.4	Forslag til videre arbeid	82
7	Konklusjon	83
8	Referanser	84

FIGURLISTE

Figur 2-1 Innstrålingens fordeling gjennom atmosfæren.....	4
Figur 2-2 Sammenhenger mellom innstråling og overflate.....	5
Figur 2-3 Innstålingskart for Europa.....	5
Figur 2-4 Gitterstrukturen til silisium.....	9
Figur 2-5 Gittervibrasjon i silisium.....	9
Figur 2-6 Czochralskiprosessen.....	10
Figur 2-7 Polykrystallinsk silisium.....	11
Figur 2-8 Ulike solcellemoduler.....	11
Figur 2-9 Båndmodellen.....	12
Figur 2-10 Klasseinndeling.....	13
Figur 2-11 Doping av halvledere.....	14
Figur 2-12 Deplesjonslag.....	14
Figur 2-13 Diodekarakteristikk for solceller.....	16
Figur 2-14 Forenklet solcelle.....	17
Figur 2-15 IV-diagram for solceller.....	17
Figur 2-16 Oppbygningen av PV-systemer.....	18
Figur 2-17 Skygging av solceller i streng.....	19
Figur 2-18 Det norske kraftsystemet.....	24
Figur 2-19 Historisk utvikling av forbruk i Norge.....	25
Figur 2-20 Energiforbruket i Norge i 2012.....	26
Figur 2-21 Aktører i det norske kraftsystemet.....	28
Figur 2-22 Frihetsgraden til nettselskaper.....	29
Figur 2-24 Mikrovekselrettere.....	32
Figur 2-25 Strengvekselrettere.....	33
Figur 2-26 Sentralvekselretter.....	33
Figur 2-26 Building Integrated PhotoVoltaics (BIPV).....	35
Figur 2-27 Building Adapted PhotoVoltaics (BAPV).....	35
Figur 3-1 Referanseområder.....	37
Figur 3-2 Klimadata benyttet i simulering.....	39
Figur 3-3 Modul EcoPlus – PolyUp 250Wp fra Innotech Solar.....	41
Figur 3-4 Prisutviklingen i Tyskland.....	43
Figur 3-5 Virkningsgraden til ulike teknologier.....	44
Figur 3-6 Skissering av abonnert effekttariff.....	47
Figur 3-7 Styringscenter over internett i Steinkjer.....	48
Figur 3-8 Styringscenter brukt på Hvaler.....	49
Figur 5-1 Årlig forventet kraftproduksjon for et 3,1 kWp solcellesystem.....	59
Figur 5-2 LCOE-intervall for et 3,1 kWp PV-system.....	60
Figur 5-3 Sensitivitetsanalyse for energikostnaden.....	61
Figur 5-4 Økning i forventet produksjon ved teknologit utvikling.....	63
Figur 5-5 Sensitivitetsanalyse av effektbasert tariff.....	71

TABELLISTE

Tabell 2-1 Definisjoner vedrørende innstråling	4
Tabell 2-2 Begreper definert av Multiconsult	6
Tabell 2-3 Energibasert tariffmodell	29
Tabell 3-1 Total årlig innstrålt energi (kWh/m ²) mot en horisontal flate	39
Tabell 3-2 Tapsmekanismer lagt til grunn av Multiconsult (2013)	40
Tabell 3-3 Skyggetap på grunn av snødekke	40
Tabell 3-4 Grunnlag for simulering i PVsyst	41
Tabell 3-5 Resultat av simulering utført av Multiconsult (2013)	42
Tabell 3-6 Systempriser 2013	42
Tabell 3-7 Energikostnader 2013	42
Tabell 3-8 Effektbaserte tariffmodeller foreslått av Kanak.....	46
Tabell 3-9 Tariffdetaljer for DeVID-prosjektet	48
Tabell 3-10 Resultat av abonnert effekt på 5,5 kW	49
Tabell 3-11 Resultat av prosjekt med abonnert effekt på 12 kW	50
Tabell 4-1 Oppsummering av forutsetninger lagt til grunn for beregning av LCOE	54
Tabell 4-2 Effektbasert tariffmodell og forutsetninger	57
Tabell 5-1 Forventet produksjon med et 3,1 kWp PV-anlegg	58
Tabell 5-2 Totale systempriser per 2015	59
Tabell 5-3 Endring i energikostnaden (LCOE) ved varierende forutsetninger	61
Tabell 5-4 Teknologitvikling	63
Tabell 5-5 Virkning av tilskuddsordninger	64
Tabell 5-6 Nettleie for husholdninger med ulikt forbruk	65
Tabell 5-7 Nettleie ved ulikt forbruk med energibasert tariff.....	66
Tabell 5-8 Endring i nettleie ved ulikt forbruk	67
Tabell 5-9 Endring i nettleie ved ulik kraftproduksjon	68
Tabell 5-10 Endring i nettleie ved ulik abonnert effekt	69
Tabell 5-11 Endring i nettleie ved ulikt overforbruk	70
Tabell 5-12 Endring i nettleien ved varierende parametere	71

VEDLEGGSLISTE

Vedlegg 1 Valutakurser

Vedlegg 2 Nettleiestatistikk

Vedlegg 3 Beregninger av LCOE i Excel

Vedlegg 4 Innstrålingsdata

1 INNLEDNING

Bakgrunn

Energi produseres ofte andre steder enn det forbrukes. Dette kommer av at energiresursene befinner seg et stykke unna de store industri- og befolkningsområdene hvor forbruket er høyt. I Norge har man over tid opprettet et system for overføring av elektrisk energi over store distanser. Dette systemet kalles *kraftnettet* og har som oppgave å transportere elektrisk energi fra kraftverk til forbrukere.

Nettariffer er betaling for bruk av kraftnettet. Hovedmålet med tariffene er å dekke kostnadene for å bygge, drifte og eie nettet uten at det oppstår samfunnsøkonomiske tap. Det samfunnsøkonomiske tapet oppstår om tariffen ikke settes slik at den reflekterer den virkelige kostnaden ved å benytte nettet, slik at forbrukeres kostnader ikke gjenspeiler det faktiske forholdet.

Dagens tariffmodell baserer seg på et energiledd for å fordele kostnadene i nettet. Det har gjort det lønnsomt å kutte ned eller effektivisere eget forbruk. De siste årene har utviklingen gått mot energieffektivisering av bygg og oppblomstring av energibesparende, men effektkrevende, elektronikk som induksjonsovner og gjennomstrømningsvarming av vann. I tillegg har el-bilen gjort sitt virkelige inntog i bilparken og salget av solcelleanlegg har eksplodert.

Vanene til den generelle strømforbruker har endret seg. Utviklingen blant sluttbrukere i distribusjonsnettet går mot mindre energiforbruk og mer effektuttak. Det er kommet til et punkt hvor selve kraftnettet må dimensjoneres mot et fåtall timer i døgnet med maks effektuttak, fremfor den totale kraftoverføringen. Denne utviklingen har ført til økt nødvendighet for utbygging av kraftnettet. Utbygging av denne type infrastruktur er forbundet med enorme kostnader.

Regningen for den planlagte utbyggingen faller på forbrukere, gjennom en høyere tariff. Derfor har Norges vassdrags- og energidirektorat startet prosessen med omgjøring av tariffstrukturen i Norge. Husholdninger med store effektuttak skal ta hoveddelen av regningen, mens husholdninger med jevnt forbruk skal belønnes. Effektivitetskriteriet i energiloven gjør at tariffer skal så godt som mulig føre til effektiv utnyttelse av nåværende nett, og en effektiv utbygging og videreutvikling av nettet.

Problemstilling og målsetninger

Denne oppgaven søker å redegjøre for hvordan en overgang til effektbasert tariffstruktur vil påvirke husholdninger med egenproduksjon av kraft ved PV-anlegg, samt belyse hvilke faktorer og tiltak som kan ha positive og negative effekter i forhold til dette.

For å gjøre dette tar oppgaven for seg beregninger av energikostnadene til PV-anlegg ved fem ulike geografiske plasseringer i Norge basert på oppdaterte systempriser og simuleringer utført av Multiconsult. Det gjøres en sensitivetsanalyse på energikostnadene for å belyse hvilke faktorer som spiller størst rolle for utviklingen av pris og marked. De viktigste faktorene blir undersøkt nærmere.

Videre utformes en tariffmodell basert på abonnert effekt. Denne benyttes for å se på omfordeling av kostnadene ved en overgang fra dagens tariff. Forskjellige scenarioer er lagt til grunn for beregningene og det utføres en sensitivetsanalyse for å belyse de viktigste faktorene i modellen.

Avslutningsvis undersøkes påvirkningen av tariffmodellen på husholdninger med småskala solcelleanlegg. I tillegg trekkes elektrifisering av bilparken og energilagring inn.

Oppbygging

Oppgavens oppbygging består av en teoridel hvor fysikken bak innstråling, solcelleteknologi og elektrokjemisk lagring blir grundig gjennomgått for å vise virkemåter og tapsfaktorer. Her blir også oppbyggingen av kraftsystemet og tariffen, og nettilkobling av PV-systemer gjennomgått.

Det er viet et eget kapittel til de viktigste arbeidene lagt til grunn for denne oppgaven. Blant disse er Multiconsult sitt kostnadsstudie fra 2013 som danner grunnlaget for forventet produksjon med PV-anlegg i Norge. I tillegg danner den et godt sammenlikningsgrunnlag for utviklingen av systempriser. Fraunhofer ISEs rapport viser utviklingen for PV-industrien i Tyskland, og danner et bilde av hvordan utviklingen i Norge kan bli. Rapporten fra Kanak belyser teoretiske fordeler og ulemper med ulike effektbaserte tariffen. Denne danner grunnlaget for utformingen av modellen i denne oppgaven. Til slutt er pilotprosjektet DeVID omtalt. Her benyttes en tariff basert på abonnert effekt på husholdninger i Hvaler og Steinkjer for å se på faktiske implikasjonene.

Videre er metoden grundig presentert for å gi fremtidige lesere muligheten til å utføre de samme beregningene, da mye i denne oppgaven er basert på flyktige data og vil endres med tiden. Her er også antakelser og forutsetninger presentert.

Resultatdelen presenterer resultatene av beregninger av energikostnader og virkninger av den effektbaserte tariffmodellen.

I diskusjonsdelen begrunnes valgene gjort i metoden sett i lys av resultatene. Her sammenliknes resultatene med hva andre har funnet eller hva som var forventet. Diskusjonsdelen avslutter med forslag til videre arbeid.

Konklusjonsdelen belyser de viktigste funnene.

Oppgaven avsluttes med en referanseliste og fire vedlegg.

2 BAKGRUNNSSTOFF

2.1 INNSTRÅLT EFFEKT

2.1.1 Fra sol til atmosfære

I følge Chen (2011, s. 69) er den emitterte effekten fra sola 63,1 MW/m². Størrelsesforskjell og avstand mellom sol og jord gjør at denne begrenses på veien hit. Den innstrålte effekten fra sol til jord omtales ofte som *solkonstanten*, og settes til rundt 1365 W/m² (Chen, 2011, s. 1). Variasjonen i denne er så liten over tid at den uformelt sees på som en fysisk konstant. I følge Chen (Chen, 2011, s. 67) har ikke denne endret seg mer enn 0,1 % over de siste 100 årene. En dag har 86400 sekunder, et år har 365,24 dager og jordradien er 3671 km (Williams, 2015). Dette gir en totalt innstrålt energi i løpet av et år på omkring 5,46 10²⁴ J. Hvis man sammenlikner dette med den totale energibruken i verden i perioden 2005-2010 utgjør dette omkring 0,01 % av dette (Chen, 2011, s. 1).

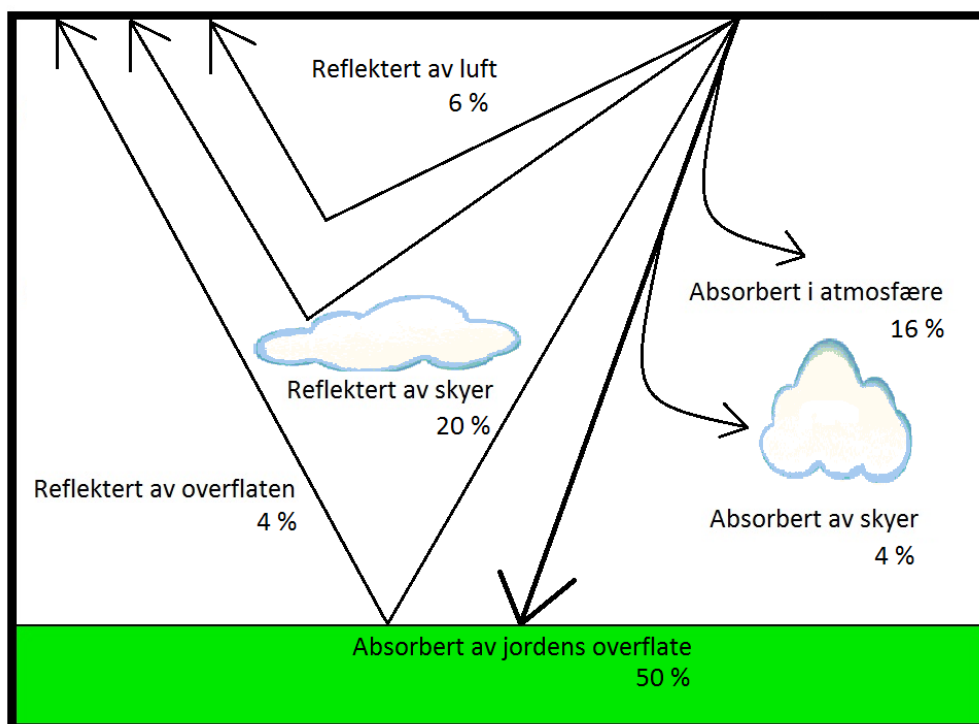
2.1.2 Fra atmosfære til overflate

I løpet av ferden gjennom atmosfæren blir noe av strålingen absorbert av skyer og gasser, mens noe blir reflektert vekk fra jorda. Dette fører til at den innstrålte effekten på bakkenivå er lavere enn solkonstanten. Sammenhengen mellom innstråling, absorpsjon og refleksjon diskuteres ofte blant klimaforskere. Denne oppgaven tar ikke for seg denne typen klimarelaterte diskusjoner, men presenterer heller de viktigste aspektene.

I Chen (2011, ss. 108-109) oppsummeres fordelingen gjennom atmosfæren:

- Om lag 30 % av strålingen reflekteres eller spres tilbake til verdensrommet
 - o 20 % er reflektert av skyer
 - o 6 % er spredt av luften
 - o 4 % er reflektert av jordens overflate
- Om lag 20 % av strålingen absorberes av atmosfæren
 - o 16 % absorbert av vanndamp, ozon, støv, med mer
 - o 4 % absorberes av skyer
- Om lag 50 % absorberes av jordens overflate

Den totale strålingsenergien jorden mottar fra sola er dermed rundt 70 % av solkonstanten. Dette er oppsummert i **Figur 2-1**.



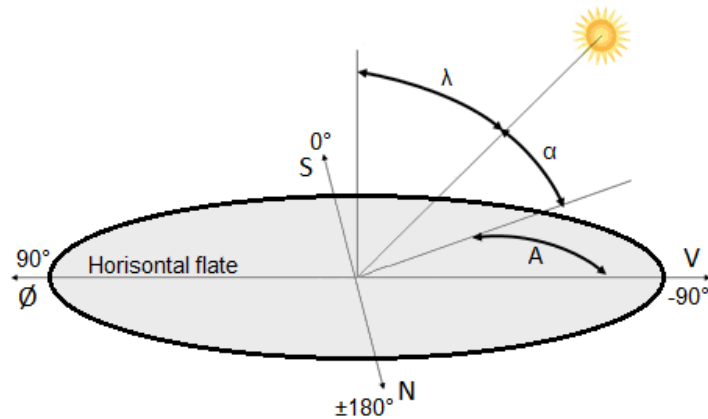
Figur 2-1 Innstrålingens fordeling gjennom atmosfæren. Figuren illustrerer hvordan innstrålt effekt fordeles gjennom atmosfæren. Summen av absorbert innstråling er omtrent 70 % av solkonstanten.

2.1.3 På overflaten

Den spesifikke effekten på et gitt areal på jordoverflaten avhenger av mer enn den innstrålte effekten. For å oppnå maksimal produksjon på en solcellemodul, forutsettes det at strålingen faller vinkelrett på den. I de fleste tilfeller betyr dette at modulene må plasseres i en vinkel mot en himmelretning. I tillegg forandres den mest optimale vinkelen gjennom året og tiden på døgnet på grunn av solens forflytning i forhold til jorda. For å diskutere dette videre må noen sentrale begreper forklares.

Tabell 2-1 Definisjoner vedrørende innstråling. Tabellen lister opp de viktigste definisjonene vedrørende solens bevegelse.

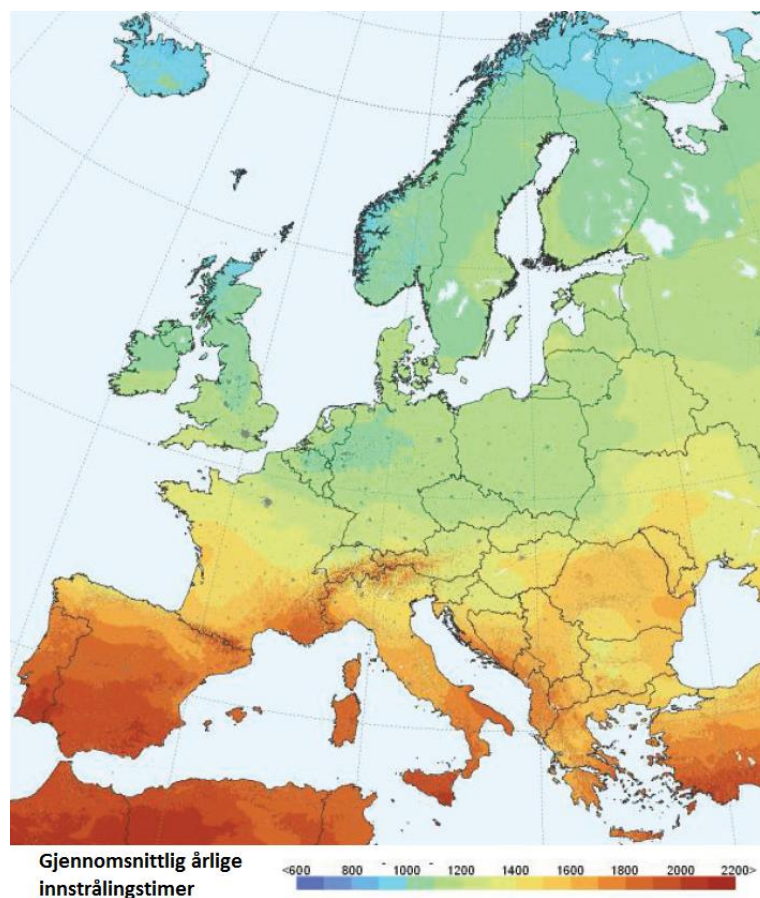
Begrep	Beskrivelse	Symbol
Azimutvinkel	Kompassretningen til solen ved et gitt tidspunkt. Sør, vest og øst er henholdsvis 0°, -90° og 90°, slik at solen alltid beveger seg i positiv retning.	A
Deklinasjonsvinkel	Vinkelen mellom origo i ekvatorplanet og en rett linje til sentrum av sola. Forekommer på grunn av jordas rotasjon om sin egen akse. Maksimalt utslag forekommer 21. juni og 22. desember, ved 23,5° og -23,5°.	δ
Solhøyde	Vinkelen mellom innstråling og en horisontal flate.	α
Zenitvinkel	Vinkelen mellom innstråling og en vertikal linje normalt på en horisontal flate.	λ



Figur 2-2 Sammenhenger mellom innstråling og overflate Figuren illustrerer forholdet mellom de viktigste begrepene i forhold til innstråling. Illustrasjonen gjelder kun for områder nord for ekvator, da solens posisjon er sørlig.

Vinkelen et solcellepanel bør ha for å oppnå maksimal produksjon varierer med solhøyden, α , som igjen avhenger av breddegraden den befinner seg på, deklinasjonsvinkelen og tiden. En høy solhøyde vil føre til at sollys får en kortere vei gjennom atmosfæren. **Figur 2-2** viser noen av sammenhengene.

Den ønskelige vinkelen til en solcellemodul varierer også av ønsket bruk. Dersom man heller ønsker jevn produksjon gjennom året enn høye produksjonstopper om sommeren, må modulene orienteres forskjellig. **Figur 2-3** viser at potensialet for solenergi er stort i Europa. Legg merke til at Norge har liknende potensial som Tyskland på innstrålingskartet.



Figur 2-3 Innstålingskart for Europa. Kartet viser gjennomsnittlig årlige innstrålingstimer i Europa. Merk at store deler av Norge har liknende utgangspunkt som Tyskland.

2.1.4 Air Mass og standard testbetingelser

For å definere standard testbetingelser (STC) i forhold til innstråling har begrepet *Air Mass* (AM) blitt innført. En Air Mass på 1 (AM1) beskriver sollys som faller vinkelrett på overflaten, altså $\alpha = 90^\circ$ og $\lambda = 0^\circ$. Standard testbetingelser for solcellemoduler dikterer at AM1,5 skal benyttes. En *Air Mass* på 1,5 betyr at innstrålt sollys beveger seg 1,5 ganger så langt gjennom atmosfæren sammenliknet med en sol som står vinkelrett på overflaten. Dette forekommer når solhøyden α er lav og zenitvinkel λ større. Den ekstra veien gjennom atmosfæren fører til at innstrålt effekt er svekket i forhold til optimale forhold. AM1,5 kalles ofte *én sol* og tilsvarer en innstrålt effekt på 1000 W/m^2 . Solkonstanten på 1365 W/m^2 er referert til utsiden av atmosfæren, der *Air Mass* har en verdi på 0 (AM0).

Poenget med testbetingelsene er å skape mer virkelighetsnære testsituasjoner for solceller. Ifølge Chen (2011, s. 24) er standard testbetingelser for måling av effektivitet og avgitt effekt for solceller 25°C romtemperatur, én sol tilsvarende 1000 W/m^2 og en vandringsdistanse for sollyset tilsvarende Air Mass 1,5. **Formel (2-1)** viser hvordan zenitvinkelen kan beregnes ved gitt Air Mass.

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

Hvor $\lambda_{AM1,5}$ er zenitvinkelen ved AM1,5. Av dette følger det at vinkelen et solpanel skal ha i forhold til horisontalplanet skal være omkring 42° for å oppnå maksimal gjennomsnittlig produksjon.

Multiconsult (2013, s. 9) har i tillegg definert tre begreper for å vurdere ytelsen til solcellemoduler.

Tabell 2-2 Begreper definert av Multiconsult. Tabellen definerer tre viktige begreper som brukes gjennom denne oppgaven.

Begrep	Forklaring
Watt peak (Wp)	Maksimal målt effekt når en solcelle drives i MPP (se kapittel 2.2.10). Dette regnes som en moduls installerte effekt ved STC.
Ytelsesfaktor (%)	Differansen mellom energiproduksjon i et ideelt og et reelt PV-system. Faktoren sier noe om hvor store tap det er i systemet.
Spesifikk ytelse (kWh/kWp/år)	Den årlige energien som genereres av PV-systemet i forhold til den installerte effekten.

2.1.5 Valg av vinkel

Solen vandrer fra øst mot vest, og i land som er plassert nord for ekvator vil solens vandring alltid foregå i sydlig retning. Paneler vendt sørover vil gi vesentlig større kraftproduksjon enn i nordlig retning. Hva den optimale vinkelen er fra sted til sted varierer med geografisk posisjon. I tillegg må ønsket produksjonsprofil vurderes.

En hytte som kun brukes sommertid vil sannsynligvis ønske størst utnyttelse av solcellemodulen på sommertid. Da vil en lav vinkel være optimalt. Det gir nærmest vinkelrett innstråling sommerstid, på bekostning av utnyttelse i vinterhalvåret. På den andre siden vil en bolig som brukes minimalt i varme måneder heller utnytte solstrøm mer jevnlig gjennom året. Da bør vinkelen være høyere slik at peak-verdiene i varme måneder blir lavere, men årsproduksjon blir høyere. Dette avhenger av de individuelle forbruksprofilene til ulike boliger og fritidsboliger, og hvor langt nord man befinner seg.

Norge strekker seg fra 57° nordlig breddegrad i sør til 71° i nord. I en rapport fra Multiconsult (2013, s. 9) fastslås det at vinklene for optimal årsproduksjon i Norge varierer fra henholdsvis 38° i Kristiansand til 47° i Tromsø. Innstrålt effekt skal i teorien variere fra rundt 700 kWh/m²/år lengst mot nord i Norge, til rundt 1000 kWh/m²/år i de sørligst områdene (fornybar.no, 2015b).

2.2 SOLCELLETEKNOLOGI

Historisk sett har elektrisitet blitt produsert på et begrenset antall måter i stor skala. Den mest kjente metoden er elektromagnetisk induksjon, basert på Michael Faradays (1791-67) publikasjoner fra 1831. Helt siden sent på 1800-tallet har store generatorer basert på disse prinsippene vært i bruk. I motsetning til generatorer, har solceller ingen bevegelige deler. Her omformes energien i innfallende elektromagnetisk stråling fra sola til energi.

Det er den fotovoltaiske effekten som gjør dette mulig. Denne måten å produsere elektrisk kraft i et solid materiale ble først oppdaget i stoffet selen av britene William Grylls Adams og Richard Evans Day på 1870-tallet. Noen få år senere ble den første fotovoltaiske solcellen laget. Effektiviteten til cellen ble målt til 0,5 %. I 1954 skapte Bell Labs den aller første silisiumsolcellen. Effektiviteten ble målt til 5,7 %, og solenergi ble for første gang ansett som en potensiell energikilde. Særlig innen romfart har solen blitt en uvurderlig energikilde. Videreutviklingen har dermed gått raskt, og allerede på tidlig 2000-tallet var effektiviteten for monokrystallinsk silisiummoduler økt til 25 %, som er veldig nære den teoretiske grensen for silisiumsolceller på 28 % (Chen, 2011, s. 117).

2.2.1 Hvorfor silisium?

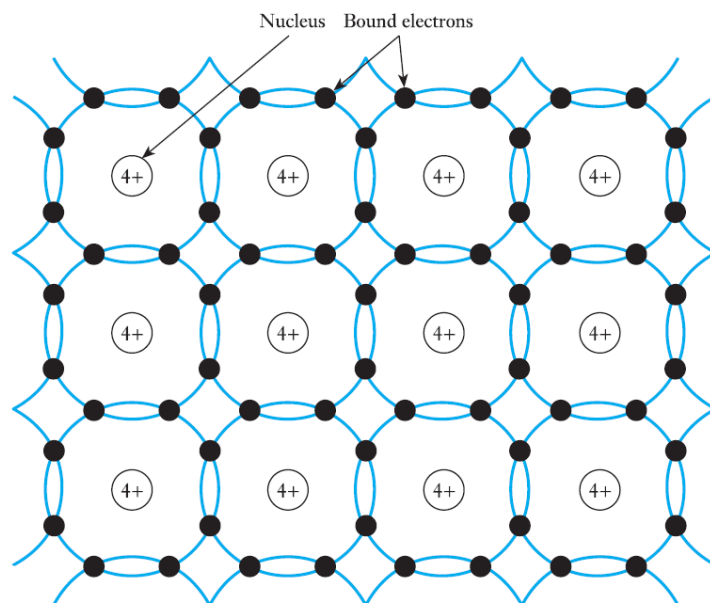
Grunnene til at denne oppgaven velger å ta for seg silisium som solcellematerialet er mange. Ifølge Chen (2011, s. 177) har silisiumsolceller 80–90 % av markedsandelen på grunn av de mange fordelene:

- Silisium er ikke giftig
- Silisium er svært stabilt kjemisk
- Silisium utgjør om lag 27 % av jordskorpen, og er det nest mest mengderike elementet etter oksygen
- Dagens silisiummoduler er allerede opp mot teoretisk grenseverdi
- Masseproduserte lavkostnads silisiummoduler har høy effektivitet
- Fremstilling av ultra-rent silisium er velutviklet, mye på grunn av mikroelektronikk-industrien

Det finnes for øvrig andre egnede solcellematerialer. Mest vanlig er Germanium (Ge) og Gallium Arsenikk (GaAs), men det finnes også solceller av CIGS (CuInGaSe₂) og Kadmium tellurid (CdTe) (Storey, 2013, s. 310).

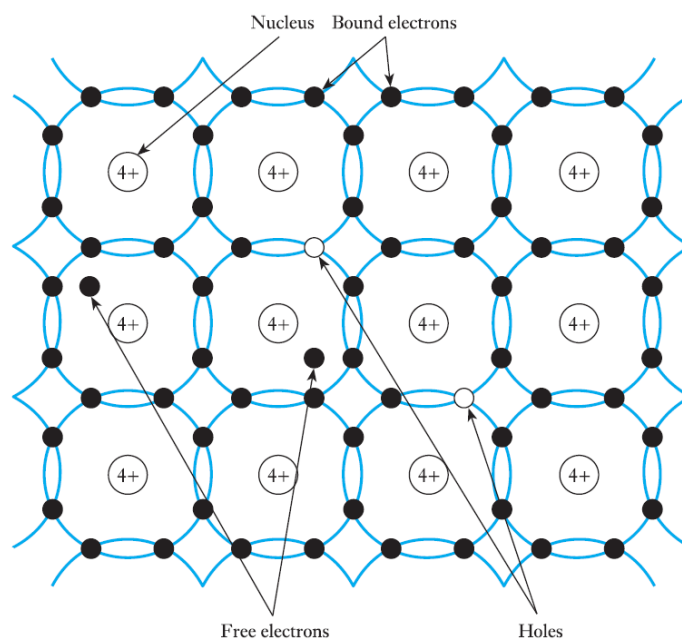
2.2.2 Struktur

Silisium er av gruppe IV i den periodiske tabell. Det innebærer at det er fire elektroner i det ytterste elektronskallet. Det ytterste elektronskallet til atomer kan ha opp mot åtte elektroner, og atomene er mest stabile når dette er tilfellet (Storey, 2013, s. 310). I et krystall av rent silikon vil atomene orienteres på en slik måte at hvert atom deler elektroner med fire andre nabo-atomer. Dette kalles *gitterstruktur*. I **Figur 2-4** ser man hvordan silisiumstrukturen ser ut på atomnivå. Her danner elektronene det man kaller *kovalente bindinger* mellom atomene. Det kreves mye energi for å løse opp disse bindingene.



Figur 2-4 Gitterstrukturen til silisium. Figuren viser hvordan silisiumatomer orienterer seg i et krystall av rent silisium. Hvert silisiumatom har egentlig bare fire elektroner i sitt ytterste skall. Ved hjelp av kovalente bindinger, hvor atomer deler elektroner mellom seg, får atomene åtte elektroner i det ytterste skallet og danner en gitterstruktur. Kilde: (Storey, 2013, s. 311)

Ved temperaturer ned mot det absolutte nullpunkt er det få bevegelige elektroner tilstede i gitterstrukturen. Når temperaturen økes vil termisk vibrasjon i gitterstrukturen, ofte kalt *gittervibrasjon*, riste løs noen frie elektroner. Disse elektronene forlater et hull som kan ta imot nærliggende elektroner. Egentlig er det kun elektroner som flytter seg fra hull til hull, men hullene betraktes likevel som bevegelige ladningsbærere. **Figur 2-5** viser gittervibrasjonen i silisiumstrukturer. Dette belyses nærmere i kapittel 2.2.6.



Figur 2-5 Gittervibrasjon i silisium. Figuren illustrerer hvordan temperatur fører til termisk vibrasjon, eller gittervibrasjon, i gitterstrukturen til silisium. Vibrasjonen løsriver elektroner fra de kovalente bindingene. Løsrivelsen etterlater seg et hull. Dette hullet anses som en egen, mobil ladningsbærer, selv om det i realiteten er elektroner som beveger seg fra hull til hull. Kilde: (Storey, 2013, s. 311)

2.2.3 Fremstilling av silisium

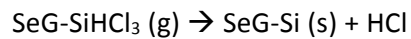
Den vanligste prosessen for fremstilling av ren silisium er *Siemensprosessen*. Kvantssand eller andre silisiumrike mineraler reduseres karbotermisk til silisium av metallurgisk kvalitet. Dette gir silisium med omkring 98% renhet, men for bruk i solceller må renheten være minst 99,9999% (Chen, 2011, s. 201).



Det urene silisiumet reagerer med saltsyre og blir omdannet til gassen triklorsilan, SiHCl_3 .



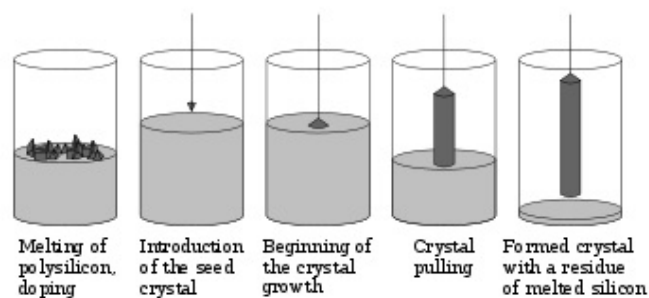
Ved fraksjonert destillasjon økes renheten. Gassen varmes opp til rundt 1150°C i nærheten av silisiumstaver av høy renhet. Da dekomponeres gassen og skiller ut svært ren silisium i fast form.



For å gjøre det faste silisiumet anvendelig som solceller må det omgjøres til tynne skiver, ofte kalt *wafere*. De to mest brukte metodene gir ulike typer wafere, som har hver sine fordeler og ulemper.

Monokrystallinsk silisium

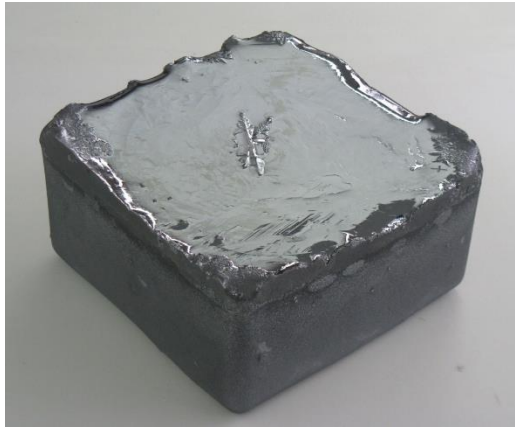
For å lage monokrystallinsk silisium brukes *Czochralskiprosessen* som vist i **Figur 2-6**. Her dyppes en liten stav av monokrystallinsk silisium ned i smeltet, rent silisium. Staven trekkes langsomt ut av smelten mens den roteres. Silisiumet i smelten fester seg til staven og danner en sylinder av helkrystall. Denne avkjøles og kuttet i tynne wafere og skjæres til så de får rette sider og buede kanter.



Figur 2-6 Czochralskiprosessen. Svært rent silisium smeltes i en smeltedigel. En monokrystallinsk silisiumstav føres ned i smelten. Deretter trekkes staven langsomt ut mens den roteres. Silisiumatomer fester seg til staven slik at det dannes en sylindrisk silisiumkrystall. Kilde: thequartzcorp.com

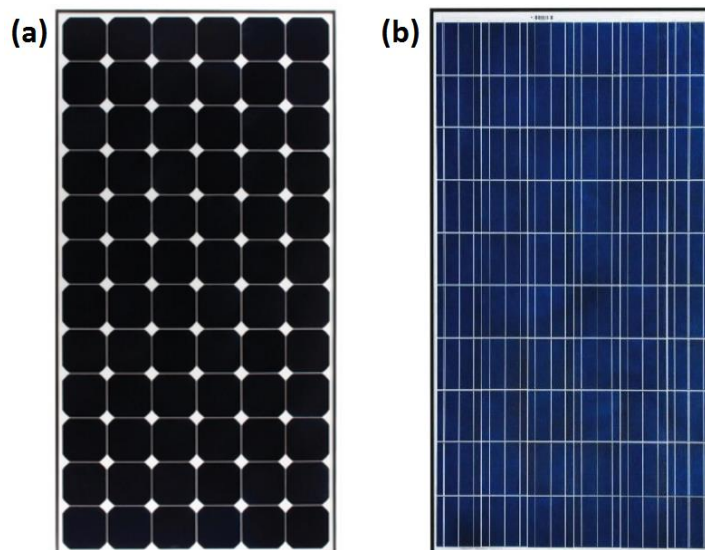
Polykrystallinsk silisium

For å fremstille polykrystallinske wafere smeltes det rene silisiumet i støpeblokker som avkjøles. Deretter kuttes de i tynne, kvadratiske wafere. Et eksempel på en silisiumblokk er vist i **Figur 2-7**.



Figur 2-7 Polykrystallinsk silisium. Figuren viser en blokk med polykrystallinsk silisium før den kuttes i wafere. Wafere fra en silisiumblokk som dette blir kuttet i kvadrater. Dette gjør det mulig å sette flere wafere sammen i én modul, uten at det blir for mye luft i mellom. Kilde: fraunhofer.ise.de

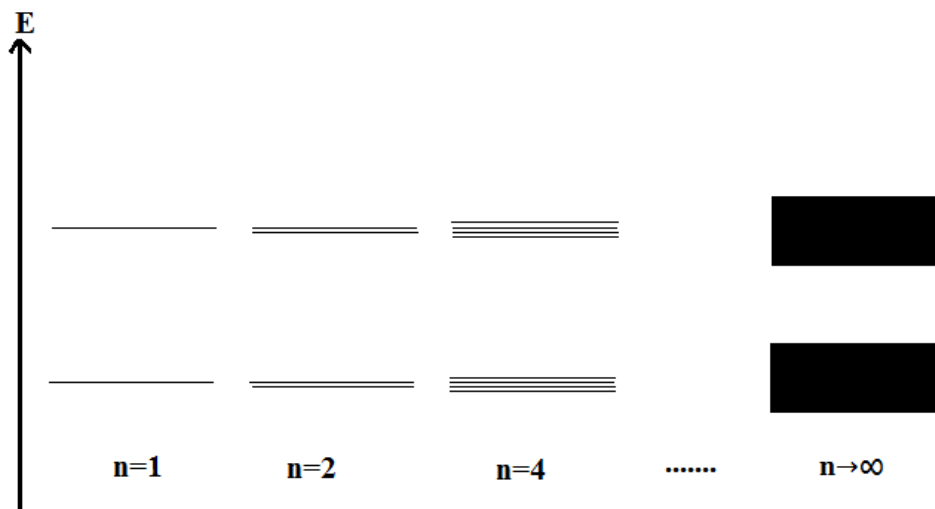
Ifølge Chen (2011, s. 26) har monokrystallinske solceller generelt en høyere virkningsgrad enn polykrystallinske, men de har også en høyere pris på grunn av den mer energi- og tidkrevende fremstillingen. Monokrystallinske celler er oftest sorte og de buede kantene gjør at det er en del luft mellom cellen. Dette er vist i **Figur 2-8 (a)**. Polykrystallinske wafere har en kvadratisk fasong, som gjør at de enkelt kan ligge side om side i en modul uten at det er noe uønsket luft mellom dem slik som i **Figur 2-8 (b)**. Dette er den mest utbredte teknologien i dag og kjennetegnes ofte ved sin lyse eller mørke blåfarge.



Figur 2-8 Ulike solcellemoduler. Figur (a) viser en modul med monokrystallinske solceller. Legg merke til de karakteristiske luftrommene mellom cellene, forårsaket av kutting av sylindrisk materiale. Figur (b) viser en modul av polykrystallinsk silisium. Den karakteristiske blåfargen er veldig vanlig for slike moduler. Kilde: fraunhofer.ise.de

2.2.4 Båndmodellen

Et fritt elektron har et kontinuerlig område av tilgjengelige energier, mens elektronene til isolerte atomer har veldefinerte sett av tilgjengelige energinivåer. Paulis eksklusjonsprinsipp sier at det er maksimalt ett elektron i hver av disse energitilstandene (Rohlf, 1994, s. 254). På bakgrunn av dette kan man si at når veldig mange atomer samles, vil disse energinivåene spres ut til et kontinuerlig energibånd av lovlige energitilstander hvor elektronene kan oppholde seg. Dette beskrives som *båndmodellen* og er vist i **Figur 2-9**. De lovlige tilstandene samles i *energibånd*. Båndet med lavest energinivå kalles *valensbåndet*. Båndet med høyest kalles *ledningsbåndet*. Mellom disse er det et ulovlige *båndgap*, hvor elektronene ikke kan oppholde seg.



Figur 2-9 Båndmodellen. Modellen viser at en økning i antall elektroner, n , øker antall lovlige energinivåer. Ved svært høyt antall nivåer anses nivåene som et samlet bånd, derav båndmodellen. Båndet med lavest energinivå kalles valensbånd. Båndet med høyest energinivå kalles valensbåndet. Områdene mellom energibåndene kalles forbudte båndgap, da elektroner ikke kan oppholde seg her. Kilde:

2.2.5 Ledningsevne

Båndmodellen gjør at ulike materialer kan defineres i ulike klasser, basert på båndgapet og elektronfordelingen i energibåndene. De tre klassene kalles *ledere*, *isolatorer* og *halvledere*.

Ledere

I ledere er det høyeste okkuperte energinivået inne i energibåndet, se **Figur 2-10 (a)**. Elektronene kan lett bevege seg til den u-okkuperte delen. Dersom elektroner bli påført en spenning vil elektronene kunne flyte gjennom materialet. Grunnen til dette er de svake bindingene i det ytterste elektronskallet til materialet (Storey, 2013, s. 310). Med andre ord har ledere en god evne til å lede strøm. Typiske ledere er aluminium og kobber.

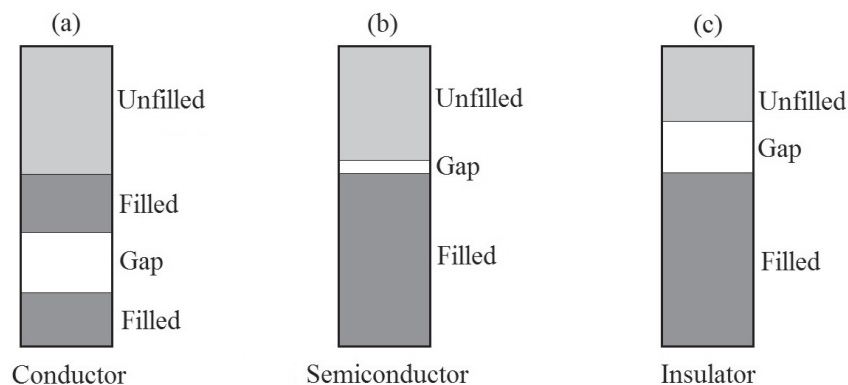
Isolatorer

I isolerende materialer vil det høyest okkuperte energinivået samsvare med valensbåndet, se **Figur 2-10 (c)**. Dette innebærer at elektronene er sterkt bundet til atomene. I tillegg er båndgapet stort,

slik at elektroner har en lang vei opp til det neste energibåndet, ledningsbåndet. Normalt sett blir ikke elektronene tilført nok energi til å gjøre dette spranget, og følgelig er ikke isolatorer gode strømledere. Typiske isolatorer er glass, keramikk og mange typer plast.

Halvledere

Midt mellom disse klassene finner man halvledere. På samme måte som isolatorer har halvledere et fullt okkupert valensbånd. Forskjellen er at båndgapet mellom valensbånd og ledningsbånd er lite, se **Figur 2-10 (b)**. Dermed kan elektroner som blir tilført en viss mengde energi bevege seg over båndgapet. Det er dette båndgapet som utnyttes i solcelleteknologi. Silisium og germanium er typiske halvledere.



Figur 2-10 Klasseinndeling. For ledere, som vist i figur (a), er det høyeste okkuperte energinivået inne i energibåndet. Dette gjør det enkelt for elektroner å bevege seg i materialet. For halvledere, som vist i figur (b), samsvarer det høyest okkuperte energinivået med grensen til energibåndet. Elektroner kan tilføres energi for å hoppe over båndgapet. Dersom båndgapet er for stort, som ved isolatorer vist i figur (c), skal det veldig mye energi til for at elektroner vandrer. Dermed leder isolatorer strøm dårlig. Kilde: (Chen, 2011, s. 161)

2.2.6 Doping

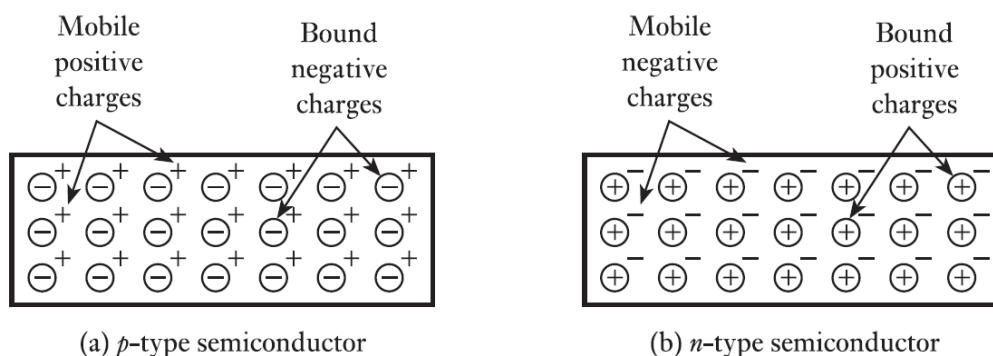
I Storey (2013, ss. 310-312) forklares sammenhengen mellom temperatur og ledeevne i halvledere. Som nevnt i kapittel 2.2.22.1.2 har silisium en gitterstruktur med få mobile elektroner ved ekstremt lave temperaturer. Ved økte temperaturer forsterkes gittervibrasjonen og dermed antallet frie elektroner i bevegelse. Elektronene etterlater seg flere elektronhull, som i sin tur kan ta imot flere elektroner. Ladningsbærere øker med temperatur. Ved romtemperatur er det relativt få av disse *elektron-hullparene*. Halvledere, som silisium, er dermed tilnærmet lik en isolator i utgangspunktet.

Ved et tillegg av urenheter i gitterstrukturen forsterker man disse effektene og endrer de elektriske egenskapene til silisium drastisk. Dette kalles *doping*. De grunnstoffene som er mest egnet til denne jobben er de med et ekstra elektron eller elektronhull i ytterste elektronskall i forhold til silisium, altså fra gruppe III og gruppe V i periodesystemet.

Et tillegg av atomer med fem elektroner i ytterste elektronskall, gruppe V, vil tilføre ekstra elektroner i gitterstrukturen. I solcellesammenheng blir vanligvis fosfor benyttet ved termisk inndiffusjon av waferene. Når et fosforatom er tilstede i en silisiumstruktur, vil fire av elektronene i ytterste skall være sterkt bundet til silisiumatomene ved kovalente bindinger. Det femte elektronet vil være svakt bundet og kan fritt bevege seg i strukturen og bidra til en strøm av elektroner, se **Figur 2-11 (b)**.

Atomer som fosfor kalles i denne sammenheng *donoratomer*, fordi de bidrar med ekstra elektroner. Halvledere med denne type urenheter kalles *n-dopet*, på grunn av deres negative ladningsbærere.

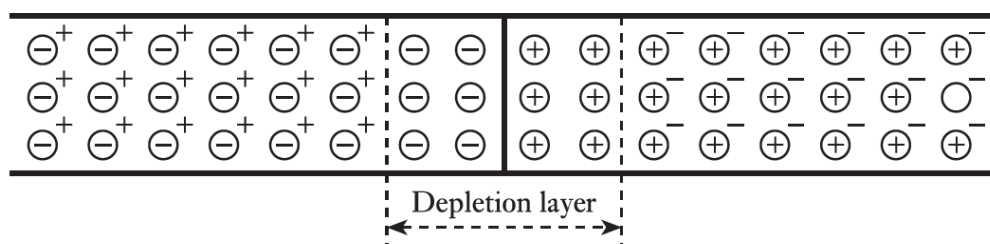
Et tillegg av atomer fra gruppe III i periodesystemet vil tilføre elektronhull i silisiumstrukturen. I solcellesammenheng smeltes bor sammen med silisium under fremstillingsprosessen. Når boratomer med tre elektroner i ytterste skall er tilstede i gitterstrukturen til silisium, vil det føre til et underskudd av elektroner, altså elektronhull. Hullene tar imot elektroner fra nærliggende atomer for å fullføre sine kovalente bånd. De beveger seg fra atom til atom og oppfører seg som en positiv ladningsbærer på samme måte som ved gittervibrasjon, se **Figur 2-11 (a)**. I denne sammenheng kalles bor for et *akseptoratom* fordi de tar imot ekstra elektroner. Halvledere med denne type urenheter kalles *p-dopet*, på grunn av deres positive ladningsbærere.



Figur 2-11 Doping av halvledere. Figur (a) viser en p-dopet halvleder. Underskudd av elektroner fører til et overskudd av positive ladningsbærere i form av elektronhull. Figur (b) viser en n-dopet halvleder. Tilførsel av atomer med fem elektroner i ytterste skall gjør at det er et overskudd av elektroner i materialet. Som man ser av begge figurene har begge materialene en motsatt ladet ikke-mobil ladning, sli at materialene er elektrisk nøytrale i utgangspunktet. Kilde: (Storey, 2013, s. 312)

2.2.7 PN-overgang

Ved å sammenslå p-dopede og n-dopede silisiumwafere dannes *pn-overganger*. Selv om hvert individuelle materiale er elektrisk nøytralt, vil n-materialet ha et overskudd av elektroner og p-materialet et overskudd av elektronhull. De mobile ladningsbærerne har en motsatt ladet ladningsbærere som ikke er mobil. Når materialene møtes vil donorelektroner diffundere fra n-materialet til p-materialet, og akseptorhull vil diffundere motsatt vei til det oppstår en likevekt i et tynt område fritt for mobile ladningsbærere. Dette området kalles *depleksjonssjiktet*. Depleksjonssjiktet er illustrert i **Figur 2-12**.



Figur 2-12 Depleksjonsslag. Figuren illustrerer hvordan donorelektroner fra et n-dopet materiale og akseptorhull fra et p-dopet materiale utlikner hverandre i et tynt sjikt når materialene settes sammen. Det er en spenningsforskjell mellom hver side av depleksjonsslaget. Denne forskjellen kalles potensialbarriere. Størrelsen på denne avgjør hvor mye energi et elektron må tilføres for å diffundere over depleksjonssjiktet. Kilde: (Storey, 2013, s. 313)

Prosessen med diffundering og rekombinasjon av ladningsbærere i deplesjonssjiktet fører til at det er svært få mobile ladningsbærere der. Strømmen av elektroner og hull setter opp et sterkt elektrisk felt på 10^6 - 10^8 V/m fra n-siden til p-siden som prøver å drive elektronene og hullene tilbake der de kom fra (Rohlf, 1994, s. 389). Spenningsforskjellen dette setter opp mellom de dopede materialene kalles *potensialbarrieren* eller pn-overgangens *innebygde potensial*. Størrelsen på denne barrieren indikerer energien et elektron må tilføres for å krysse deplesjonssjiktet. Ifølge Chen (2011, s. 170) fungerer dette i praksis som en *diode*, dersom begge sider blir tilkoblet en leder.

Etter fremstilling og sammenslåing av en n-dopet og en p-dopet silisiumwafer kalles dette en *solcelle*. Solcellens overflate etses i en sterk basisk løsning for å fjerne skader fra kuttingen og gjøre overflaten jevn. Deretter blir en svak basisk løsning tilsatt for å etse overflaten i et tilpasset mønster for å redusere refleksjon og gi best mulig oppsamling av innstrålt lys. Etter dopingsprosessen påføres overflaten et antirefleksjonsbelegg som fungerer som passivering, og et metallmønster for elektrisk kontakt. Samtidig blir baksiden tilført et metallsjikt som fungerer som baksidekontakt og speil for ikke-absorbent lys.

2.2.8 Fotovoltaisk og fotoelektrisk effekt

I 1905 viste Albert Einstein at all elektromagnetisk stråling er kvantifisert, inkludert synlig lys. En pakke av elektromagnetisk stråling kalles et *foton* og er en elementærpartikkel med energi og bevegelsesmengde, men uten masse (Rohlf, 1994, s. 76). Ifølge Townsend (2010, s. 272) kan fotoner med energi høyere eller lik båndgapet i en halvleder absorberes. Når solcellen absorberer innfallende fotoner vil elektroner i deplesjonssjiktet eksitere. Det settes opp ladningsbærere i form av elektron-hull-par. Dersom det er tilkoblet en ekstern krets fra p-siden til n-siden på solcellen, vil elektronene vandre i den ytre kretsen.

På denne måten blir en strøm generert som kan utnyttes i en ekstern krets. Løsrivningen av elektroner ved innstråling av fotoner kalles den *fotoelektriske effekt*. Når denne effekten finner sted i en solcelle, kalles det den *fotovoltaiske effekt*. På engelsk heter denne *photovoltaic effect*, og er bakgrunnen for terminologien PV.

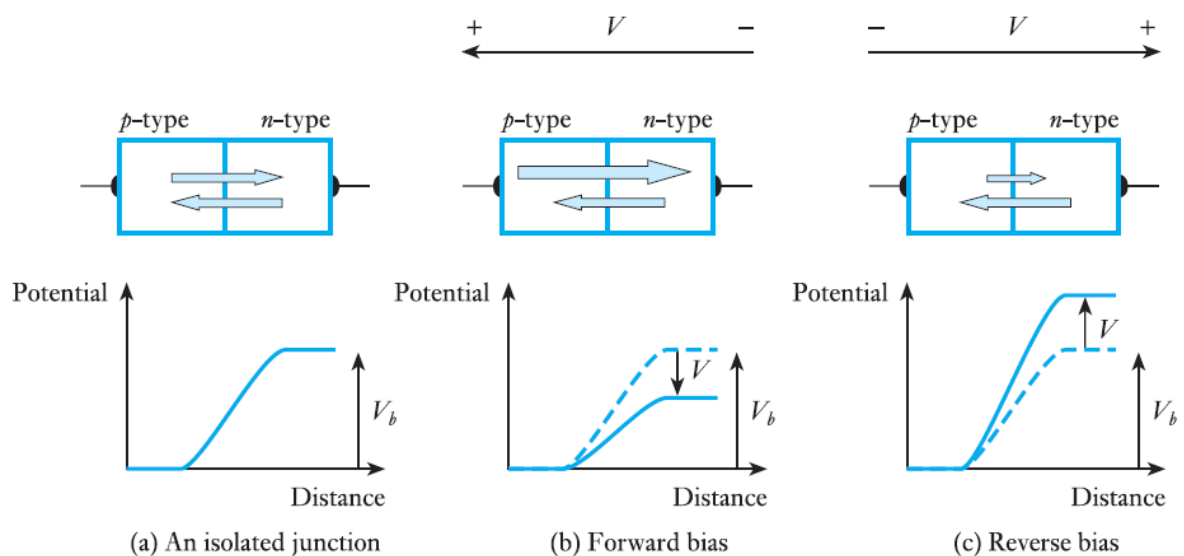
2.2.9 Diodekarakteristikk

En diode er en elektrisk komponent som kun leder strøm i én retning. Den består av to polariserte terminaler, med en positiv *anode* og negativ *katode*. Den definerte *lederretningen* for elektrisitet gjennom dioden går fra anode til katode og forekommer når det påføres et høyere potensial på katoden enn anoden. Dersom det påførte potensialet er størst på anoden, vil dioden være i *sperreretning*. En ideell diode karakteriseres som en komponent som ikke leder strøm (ingen motstand) når den står i lederetning, og ser ut til å kortslutte (uendelig motstand) når den står i sperreretning (Storey, 2013, s. 315).

I realiteten finnes ingen ideelle dioder, men en halvleder med pn-overgang er tilnærmet lik når man ser på dem i stor skala (Storey, 2013, s. 317). P-materialet fungerer som anode og n-materialet som katode. Når det påtrykkes en spenning motsatt vei av sitt innebygde potensial står pn-overgangen i lederetning. Da tilføres det elektroner til n-siden, som utlikner potensialforskjellen og dermed

tykkelsen på deplasjonssjiktet, se **Figur 2-13 (b)**. Potensialbarrieren krymper og flere ladningsbærere kan overkomme den (Storey, 2013, s. 314). Når påtrykt spenning er høyere enn barrieren, vil deplasjonslaget svikte helt og solcellen vil fungere som en leder.

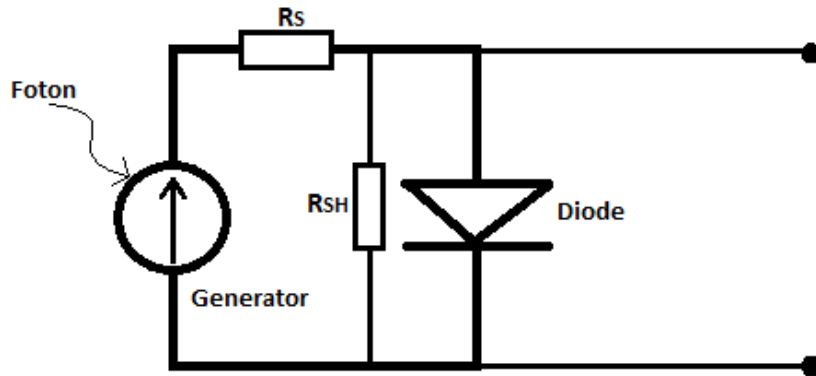
Dersom den påtrykte spenningen er i samme retning som det innebygde potensialet er pn-overgangen satt i sperreretning, se **Figur 2-13 (c)**. Da tilføres elektroner til p-siden. Det innebygde elektriske feltet blir større, slik at færre ladningsbærere overgår potensialbarrieren. En neglisjerbar retur-strøm på 1nA oppstår for silikonmaterialer, helt til *reversspenningen* økes til et punkt hvor solcellen igjen leder strøm (Storey, 2013, s. 317). Dette punktet er et sammenbruddspunkt for solceller. Med mindre solcellen er konstruert for dette, vil den være ødelagt. Problematikken med høy reversspenning har relevans for skygging av solceller.



Figur 2-13 Diodekarakteristikk for solceller. Figur (a) viser en solcelle uten påtrykt spenning. Her er potensialbarrieren på sitt normale nivå. For å sammenlikne med en diode ser man på p-materialet som anode og n-materialet som katode. Figur (b) viser hvordan potensialbarrieren reduseres dersom det påtrykkes spenning i motsatt retning av det innebygde potensialet. Dette gjør det enklere for ladningsbærere å diffundere over deplasjonssjiktet. For en diode betegnes dette som lederetningen. Figur (c) viser hvordan solcellens potensialbarriere øker dersom den blir påtrykt spenning i samme retning som det innebygde potensialet. Dette gjør det vanskeligere for elektroner å diffundere over deplasjonssjiktet. For en diode er dette sperreretningen. Kilde (Storey, 2013, s. 314)

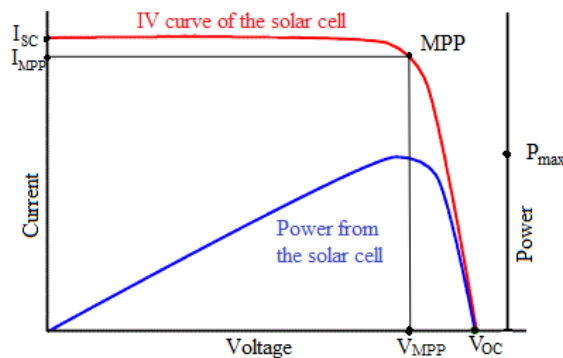
2.2.10 Strøm og spenning i en solcelle

Den fotoelektriske effektens natur gjør at man kan illustrere en ideell solcelle som en likestrømsgenerator i parallell med en diode, se **Figur 2-14**. For en reell solcelle må det i tillegg være en seriemotstand (R_S) og en parallellmotstand kalt shuntmotstand (R_{SH}). Seriemotstanden representerer tapet i lederne. Shuntmotstanden representerer tapet som forbindes med lekkasjestrøm gjennom solcellen. For å oppnå minst mulig tap bør resistansen i shuntmotstanden være stor og liten i seriemotstanden.



Figur 2-14 Forenklet solcelle. I figuren er en solcelle illustrert som en likestrømsgenerator i parallell med en diode. R_{SH} representerer tap i forbindelse med lekkasjestrøm og R_S representerer tapene i lederne.

Dersom kretsen ikke er lukket og ikke har en last tilkoblet, kan det måles en *åpenkretsspenning* (*open-circuit voltage*, V_{OC}), som er den maksimale spenningen en solcelle kan oppnå. Da er det ingen strøm i kretsen. Ved *kortslutningsstrøm* (*short-circuit current*, I_{SC}), er kretsen kortsluttet slik at det er noen spenning tilstede. Dette er den maksimale strømmen en solcelle kan ha. Dette setter opp en strøm- og spenningskarakteristikk for solceller koblet til en last. Dette er vist ved **Figur 2-15** og kalles en solcelles IV-diagram. En solcelle leverer høyest mulig effekt, P_{max} eller W_p , i arbeidspunktet MPP (*maximum power point*). Strøm og spenning i dette punktet betegnes I_{MPP} og V_{MPP} .

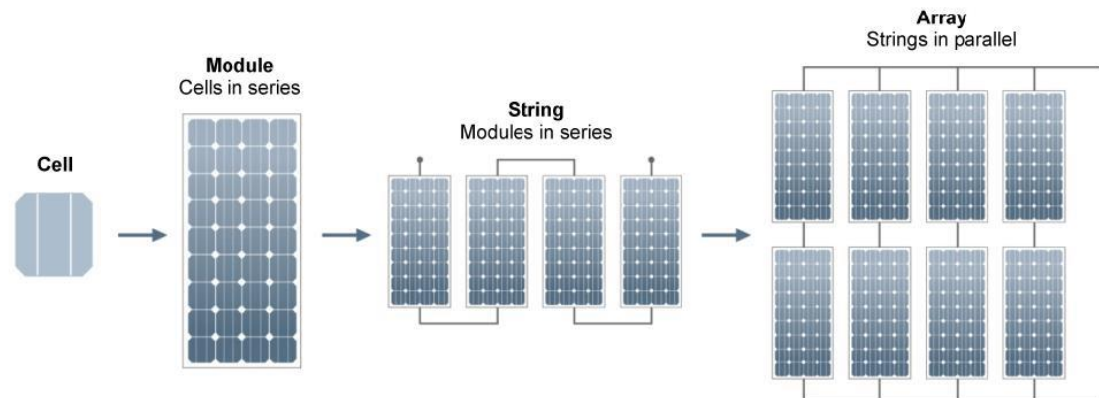


Figur 2-15 IV-diagram for solceller. I_{SC} representerer kortslutningsstrømmen, I_{MPP} representerer strømmen i MPP, V_{OC} representerer åpenkretsspenningen, V_{MPP} representerer spenningen i MPP og P_{max} viser den maksimale effekten til solcellen når den opererer i MPP. Sistnevnte omtales ofte som watt peak, W_p . Kilde: pveducation.org

2.2.11 PV-system

Effekten som kan leveres fra en enkelt solcelle er begrenset. Derfor kobles flere solceller sammen i en solcellemodul for å oppnå en høyere effekt. En modul består av flere solceller koblet i parallell, serie eller en blanding av de to. Den samlede summen av spenninger over cellene utgjør spenningen til strengen. De individuelle cellene kobles så man oppnår ønsket strøm og spenning. Ved seriekobling av moduler dannes en *stremg*. Strenger kan kobles sammen i serie eller parallell, avhengig av om det er mest ønskelig med høy spenning eller mer strøm. For eksempel vil to like strenger i parallell ha lik spenning som en enkelt streng, men leverer dobbelt så mye strøm. To like strenger i serie leverer like mye strøm som en enkelt, men har dobbel spenning over seg. En

sammenkobling av strenger kalles et *array* eller *anlegg*. I et komplett PV-system inngår alle elementer for å kunne levere strøm til distribusjonsnettet eller et batteri.



Figur 2-16 Oppbygningen av PV-systemer. Figuren viser hvordan solceller kobles sammen for å danne moduler, slik at man oppnår en høyere effekt. Moduler kan kobles sammen for å danne strenger avhengig av ønsket strøm og spenning. Ved å koble disse strengene sammen får man et array eller anlegg. Dette omtales som et PV-anlegg. Kilde: yourhome.gov.au

2.2.12 Skygging

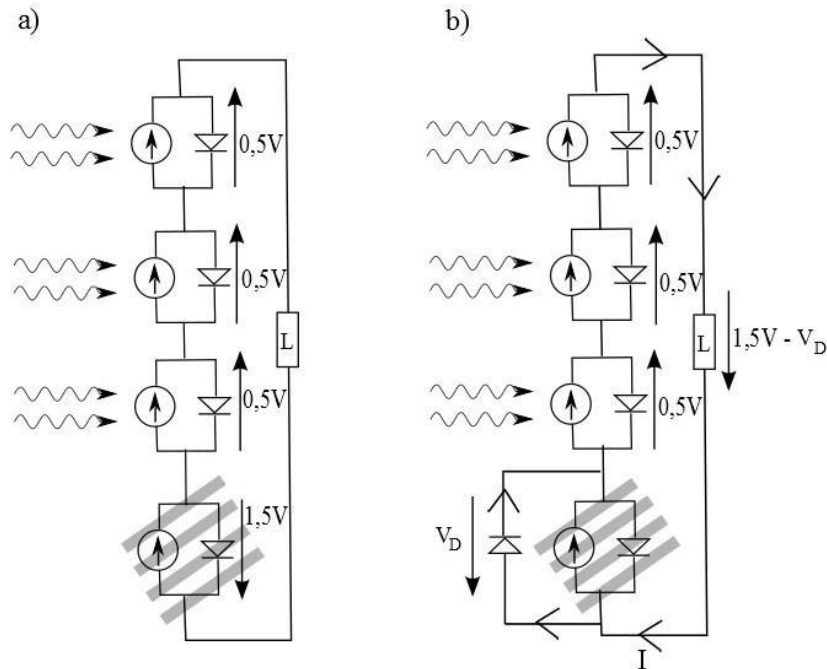
Skygging av en solcellemodul skjer dersom én eller flere av solcellene ikke bestråles like mye som resten av solcellene i modulen. Dette begrenser den fotovoltaiske effekten i solcellene, som igjen fører til at den leverte strømmen fra en modul begrenses. Denne begrensningen omtales som et *skyggetap*. Skygging kan i tillegg ha ødeleggende konsekvenser for selve materialene i en solcelle. Klimaet i Norge fører til at skygging er en veldig reell tapsfaktor, særlig med tanke på snø i vintermånedene.

Som tidligere nevnt leverer to like solceller koblet i serie like mye strøm som én celle, men har dobbel spenning. Ved delvis skygging av den ene cellen vil strømmen gjennom begge begrenses. Siden seriekoblingen tvinger strømmen til å være lik selv om innstrålingen er ulik, vil spenningen over den ikke-skyggede cellen øke.

Ved fullstendig skygging av én celle i seriekobling med ikke-skyggede celler vil strømmen i cellen, og dermed hele koblingen, være null. Siden det ikke går noen strøm gjennom lasten, vil den samlede spenningen fra de ikke-skyggede cellene vil falle motsatt vei over den skyggede. Dette vises i **Figur 2-17 (a)**. Dersom reversspenningen er høy nok til å overgå cellens sammenbruddspunkt (se kapittel 2.2.9), vil det bli satt opp en høy *sammenbruddsstrøm*. Effekt er produktet av strøm og spenning. Produktet av sammenbruddsstrømmen og reversspenningen avsettes som varmeutvikling i den skyggede solcellen. Dette kalles *Hot Spot Heating*. Med mindre den er konstruert for dette vil cellen bryte sammen og ødelegges. Flere solceller i serie fører til høyere potensiell reversspenning og dermed større sannsynlighet for sammenbrudd og materielle skader.

Dagens solcellemoduler er som regel konstruert for å unngå problemer med reversspenninger. Dette gjøres ved at en *bypass-diode* kobles i parallell over en solcelle, slik som i **Figur 2-17 (b)**. Den har motsatt lederetning i forhold til cellen den kobles over, slik at en reversspenning over sammenbruddspunktet vil ledes rundt den skyggede solcellen. Dermed kan strømproduksjonen i de

ikke-skyggede solcellene fortsette upåvirket. I praksis kobles én bypass-diode per streng av enkeltceller i en modul.



Figur 2-17 Skygging av solceller i streng. Figur (a) viser hvordan reversspenningen over den fullstendig skyggede solcellen er summen av spenningen over de tre andre i strengen. I figur (b) er det koblet på en bypass-diode over den skyggede solcellen. Slik unngås det at reversstrømmen skader komponentene i solcellemoduler, og de ikke-skyggede solcellene kan fortsette upåvirket.

I forhold til snø er det gunstig at hver rad i en modul er koblet på samme bypass-diode. Siden snø har en tendens til å legge seg nederst på skrå flater, vil kun de nederste radene med solceller bli påvirket.

Det er to mekanismer som fører til skyggetap, *refleksjonstap* og *tilsmussingstap*.

Refleksjonstap

Refleksjonstap handler i all hovedsak om refleksjon av innfallende stråling. Antirefleksjonsbelegget er ikke ideelt, slik at en viss mengde fotoner ikke trenger gjennom n-materialet. Dermed blir noe av den innstrålte effekten ikke absorbert i deplesjonslaget. I tillegg øker refleksjonen med vinkelen innstrålingen treffer overflaten med. Dette kan sees på som tapt energi.

Tilsmussingstap

Tilsmussingstap beskrives som den andelen energi fra innfallende stråling som ikke blir absorbert på grunn av forurensning av solcellemodulens overflate. Forurensningen er en blanding av støv og partikler, og slitasje som følge av vær og vind. Dette tapet avhenger i stor grad av beliggenhet og klima. Tørt klima fører med seg mer støv og partikler. Mye nedbør fører til en viss form for rensing av modulene. Snø og is fører til mer slitasje, og har en begrensende effekt på energiproduksjon. I et land som Norge, vil snølag på modulene virke svært begrensende.

2.2.13 Andre tapsfaktorer

I tillegg til skygging er det flere faktorer som begrenser effektiviteten til et PV-system. Den innstrålte effekten begrenses av selve solcellemodulene, og energi tapes gjennom hele transportetappen fra modulene, gjennom kabler, vekselretter og transformatorer.

Termiske tap

De *termiske tapene* i et PV-system forekommer fordi levert effekt er temperaturavhengig. Virkningsgraden til solceller øker ved avtagende driftstemperatur (Multiconsult, 2013, s. 13).

Ohmske tap

Alle reelle ledere har en motstand. Dette medfører en viss varmeutvikling når strøm beveger seg i dem. Dette tapet kalles *Ohmske tap* og forkommer i alle deler av et PV-system.

Mismatchtap

På samme måte som delvis skygging av solceller begrenser deres egenskaper, vil en streng av solceller med ulike egenskaper være begrenset av det svakeste leddet. Alle solceller er ulike og har forskjellige elektriske egenskaper. I en seriekoblet streng av solceller vil strømmen i kretsen være begrenset av den svakeste solcellen. Følgelig fører dette til at de sterkere cellene leverer mindre strøm. Dette kalles *mismatchtap*. Selv om ingen solceller er identiske, er det likevel gunstig å sette tilnærmet like solceller sammen for å forminske dette tapet.

Modulkvalitetstap

Over tid vil materialene i en solcellemodul degenerere. Dette skjer fordi materialene brytes ned av UV-stråling over lang tid. Tapene fra dette kalles *modulkvalitetstap* eller *årlig lineær tapsfaktor*.

Light Induced Degradation (LID)

I tillegg forekommer det en kortsiktig degenerering kalt *Light Induced Degradation*. Disse tapene skyldes degradering i silisiumstrukturen de første dagene modulen utsettes for innstråling. Degraderingen skyldes kjemiske reaksjoner mellom urenheter i gitterstrukturen i silisium og dopeagenter. Dette gjelder kun for bor-dopede silisiumsolceller.

2.3 BATTERITEKNOLOGI

Ved sommertid i Norge er ofte kraftproduksjonen fra et PV-anlegg høyere enn forbruket, og man vil få et overskudd av energi. Samtidig vil det være behov for energi når det ikke er noen innstrålt effekt. Disse problemene kan i stor grad løses ved lagring av solenergi.

Når en snakker om kraftproduksjon ved solcellemoduler er *batterier* et viktig tema, særlig dersom PV-systemet ikke er tilkoblet distribusjonsnett. Med batterier menes lagring av energi i elektrokjemiske forbindelser. Rettene sagt *elektrokjemisk energilagring*. Grunnen til at batteriteknologi og solcelleteknologi står side om side er den ikke-regulerbare naturen til solceller. Energilagring skaper en naturlig kobling mellom ikke-regulerbar produksjon og variert forbruk.

Ifølge Dell og Rand (2001, s. 189) er det flere grunner til at det er bred enighet om at batteriteknologi komplementerer solcelleteknologi veldig godt:

- Både batterier og solceller er basert på likestrøm
- Batteriteknologi er en etablert teknologi, men effektiv produksjon som senker kostnadene
- Batterier er bygget opp slik at komponenter enkelt kan byttes ut
- Batterier er pålitelige og robuste
- Batterier reagerer momentant på variasjoner i lasten

Noen av begrunnelsene for bruk av energilagring faller bort dersom PV-systemet er tilkoblet distribusjonsnett. I prinsippet vil nettet kunne ta imot overskuddskraft ved overproduksjon, og samtidig levere kraft ved underproduksjon. Likevel tilbyr energilagring noen interessante muligheter ved kombinasjon med tilkobling med distribusjonsnett. I dette kapittelet blir derfor den grunnleggende fysikken bak elektrokjemisk energilagring presentert.

2.3.1 Oppbygning, prinsipper

Et batteri består av flere elektrokjemiske celler som kan omgjøre kjemisk energi til elektrisitet. Disse kalles *galvaniske celler*. Ifølge Dell og Rand (2001, s. 10) består galvaniske celler av en positivt ladet elektrode kalt *katode* og en negativt ladet elektrode kalt *anode*. Mellom disse er det et porøst materiale kalt *separator*, som forhindrer elektrodene i å komme i kontakt med hverandre. Porene i separatoren er fylt med en *elektrolytt*. En elektrolytt består som regel av en syre, en base eller salter oppløst i vann. *Reaktantene* i elektrolytter har som oppgave å lede ioner mellom elektrodene, samtidig som det ikke slippes gjennom elektroner. På samme måte som solceller kobles galvaniske celler i serie, parallell eller en blanding avhengig av hvor mye strøm og spenning det er ønskelig å levere.

Det skilles mellom *primærbatterier* og *sekundærbatterier*. Et primærbatteri har én utlading. Dette er de mest vanlige å finne i butikkhylle. Et sekundærbatteri har derimot en oppbygning som gjør at de kjemiske reaksjonene i batteriet kan reverseres. Altså kan sekundærbatterier lades opp igjen etter utlading. På grunn av dette vil denne oppgaven fokusere på sekundærbatterier.

I et batterier er det to ulike reaksjoner som danner opphavet til elektrisk generering. Det foregår en *oksidasjon* ved den negative elektroden og en *reduksjon* ved den positive elektroden. Ifølge Dell og Rand (2001, ss. 12-13) frigjør oksidasjonsprosessen elektroner og positive ioner fra det aktive

materialet, som oftest en av metallene sink, kadmium, bly eller litium, på den negative elektroden. Dette setter opp en potensialforskjell mellom den negative og den positive elektroden som kalles *elektrodepotensialet*. De frigjorte elektronene ønsker å vandre over til den positive elektroden, men elektrolytten gjør at de ikke kan vandre direkte. Dersom batteriet er koblet i en krets med en leder mellom elektrodene, vil elektronene begynne å vandre i den ytre kretsen. Den positive elektroden består vanligvis av et metalloksid som bly, mangan eller nikkel. Via en reduksjonsprosess blir de overførte elektronene tatt opp av metalloksidet og det dannes en negativt ion. Tilbake i den negative elektroden merker de positive ionene ladningsforandringen og diffunderer gjennom elektrolytten til det er ladningslikevekt. For hvert elektron som beveger seg i den ytre kretsen, vil et positivt ion bevege seg gjennom elektrolytten. Over tid vil den elektrokjemiske prosessen, *galvaniseringen*, endre den kjemiske oppbygningen i elektrodene, og til slutt blir ikke flere elektroner frigjort. På denne måten tømmes et batteri for kjemisk energi.

Som nevnt kan prosessen reverseres i sekundærbatterier. Dersom man tilfører strøm settes det opp et motsatt potensial i kretsen som tvinger elektronene tilbake til den negative elektroden. De positive ionene vil diffundere tilbake gjennom elektrolytten og rekombinere med elektronene. Batteriet blir igjen klar for utlading. Denne prosessen varer til det ikke er flere overskuddselektroner i den negative elektroden.

2.3.2 utfordringer

Dagens teknologi tilsier at én ladesyklus forekommer når batteriet har hatt en utlading tilsvarende 100% av batteriets startkapasitet, uavhengig av oppladninger. Altså vil 75% utlading en dag, opplading over natten og 25% utlading neste dag tilsvare én utladingsyklus. Dell og Rand (2001, s. 97) påstår at 500 ladesykluser er hva som minst må forventes av et sekundærbatteri.

Over tid vil repetering av oppladings-prosessen føre til materialskader og uregelmessigheter i metallens overflate, som hindrer fullstendig oksidasjon. Med andre ord får sekundærbatterier mindre kapasitet over tid. Dell og Rand (2001, s. 98) oppsummerer noen av de viktigste grunnene til materialskadene:

- Overoppheting ved høyt effektuttak kan tørke ut separatoren
- Korrodering av ledere fører til høyere intern resistans og dermed økte Ohmske tap
- Formering av inaktive faser i elektrodematerialene over tid. Dette forekommer ved at en liten del av elektrodematerialene reagerer med hverandre og blir stabile fremfor å rekombinere med elektroner ved opplading
- Vekst av spisse metallnåler i den negative elektroden som fører til interne kortslutninger
- Dekomponering av elektrolytten ved for høy ladespenning frigjør gasser og minker overføringsevnen for ioner
- Minkende porøsitet i separatoren over tid minker elektrolyttens overføringsevne for ioner

Den strukturelle degraderingen av batterier er akkumulativ. Det innebærer at når ytelsen først begynner å minke vil den minke eksponentielt og batteriet blir raskt ustabil. Punktene ovenfor avhenger i tillegg av et batteri sin oppbygning, elektrodematerialer og kjemiske reaksjoner.

2.3.3 Batterier og solcelleteknologi

Som nevnt i introduksjonen til dette kapittelet komplementerer solcelleteknologi og batteriteknologi hverandre. Det finnes mange ulike teknologier for batterier, og hvilken teknologi en bør velge i forhold til et PV-system avhenger av en rekke faktorer. Dell og Rand (2001, ss. 189-190) trekker frem de viktigste:

- Forventet strøm og spenning fra solcellesystemet, samt variasjoner av disse
- Klima, temperatur og innstråling
- Effektiviteten til batteriet
- Utladingshastigheten til batteriet
- Batterikapasitet og levetid
- Kostnaden og behov for vedlikehold

Av disse er klima og temperatur den mest begrensende faktoren. Tropisk klima fører med seg lav variasjon i den innstrålte effekten. Her vil den daglige lagrede energien som oftest bli benyttet påfølgende natt (Dell & Rand, 2001, s. 191). Temperaturen er som regel høy og batterivalg må i stor grad gjøres på bakgrunn av dette.

Kontrasten til dette er tempererte soner. Her er temperaturen mer sesongbasert, som igjen fører med seg skyer og nedbør som påvirker den gjennomsnittlige innstrålte effekten. Dette medfører et behov for større solcellesystemer og større lagringskapasitet for å oppnå samme effekt som i et tropisk klima. Ved å ikke være tilkoblet distribusjonsnettet må energilagringen dimensjoneres for flere dager uten særlig energiproduksjon. Dette er generelt lite økonomisk og kompliseres mer ved høyere breddegrad.

2.3.4 Tapsmekanismer

Batterier er ikke ideelle. Noe av energien levert fra solcelleanlegget vil gå tapt i batteriet. Det største tapet kommer av batteriets indre impedans. Ifølge Dell og Rand (2001, s. 15) kan denne deles i to:

- Ohmske tap i ledere, elektrolytt og elektrodemateriale
- Overspenningstap ved elektrodene

Overspenningstap deles i to undergrupper:

- *Aktiveringsoverspenning* kommer av kinetiske begrensninger ved frigjøringsprosessen av elektroner ved elektrodene. Dette kan sees på som resistansen elektroner i sjiktet mellom elektrode og elektrolytt må overkomme
- *Konsentrasjonsoverspenning* kommer av mangel på reaktanter i områdene nær elektrodene. Dette forekommer fordi nye reaktanter diffunderer for langsomt til disse områdene og kan sees på som resistansen ioner møter på vei gjennom elektrolytten

En av grunnene til høy konsentrasjonsoverspenning er hastigheten på utlading. Ved lav hastighet eller pauser i utladingen vil reaktantene i større grad få tid til å diffundere til områdene nær elektrodene. De nevnte tapsmekanismene fører til at det må settes en høyere spenning over batteriet for å lade det opp, enn spenningen batteriet har ved utlading.

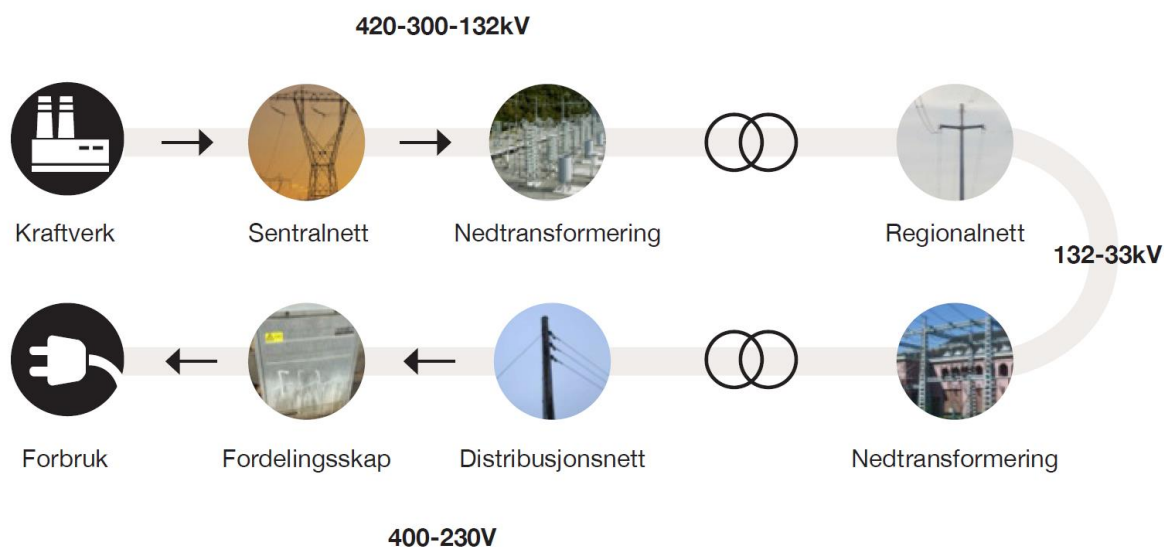
2.4 DET NORSKE KRAFTSYSTEMET

2.4.1 Organisering

Forenklet består det norske kraftnettet av ledninger, transformatorer og koblingsanlegg på ulike spenningsnivåer. På bakgrunn av disse spenningsnivåene er kraftnettet delt i tre hoveddeler:

- Sentralnettet
- Regionalnettet
- Distribusjonsnettet.

Sentralnettet er hovedfartsåren i kraftsystemet. Her transporteres kraften ved høye spenninger, gjerne så høyt som 420 kV, mellom landsdeler og over landegrensene. Regionalnettet er bindeleddet mellom sentral- og distribusjonsnettet. Denne delen av systemet transporterer energi innenfor et eller flere fylker. Spenningen her ligger vanligvis mellom 132 kV og 66 kV. Distribusjonsnettet er den delen av systemet som bringer kraften frem til sluttbrukere og fordeler den i lokalmiljøer og boligfelt. Her omformes spenningen fra 22 kV til 230 V som man har i de fleste husholdninger. **Figur 2-18** gir en forenklet illustrasjon av kraftflyten gjennom kraftsystemet.



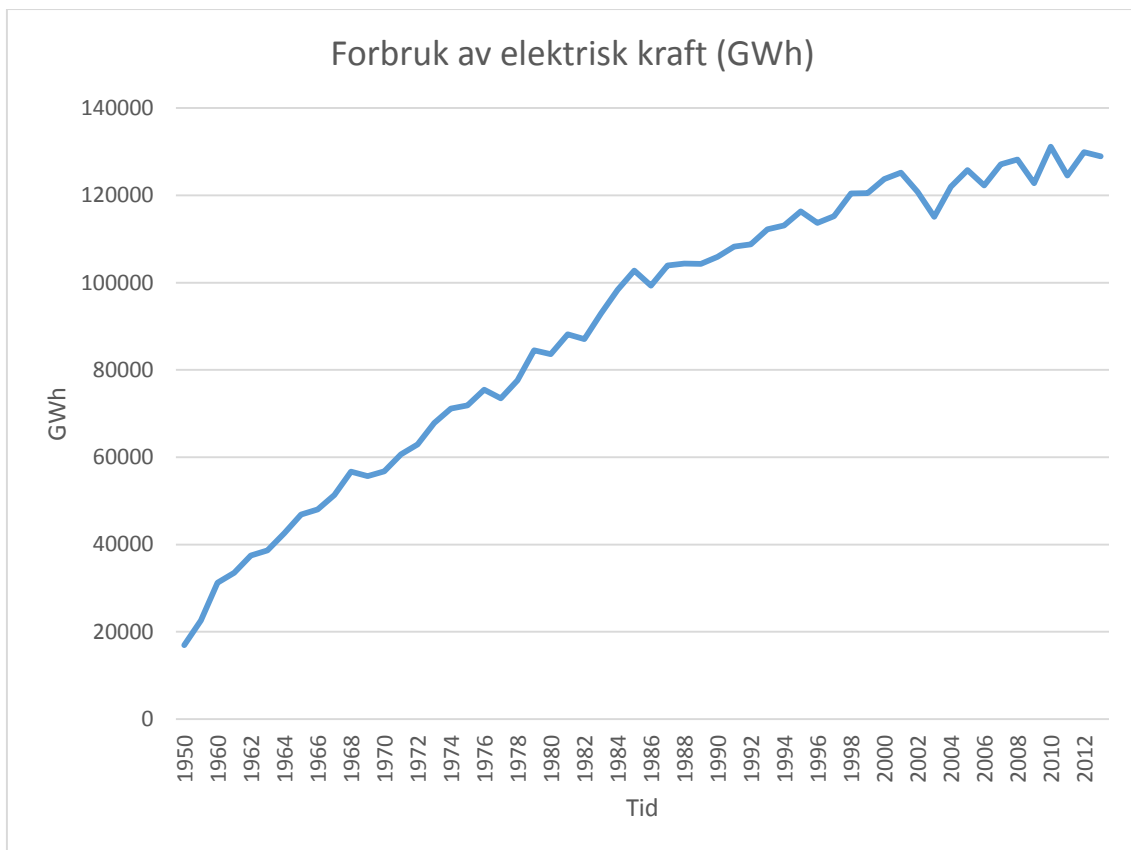
Figur 2-18 Det norske kraftsystemet. Figuren viser flyten av kraft gjennom det norske kraftsystem. Kraften transporteres fra store eller små kraftverk, gjennom hele nettet og frem til sluttbruker. Merk at de to overlappende sirklene representerer transformasjonsstasjoner. Kilde: (Statnett SF, 2014, s. 11)

Ledningenes oppgave er å overføre kraft mellom kraftprodusent, de tre nettene og forbruker. Dette gjøres ved ledninger i master, kabler under bakken eller kabler under vann. Den samlede lengden av ledningene tilsvarer 330 000 km (Statnett SF, 2014, s. 10). Til sammenlikning er dette 8 ganger jordens omkrets ved ekvator. Transformatorene regulerer spenningen opp eller ned mellom de ulike spenningsnivåene. Koblingsanlegg inkluderer alle andre komponenter, som brytere, jording og sikkerhetssystemer.

Ved transport over særlig lange avstander, for eksempel fra et vannkraftverk på Vestlandet til en by på Østlandet, går kraften fra kraftverket og inn i sentralnettet som har høy spenning. Like ved byen går kraften inn i en transformatorstasjon som nedtransformerer spenningen slik at den harmoniserer med spenningsnivået i regionalnettet. Via regionalnettet fordeles kraften rundt til boligområder. Igjen blir kraften nedtransformert og matet ut på distribusjonsnettet hvor den fordeles til sluttbrukere.

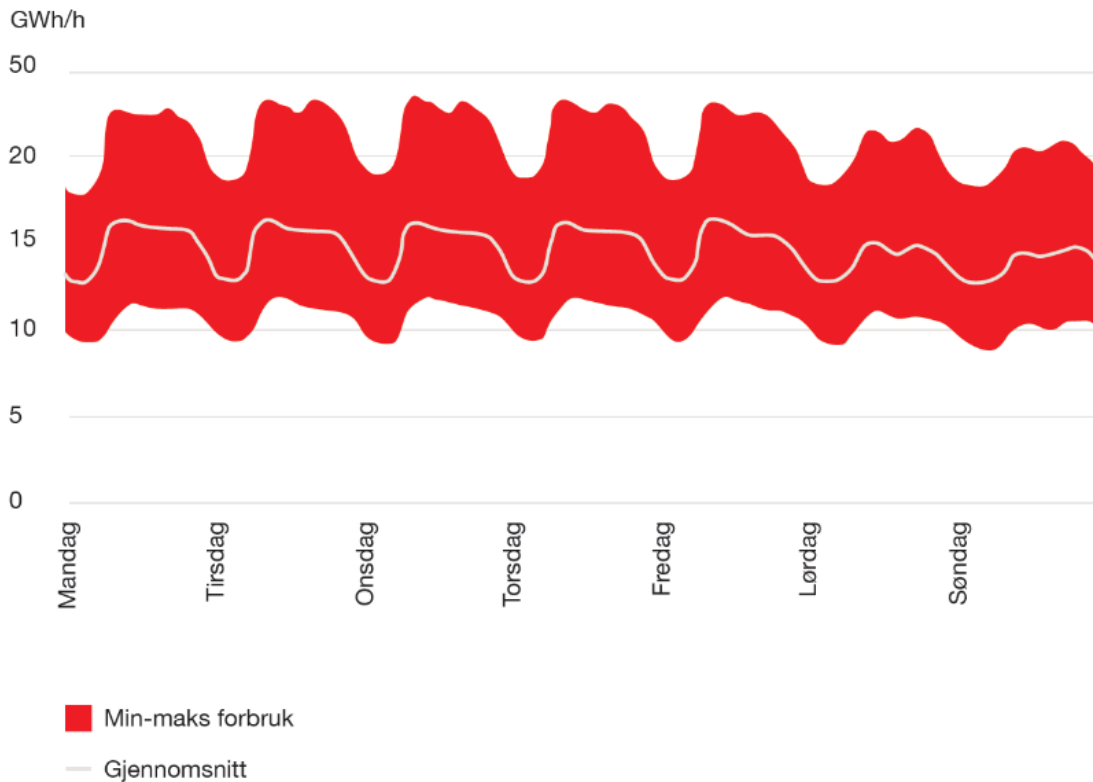
2.4.2 Forbruk og kostnader

Kraftsystemet anses som den viktigste infrastrukturen i landet ettersom dagens samfunn ikke kan fungere uten tilgang på elektrisk kraft. Belysning, oppvarming, kommunikasjon og etter hvert transport er årsaker til dette. Vanlig forbruk tilsvarte i 2013 til 129 TWh. **Figur 2-19** illustrerer utviklingen av forbruket i Norge.



Figur 2-19 Historisk utvikling av forbruk i Norge. Grafen viser utviklingen av kraftuttak fra distribusjonsnettet siden 1950. Merk at dette kun gjelder husholdninger som tilsvare omkring halvparten av det totale kraftforbruket i Norge. Kilde: SSB.no

139 TWh tilsvare rundt halvparten av det totale energiforbruket i Norge. På grunn av variasjonene i temperatur og lysforhold i nordlige land gjennom året, er kraftforbruket svært varierende. **Figur 2-20** viser døgnvariasjoner i det gjennomsnittlige forbruket i norske husholdninger i løpet av 2012.



Figur 2-20 Energiforbruket i Norge i 2012. Figuren viser typisk ukentlig kraftforbruk i Norge i 2012. Rød kurve viser maksimalt og minimalt målt forbruk for en bestemt time i uken. Hvit kurve viser ukentlig gjennomsnittet gjennom året. Kilde: (Statnett SF, 2014, s. 24)

Transporten av store mengder energi fører med seg kostnader. Det forekommer betydelige *effekttap* avhengig av spenningsnivået energien transporteres ved. Ledninger og andre komponenter har en resistans som fører til varmeutvikling som medfører tap av elektrisk kraft. **Formel (2-2)** viser sammenhengen mellom effekttap og strømstyrke.

$$P_{tap} = I^2 R \quad (2-2)$$

Hvor P_{tap} er effekttapet ved en transport av I strøm gjennom materialer med resistans R .

Siden resistansen er å se på som konstant vil effekttapet øke eksponentielt med strømmen gjennom ledningene. **Formel (2-3)** viser sammenhengen mellom strøm og spenning.

$$P = UI \quad (2-3)$$

Hvor P er effekt i ledningen, U er spenningen over ledningen og I er strømmen gjennom ledningen.

Formel (2-2) og **Formel (2-3)** viser at tapet øker ved lavere spenningsnivåer i nettet, og ved økende effektuttak. Disse tapene sees på som *marginale overføringstap* eller den *marginale kostnaden* i kraftsystemet og antas å ha et snitt på 0,05 kr/kWh i kraftnettet (Andresen & Mook, 2015, s. 12). Ved 129 TWh alminnelig forbruk, slik som i 2012, tilsvarer dette 6,45 milliarder kroner i tap.

2.4.3 Strøm og spenning, frekvens og effektbalanse

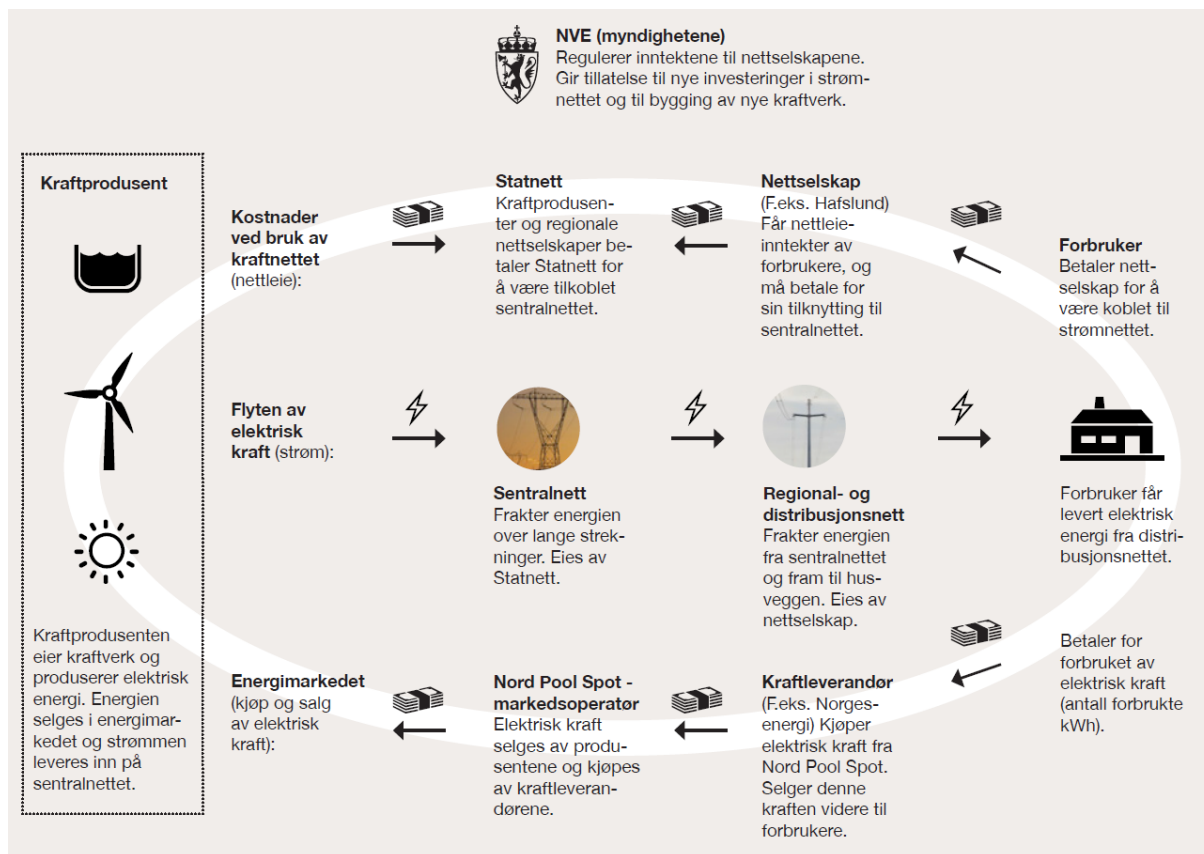
Måten kraftnettet er bygget opp på gjør at energien som kraftverkene mater ut på nettet må benyttes momentant. Det finnes ingen form for mellomlagring etter at kraften er produsert. Av denne grunn er det alltid en balanse mellom kraftproduksjon og kraftforbruk. Dette kalles *effektbalansen* eller *frekvensen* i nettet. Effektbalansen må være på $50 \pm 0,1$ Hz til enhver tid. Det vil si at spenningen og strømmen veksler retning 50 ganger i sekundet. Dette er definert som *vekselspenning* og *vekselstrøm*. Dersom balansen er for lav må det produseres mer kraft. Ved høy frekvens må kraftproduksjonen ned. Dersom avviket blir for stort vil komponenter frakobles nettet eller ødelegges. For å regulere dette er en del av de store kraftverkene automatisk styrt etter effektbalansen. Vann slippes ned i turbinene når frekvensen er lav. Slusene lukkes ved høy frekvens. Slik justeres effektbalansen umiddelbart ved variasjoner i kraftforbruket.

Motsetningen til vekselstrøm er likestrøm. Her beveger elektroner seg i én retning. Dette er strømtypen solceller leverer og batterier benytter seg av. Dette er også strømtypen de fleste elektriske apparater bruker. For eksempel vil en telefon ha en lader med en kloss som omformer vekselstrømmen i stikkontakten til likestrøm.

2.4.4 Aktører i kraftsystemet

Myndighetene har ansvaret for regulering og håndheving av lover og regler (Statnett SF, 2014, ss. 12-17). Dette gjøres av *Norges Vassdrags og Energidirektorat (NVE)*. NVE står ansvarlig for utbygging og utvikling av kraftnettet, og setter rammebetingelsene for inntekten til nettselskapene. *Nettselskapene* drifter og vedlikeholder strømmettet, og er ansvarlig for utbygging ved spenningsnivåer under 22 kV. Hovedansvaret for kraftnettet som helhet hviler på *systemoperatøren, Statnett SF*. Det innebærer å holde balansen mellom kraftproduksjon og forbruk stabil, samt å bidra til at kraftsystemet utnyttes og utvikles på en effektiv måte. *Kraftprodusentene* leverer elektrisk energi til energimarkedet, og fungerer som kraftreserver og regulatorer i forhold til effektbalansen. *Kraftleverandøren* kjøper kraft fra energimarkedet og kraftprodusenter og selger den videre til forbrukere. Noen kraftselskaper produserer også kraft selv. I tillegg finnes det en *markedsoperatør* som driver kjøp og salg av kraft på den nordiske kraftbørsen NordPool. **Figur 2-21** viser en generell oversikt over disse aktørene og hvordan de samhandler med hverandre.

Vedrørende den nordiske kraftbørsen NordPool, og kjøp og salg av kraft, bør det nevnes at Norge selger store deler av sin kraftproduksjonen. Vannmagasinene fungerer som batterier og kan reguleres raskt. Andre land har ikke denne muligheten. For eksempel er Sverige nødt til å bli kvitt overskuddsenergi fra kjernekraft. Dette gjør at Norge kan kjøpe billig overskuddsenergi, og selge kraft til markedspris når det er etterspørsel.



Figur 2-21 Aktører i det norske kraftsystemet. Figuren illustrerer aktørene i det norske kraftsystemet og –markedet, og hva deres funksjoner er. Kilde: (Statnett SF, 2014, s. 14)

Da det er lite samfunnsøkonomisk gunstig med parallelle strømlinjer har nettselskapene enerett innenfor sine områder. Denne eneretten gjør at det ikke er konkurranse innenfor nettselskapenes designerte områder. I økonomisk teori tilsvarer dette en økt kostnad for forbrukere og dermed samfunnsøkonomiske tap fordi utbyggingskostnadene må fordeles blant forbrukerne, og forbrukerne kan ikke velge bort krafttilgang. For å unngå dette setter den regulerende enheten, NVE, strenge betingelser. NVE setter rammebetingelser som begrenser hvor mye nettselskapene kan kreve fra forbruker (Statnett SF, 2014, s. 13). I tillegg settes det krav til driftssikkerhet og utbygging.

2.4.5 Dagens tariffmodell

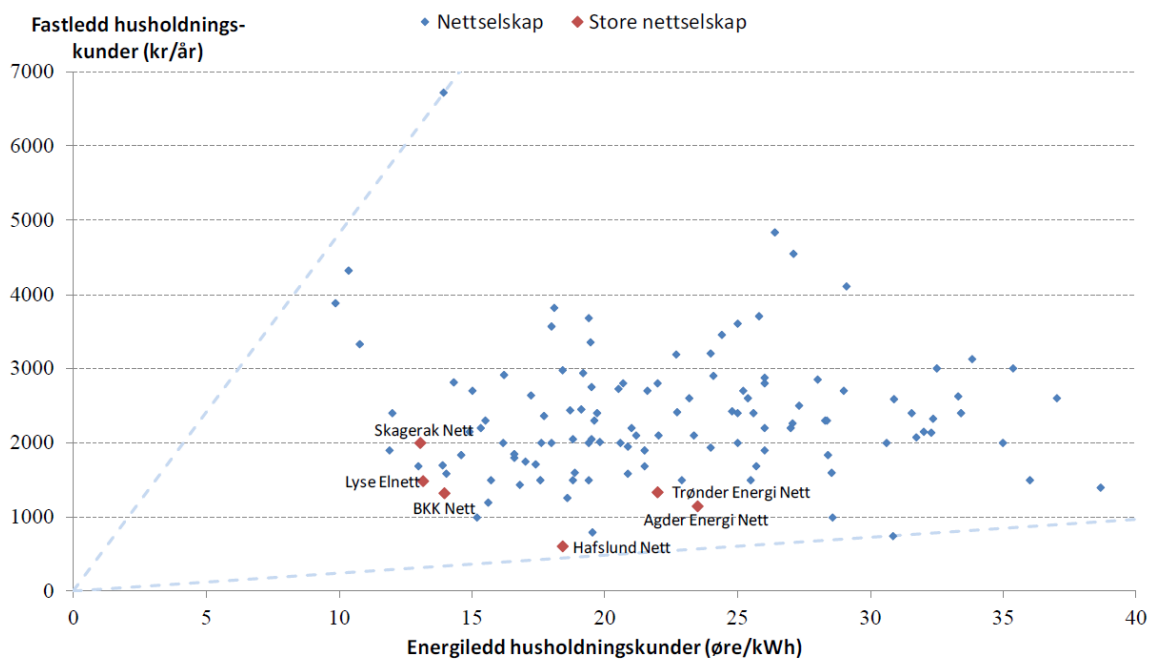
Nettselskapene dekker sine faste og variable kostnader gjennom en *nettariff*. Denne omtales ofte som *nettleie*. Dagens nettselskaper bruker i størst grad *energibaserte* tariffer med et varierende *bruksavhengig ledd* og et fast *andre tariffledd*. Det bruksavhengige leddet består av et *energiledd* og et *kapasitetsledd*. Kapasitetsprising finnes nærmest utelukkende i sentral- og regionalnettet, og utelates fra denne oppgaven. Energileddet skal i prinsippet stille forbrukerne ovenfor en pris som er lik den marginale kostnaden strømforgbruket påfører nettet, slik at det ikke oppstår et samfunnsøkonomisk tap (Andresen & Mook, 2015, s. 15). Til tross for dette prinsippet er det vanlig at energileddet reflekterer kapital-, vedlikeholds- og driftskostnadene for nettselskapene i tillegg til den tapte kraften. Differansen mellom den marginale kostnaden og den faktiske verdien på energileddet kalles *påslaget* i energileddet. Andre tariffledd består av et *fastledd* og et *effektledd*. Effektleddet blir brukt i liten grad i distribusjonsnettet i dagens system og utelates fra denne

oppgaven. Fastleddet tar for seg den spesifikke kostnaden til kunden basert på gjennomsnittet i *kundegruppen*. På bakgrunn av geografisk tilhørighet, gjennomsnittlig energibruk i et området og sesongbaserte forhold settes forbrukere i grupper. Nettselskapene har stor frihet til å definere disse gruppene, og stor frihet til å utforme tariffene, som vist i **Figur 2-22**. Fastleddet skal betales av alle som har tilgang til distribusjonsnett, uavhengig av energiforbruk.

Tabell 2-3 Energibasert tariffmodell. Tabellen viser en oversikt over tariffutforming i det nåværende energibaserte systemet. Kapasitetsledd og effektledd utelates fra denne oppgaven. Kilde: (Andresen & Mook, 2015, s. 10)

Tariffgruppe	Formål	Tariffledd	Forskriftskrav til utforming
Bruksavhengig	Gi kunden prissignal	Energiledd (kr/kWh)	Større eller lik marginale tapskostnader
		Kapasitetsledd (øre/kWh eller kr/kW)	Skal skape balanse mellom overføringsbehov og nettkapasitet. Gjelder ikke husholdninger i distribusjonsnett.
Andre tariffledd	Sikre kostnadsdekning og rimelig fordeling av kostnader	Fastledd	Større enn kundespesifikke kostnader
		Effektledd	Skal baseres på kundenes uttak i definerte perioder. Brukes i liten grad.

I prinsippet kan en si at dagens nettleie består av et fastledd og et energiledd, hvor avgiftene er pakket inn i påslaget i energileddet. Avgiftene her består av forbruksavgift, elsertifikatkostnader, merverdiavgift og innbetaling til Energifondet.



Figur 2-22 Frihetsgraden til nettselskaper. Figuren er ment til å illustrere valgfriheten nettselskaper har til å definere tariffene. Valg av fastledd og energiledd er svært variert. Kilde: (Andresen & Mook, 2015, s. 11)

2.4.6 Optimal tariffing

Ved utforming av nye tariffer har NVE utarbeidet noen viktige retningslinjer. I forskrift til energiloven § 4-4 d, andre ledd, tredje og fjerde punktum står det:

«Tariffene skal utformes slik at de i størst mulig grad gir signaler om effektiv utnyttelse og effektiv utvikling av nettet. Tariffene kan differensieres etter objektive og kontrollerbare kriterier basert på relevante nettforhold».

Utformingen av tariffer har to viktige faktorer. For det første skal det gis prissignaler som påvirker forbruk og atferd hos forbrukere. For det andre skal kostnadene i nettet fordeles på en relevant måte mellom forbrukere slik at det ikke oppstår en vridning og samfunnsøkonomiske tap. I tillegg skal en endring i tariffene ikke forandre nettselskapenes inntekter fra tariffer, men heller omfordele kostnadene deres på en mer hensynsfull måte. Nettleien skal gi et riktig bilde av nettselskapenes reelle kostnader.

Den underliggende betydningen av disse prinsippene kan tolkes til at det variable leddet i en nettariff kun bør baseres på de marginale overføringstapene uten påslaget. Videre kan prinsippene tolkes til at fastleddet bør baseres på en kundegrupes faktiske påvirkning på et nettselskaps drifts- og vedlikeholdskostnader.

2.4.7 Utvikling og utbygging

Ifølge NVE vil det forekomme en betydelig økning i mengden fornybar kraft i nettet i fremtiden (Andresen & Mook, 2015, s. 11). Disse styres ikke direkte etter behovet for kraft, men har en kontinuerlig og ikke-regulerbar produksjon. NVE spår at forbrukerne i fremtiden vil opptre mer energieffektivt ved å ta i bruk ny teknologi, samtidig som de blir mer bevisste på eget kraftforbruk. Trenden er at behovet for effektuttak øker mer enn selve energibehovet. Med *effektuttak* menes den umiddelbare belastningen på strømmettet, som måles i kilowatt, kW. Med *energiuttak* menes belastningen på nettet over et gitt tidsrom, som måles i kilowattimer, kWh.

Dette fører til nye utfordringer for kraftnettet og –systemet. Forbruket vil variere mer over tid og det vil forekomme høyt forbruk i korte tidsintervaller, såkalte «peaks» eller effekttopper. Distribusjonsnettet må utbygges slik at det har høy nok kapasitet til å tåle det forventede maksimale effektuttaket i disse tidsbegrensede periodene. I perioden 2014 - 2023 er det forventet at investeringer i området 120 - 140 milliarder kroner trengs for å oppnå dette (Andresen & Mook, 2015, s. 8). En økning i investering og utbygging i nettet vil føre til høyere tariffer for forbrukere, fordi nettselskapene vil få en høyere lovlig inntektsramme. NVE anslår at tariffen for en gjennomsnittlig husholdning øker med omkring 25 % for investeringsperioden. Det er stor usikkerhet ved disse tallene. Det som er sikkert er at økte investeringer vil føre til høyere tariffer for husholdninger og næringsvirksomhet.

Utbygging av nett er gigantiske prosjekter med høy oppstartskostnad. Det er derfor store fordeler knyttet til sprangvis utbygging og store ulemper ved underdimensjonering. Det vil ifølge NVE (Andresen & Mook, 2015, s. 14) være rasjonelt å utbygge mer enn den marginale etterspørselen etter kapasitet tilsier, fordi marginalkostnaden ved å utvide kapasiteten er liten i forhold til

gjennomsnittskostnaden ved kapasitetsøkningen. Altså er det knyttet større nytte til å overdimensjonere, fordi oppstartskostnaden for utbygging av slik infrastruktur er svært høy.

2.4.8 Avanserte måle og styringssystemer

Innen 1. januar 2019 skal alle norske strømforbrukere ha fått montert nye *avanserte måle- og styringssystemer* (AMS). Kostnaden for dette er inkludert i NVEs prognose for utbygging og utvikling av nettet. Målet med AMS er å øke mulighetene for måling, styring og kommunikasjon mellom sluttbruker og nettselskap.

Strømforbruket hos den enkelte forbruker vil kunne beregnes på timesbasis og formidles automatisk til nettselskapet. To-veis kommunikasjon mellom den smarte måleren og nettselskapet fører til rask og presis informasjonsutveksling, og gir et bedre grunnlag for prising av forbrukeren. Forbrukeren vil få tilgang til momentane strøm- og nettpriiser, og bedre oversikt over eget kraftforbruk. Informasjonen skal være tilgjengelig via telefonapplikasjoner, display hos kunden eller på andre måter (NVE, 2015d). Muligheten for lavere nettleie skal gi forbrukerne insentiver til å effektivisere og redusere eget kraftforbruk.

2.4.9 Nye tariffmodeller

Samfunnet går som nevnt mot et mer effektbasert kraftuttak og forholdene må legges til rette for dette. Utbyggingen av kraftnettet baseres i all hovedsak på effekttoppene. Selv om energiforbruket dekkes i gjennomsnitt, er det de få timene med størst pågang som nettet må dimensjoneres mot. Det maksimale forventede effektuttaket fra forbrukere er dermed den viktigste faktoren for hvordan utbygging og investering skal foregå.

Dermed er kapasitet et begrenset gode i periodene med høyt effektuttak. Dette gjør det naturlig å basere en ny tariffutforming på effektuttak fremfor energiuttak. Tariffen bør gi insentiver til reduisering av effektuttaket i perioder med lav kapasitet i distribusjonsnettet, ved at forbrukere gjøres oppmerksomme på at deres effektuttak i disse periodene direkte påvirker kostnaden for energi. Altså bør tariffene gi et kraftige prissignaler, slik at det er store økonomiske insentiver for forbruker å rette seg etter disse.

En effektbasert tariff vil i stor grad være avhengig av timesvise målinger av forbruker. Dette gjøres mulig ved innføringen av AMS i 2019. Den individuelle målingen gjør det enklere for nettselskapene å utvikle mer skreddersydde tariffavtaler for den enkelte kunde eller kundegrupper som er identiske innenfor en viss margin.

2.5 NETTILKNYTTET SOLCELLEANLEGG

2.5.1 Komponenter

I tillegg til solcellemoduler består et nettilknyttet PV-system av en rekke komponenter. Her presenteres de viktigste komponentene og en kort forklaring av funksjonene deres.

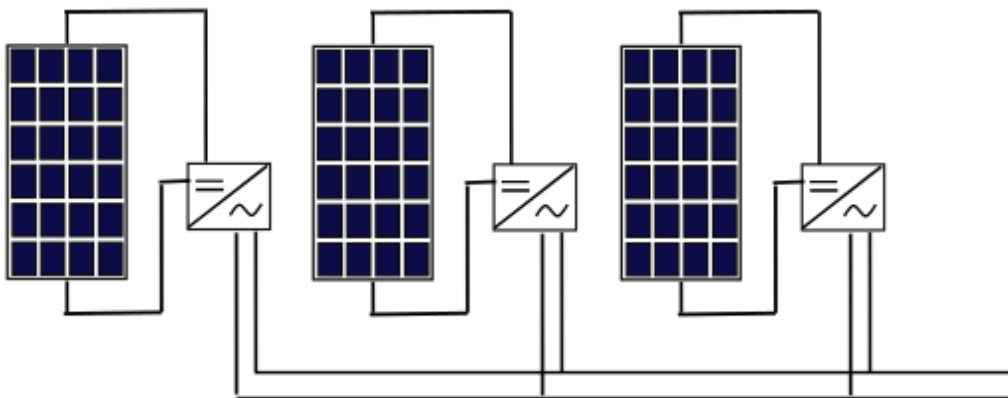
- Vekselretter
- Koblingsbokser
- Maximum Power Point Tracker (MPPT)
- Transformator
- Ledere
 - o AC-kabler på AC-siden
 - o DC-kabler på DC-siden
- Stativ og skinner
- Tilkobling til kraftnettet

Vekselretter

Vekselrettere omformer DC-signalene (likestrøm) fra PV-systemet til AC-signaler (vekselstrøm), slik at strømmen kan mates ut på nettet. Det finnes tre typer av vekselrettere:

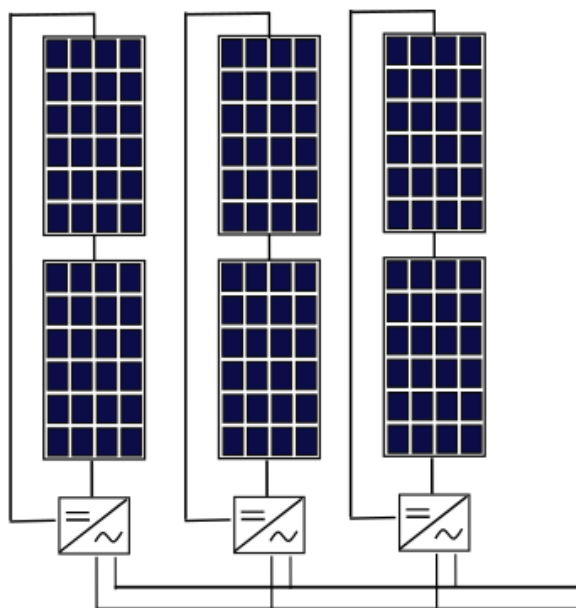
- Mikrovekselretter
- Strengvekselretter
- Sentralvekselretter

Ved bruk av *mikrovekselrettere* har hver modul sin egen vekselretter. Dette minimerer skyggetap siden kun skyggede moduler påvirkes. Dette er vist i **Figur 2-23**.



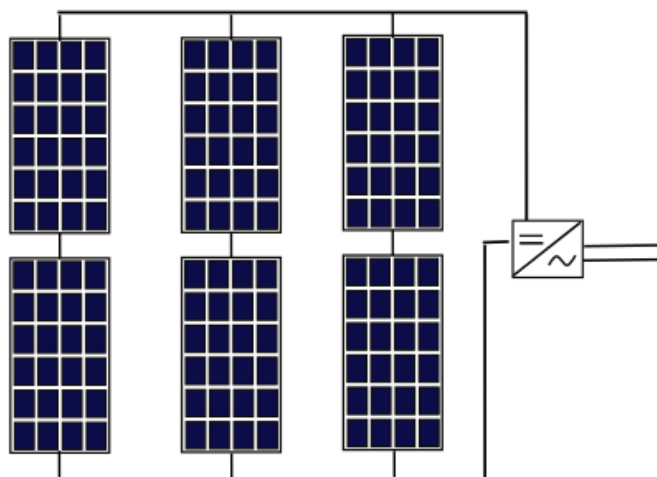
Figur 2-23 Mikrovekselrettere. Figuren viser hvordan hver modul er koblet til en egen mikrovekselretter.

Ved bruk av *strengvekselretter* kobles en hel streng av PV-moduler til én vekselretter som vist i **Figur 2-24**. Disse er konstruert for å tåle høyere spenninger enn mikrovekselrettere. Her vil skyggetap i enkelte moduler påvirke hele strenger. Strengvekselrettere har som regel innebygd overvåkningsutstyr for måling av kraftproduksjon, samt et display for å hente ut data. Dette er den mest vanlige vekselretteren for småskala solcelleanlegg.



Figur 2-24 Strengvekselrettere. Figuren viser hvordan flere strenger er koblet til samme vekselretter. Dette er den vanligste typen vekselretter for småskala solcelleanlegg.

Dersom alle PV-modulene i et system er tilkoblet samme vekselretter, kalles denne en *sentralvekselretter*. Denne er lik som en strengvekselretter, men tåler betydelig større spenning.



Figur 2-25 Sentralvekselretter. Figuren viser hvordan alle strengene er tilkoblet samme vekselretter. Dette er mer vanlig for store kraftverk.

Vekselrettertapp forekommer når det elektriske signalet endres fra DC til AC for å tilkobles strømnettet. Alle vekselrettere har ulik virkningsgrad i forhold til dette, men den settes generelt til 2-5 %.

Koblingsbokser

Koblingsbokser befinner seg på baksiden av alle moduler. De fungerer som sammenkoblingspunkt for moduler og bypass-dioder. I tillegg er det en større koblingsboks som forbinder alle strengene i et PV-system.

Maximum Power Point Tracker

Maximum Power Point Tracker (MPPT) sørger for at vekselretteren jobber ved MPP. Dette gjør at PV-systemet jobber i optimal tilstand og dermed leverer mest mulig energi, som forklart i kapittel 2.2.10. Denne komponenten er som oftest en del av vekselretter-konstruksjonen.

Transformator

En *transformator* i et nettkoblet PV-system har som oppgave å transformere spenningen fra vekselretteren til en spenning som harmoniserer med strømmettet. Denne komponenten er som oftest innebygget i vekselretter-konstruksjonen.

Ledere

Lederne i et PV-system er todelt. Det finnes DC-ledere på DC-siden av systemet. Disse sammenkobler moduler i strenger, strenger i array og arrayet til vekselretteren. AC-lederne på AC-siden av systemet kobler vekselretteren til transformatoren dersom denne ikke er innebygget, og kobler hele systemet til nettet.

Stativ og skinner

Stativ og skinner er montasjekomponenter for montering på eksisterende hustak i henhold til BIPV.

Tilkobling til kraftnettet

Med *tilkobling til kraftnettet* menes her alle mindre montasjekomponenter i forhold til elektronikk. Dette inkluderer sikringer, brytere, jordingsutstyr og sensorer.

2.5.2 Montering

Det finnes to hovedprinsipper for montering av solcellesystemer. Det første er en integrering av PV-systemet i selve bygningsmaterialene og konstruksjonen av en bygning. Dette omtales som *Building Integrated PhotoVoltaics* (BIPV). Det andre alternativet er ettermontering av PV-systemer på eksisterende konstruksjoner, for eksempel hustak eller hyttevegger. Dette kalles *Building Adapted PhotoVoltaics* (BAPV).

BIPV

Ved BIPV er det vanligst å bruke PV-moduler som selve materialet i et bygningstak, slik som vist på **Figur 2-26**, eller som fasade¹. Da legges modulene i den vinkelen taket eller fasaden er konstruert til å ha. Det er som regel benyttet polykrystallinske silisiummoduler, da disse har spisse kanter og enkelt kan sammenkobles slik at de fungerer som et vanntett skall. Med nyere teknologi er det også mulig å inkludere tynnfilmsolceller i bygningers vinduer.

¹ En bygnings fasade er per definisjon bygningens gatevendte side. I denne oppgaven benyttes begrepet om en bygnings solvendte side.



Figur 2-26 Building Integrated PhotoVoltaics (BIPV). Figuren viser hvordan PV-moduler kan benyttes som takstein. Kilde: (Multiconsult, 2013, s. 10)



Figur 2-27 Building Adapted PhotoVoltaics (BAPV). Figuren viser et typisk takmontert PV-anlegg. Kilde: riddersolar.com

BAPV

Ved BAPV festes solcellemoduler utenpå eksisterende vegger eller tak. For flate tak er det vanlig å stille modulene i vinkel ved å bruke en stativsystem for å øke innstrålt effekt. Ved montering på et skrått tak blir vanligvis modulene festet parallelt med taket, slik som på **Figur 2-27**. Vinkelen på modulene blir da den samme som taket har i utgangspunktet. Dette gjøres ved et skinnesystem som sikrer en viss avstand fra eksisterende tak. Avstanden sikrer kjøling av panelene ved luftgjennomstrømning. Ved BAPV på tak er det viktig at levetiden til eksisterende tak er lik eller lenger enn forventet levetid for PV-systemet.

2.5.3 Støtteordninger

Enova SF

Enova er et statlig foretak som arbeider for å øke andelen miljøvennlig energiproduksjon og – forbruk. Dette gjøres ved økonomiske tilskudd til denne typen foretak. Foretaket er indirekte finansiert av forbrukere gjennom Energifondet, som finansieres gjennom påslaget i tariffen.

For solcelleanlegg er det potensielle bidraget opptil 35 % av dokumentert total kostnad inkludert merverdiavgift. Begrenset til 10000 kr. I tillegg 1250 kr per kW installert effekt opp til en maksimal grense på 15 kW eller 18750 kr. Dette forutsetter at solcelleanlegget er tilkoblet distribusjonsnett og at forbruker har en plusskundeavtale med nettselskap/kraftprodusent.

Oslo kommune

Oslo kommunes Klima- og energifond startet i januar 2015 en støtteordning for privatpersoner som ønsker å satse på solenergi. Målet med ordningen er å øke utbredelsen av PV-anlegg i Oslo-området for å få en langsiktig reduksjon i systemprisen (Oslo kommune, 2015). De sammenlikner med utviklingen av prisene i eksempelvis Sverige og Tyskland, hvor økning i markedet har ført til kraftige kostnadsreduksjoner. Ordningen tilbyr en dekning av 40 % av dokumenterte investeringskostnader for solcelleanlegget. Det poengteres at det ikke gis støtte til prosjekter som får andre tilskudd, eksempelvis fra Enova SF.

Plusskundeordningen

Plusskundeordningen er utarbeidet av NVE og har som formål å gjøre det enklere å mate inn kraft på distribusjonsnettet for småkraftprodusenter. Dette er en teknologinøytral ordning. En plusskunde er av NVE definert som (NVE, 2015a):

«Sluttbruker av elektrisk energi som har en årsproduksjon som normalt ikke overstiger eget forbruk, men som i enkelte driftstimer har et overskudd av kraft som kan mates inn i nettet»

Ordningen er altså et tilbud fra NVE til forbrukere av kraftnettet som primært produserer kraft til eget bruk, men som i perioder har overproduksjon. Plusskunder inngår da en avtale med sitt nettselskap om netto avregning av energileddet. Avtalen innebærer at kunden kan avregne sin egen kraftproduksjon som andel i totalt kraftforbruk, og selge overproduksjonen tilbake til nettselskapet. Prisen på overskuddskraften bør reflektere markedsprisen i det gjeldende området ifølge NVE (NVE, 2015a). Det er frivillig for begge parter å inngå en slik avtale.

Kraftleverandører er generelt pålagt å betale en *innmatingstariff* basert på mengde elektrisk energi levert til kraftnettet. Som plusskunde har man en dispensasjon fra forskriftene som innebærer at man unngår å falle inn under de samme forskriftene som kraftleverandører, og slipper dermed å betale for å distribuere egenprodusert kraft. De må likevel betale fastleddet i nettleien som alle andre som er tilkoblet distribusjonsnettet.

Næringsvirksomheter kan også være plusskunder, så fremt de forbruker størstedelen av den produserte kraften selv og produksjonsanlegget ikke overstiger 100 kWp.

Det bør nevnes at det foreligger et endringsforslag fra NVE i forhold til plusskundeordningen. Den vesentlige endringen som foreslås er at avtalen om netto avregning av energileddet bør skje mellom forbruker og kraftleverandører. Altså at nettselskapene ikke involveres i prosessen. Dette ventes å tre i kraft 1.1.2016.

3 TIDLIGERE ARBEID

I dette kapitlet presenteres rapporter og annet arbeid som er særlig vektlagt. Det fokuseres på resultater og fremgangsmåter som er vesentlige for resultatene av denne oppgaven.

3.1 MULTICONSULT

Multiconsult sin rapport fra 2013 «*Kostnadsstudie, Solkraft i Norge i 2013*» gir et detaljert innblikk i kostnadsnivået i Norge for solcellesystemer. I tillegg simuleres innstrålt effekt i Norge og det gjøres LCOE-analyser på bakgrunn av simuleringen. Resultatene og bakgrunnen for disse gjengis i dette kapitlet, da mye av metoden i denne oppgaven bygger videre på dette arbeidet. Rapporten er skrevet for Enova SF.

3.1.1 Potensialet i Norge

Potensialet for produksjon av solenergi i Norge avhenger av den innstrålte effekten. Innstrålingen er objekt for stadige undersøkelser og måling. I Multiconsult sin rapport fra 2013 kommer det klart frem at det ikke finnes særlig gode kilder til langsiktige måledata i Norge (Multiconsult, 2013, s. 7). De har dermed måttet belage seg på satellittdata i tillegg til de få målestasjonene som finnes. Det defineres fem områder i hver sin region som referansepunkt for målingene. Disse brukes som referansepunkter videre i denne oppgaven og er som følger:

- Oslo (sørøst)
- Kristiansand (sør)
- Bergen (vest)
- Trondheim (midt)
- Tromsø (nord)



Figur 3-1 Referanseområder. Figuren viser de fem områdene som benyttes som referansepunkter for simulering av solinnstråling. Områdene benyttes videre gjennom denne oppgaven.

3.1.2 Meteorologiske data

Multiconsult legger i sin rapport vekt på fem kilder for innhentet klimadata. Tre av disse er basert på satellittdata, en er basert på data fra målestasjon og én bruker en blanding av disse.

- NASA-SSE
- PVGIS
- Satelight
- FAGKLIM (Ås)
- Meteonorm (v.7)

NASA-SSE

NASA-SSE (National Aeronautics and Space Administration - Surface Meteorology and Solar Energy programme) er en gratis kilde med innstrålingsdata på nett. Dataene baserer seg på NASA-satellitters målinger. Satellittene deler opp jorden i et rutenettverk og lager et gjennomsnittlig datasett for hver rute.

PVGIS

PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System) er en gratis kilde med innstrålingsdata på nett. Tjenesten tilbyr daglige og månedlige gjennomsnittsverdier for en ønsket plassering i Europa eller Afrika. Dataene genereres ved interpolering av satellittdata.

Satelight

Satelight er en gratis netjtjeneste med innstrålingsdata fra den europeiske romfartsorganisasjonens (ESA) satellitter.

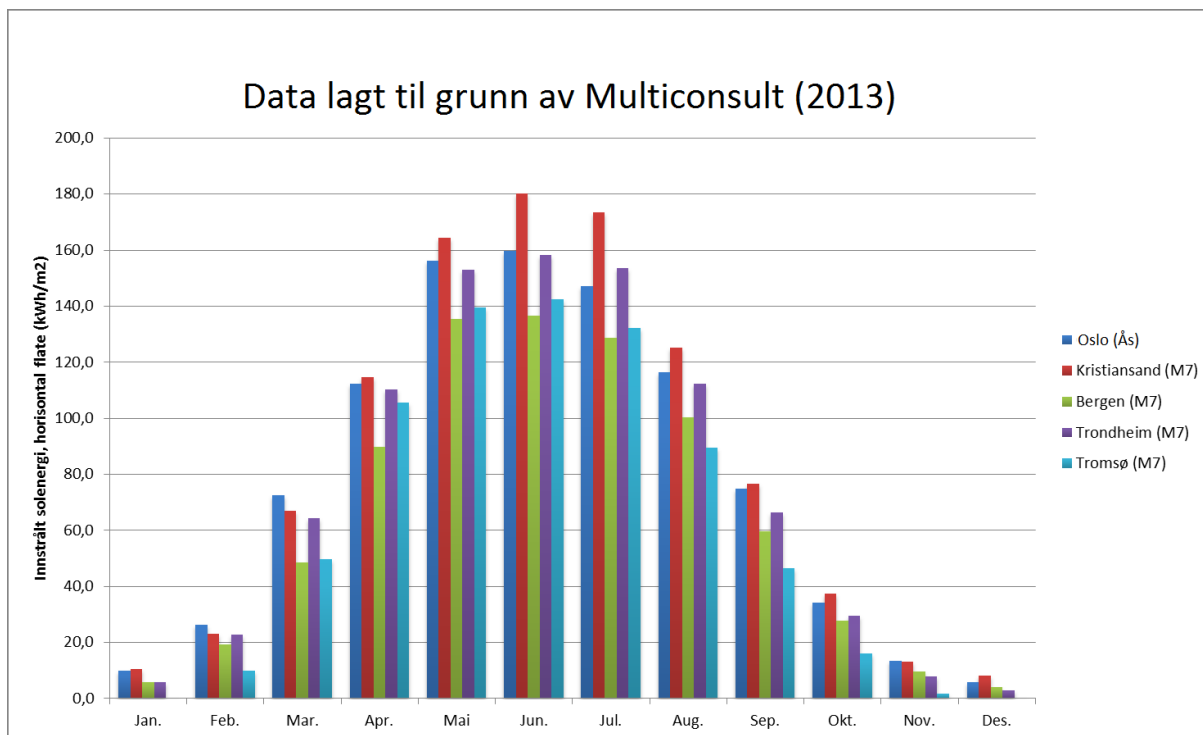
FAGKLIM

FAGKLIM er et fullautomatisert feltlaboratorium ved Norges Miljø- og Biovitenskapelige Universitet i Ås. Målestasjonen har vært i drift siden 1859, og har siden den tid målt og loggført meteorologiske data.

Meteonorm

Meteonorm er en innebygget kilde til meteorologiske data i programmet PVsyst. Den baserer dataene sine på 8375 målestasjoner i verden, i tillegg til satellitter. Data kan genereres for et hvilket som helst geografisk sted ved å interpolere mellom satellittdata og nærliggende målestasjoner.

Kilder basert på satellittdata vil aldri bli like pålitelige som data fra målestasjoner. Satellitter bruker interpolering og gjennomsnittsmålinger, og målingene tar ikke hensyn til vær fenomener som skyer og snø. Målestasjoner måler den faktiske innstrålingen. Rapporten fra Multiconsult bruker derfor meteorologiske data fra Meteonorm som kilde for alle områdene, med unntak av Oslo (sørøst) (Multiconsult, 2013, s. 8). Som data for Oslo brukes målingene fra FAGKLIM i Ås, da dette kun er 30km fra Oslo og dermed antas å være representative data. **Figur 3-2** viser klimadata lagt til grunn av Multiconsult for simulering av innstrålt effekt.



Figur 3-2 Klimadata benyttet i simulering. Data er lagt til grunn av Multiconsult (2013). Data for Oslo er hentet fra FAGKLIM i Ås. Øvrige data er hentet fra Meteonorm (v.7). Kilde: (Multiconsult, 2013, s. 8)

Verdiene i **Figur 3-2** som benyttes videre i simuleringen summeres for å gi et gjennomsnittlig anslag for de ulike områdene. Oppsummeringen i **Tabell 3-1** viser at antatt innstråling stemmer overens med dette.

Tabell 3-1 Total årlig innstrålt energi (kWh/m²) mot en horisontal flate. Summen av innstrålingsdataene fra **Figur 3-2** som benyttes videre i simuleringen.

Område (region)	Årlig innstrålt effekt (kWh/m ² /år)
Oslo/Ås (sørøst)	927
Kristiansand (sør)	993
Bergen (vest)	764
Trondheim (midt)	886
Tromsø (nord)	732

3.1.3 Simulering

I Multiconsult sin simulering for forventet kraftproduksjon i Norge, er programvaren PVsyst (v.6.11) benyttet. PVsyst estimerer solcelleproduksjon på bakgrunn av antatt solinnstråling og tapsmekanismer, inkludert skygging. Programvaren ble utarbeidet på universitetet i Genève og er blant de mest anerkjente simuleringprogrammene for solenergi. Den inneholder en stor database med moduler og andre komponenter, slik at simuleringen varierer i forhold til valg av modultype og modul kvalitet og andre input variabler.

Verdiene i **Tabell 3-1** gir grunnlaget for hvilke ressurser som potensielt kan utnyttes i Norge. Sammen med tapsmekanismene for solcellemoduler danner dette den forventede produksjonen i Norge. I **Tabell 3-2** oppsummeres tapsmekanismene som ble presentert i kapittel 2.2.13.

Tabell 3-2 Tapsmekanismer lagt til grunn av Multiconsult (2013). Tabellen danner grunnlaget for simulering av forventet produksjon i PVsyst. Oppsummert på bakgrunn av kapittel 2.2.13. Verdier basert på Multiconsult sine antakelser (Multiconsult, 2013, ss. 13-14).

Tapsmekanisme	Oppsummert	Verdi
Termiske tap	Virkningsgraden til solceller øker ved avtagende driftstemperatur. Antatt 45°C.	Øker ved avtagende temperatur
Ohmske tap	Varmeutvikling i kabler på grunn av deres motstand.	1,5 % ved STC
Mismatch	En streng av solceller begrenses av det svakeste leddet.	1,0 %
Modulkvalitet	Lineær degradering av solceller over tid.	0,4 % per år
Refleksjonstap	Innstrålingsreduksjon på grunn av refleksjon.	3,0-4,0 %
Light Induced Degradation (LID)	Kortsiktig degradering av silisiumstrukturen ved lyseksponering.	2,0 %
Skygging (Snø)	Snølag på solcellemoduler fører til fullstendig skygging på en andel av solcellene.	Opptil 60-90 % i vintermåned.

Skyggetapene som følge av snødekke fører ifølge rapporten til store tap vinterstid. Snø legger seg på modulene og hindrer innstråling på deler av solcellemodulene. Den prosentvise skyggingen som ligger til grunn for Multiconsult sin simulering er presentert i **Tabell 3-3**. Tallene er basert på erfaringer fra Glava Energy Center (GEC) i Sverige (Multiconsult, 2013, s. 14). Andre skyggetap neglisjeres.

Tabell 3-3 Skyggetap på grunn av snødekke. Prosentvis reduksjon i kraftproduksjon per måned ved de fem geografiske punktene. Verdier er basert på erfaringer fra GEC. Kilde (Multiconsult, 2013, s. 14)

	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	Mai	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Okt.	Nov.	Des
Oslo (sørøst)	70 %	70 %	40 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	50 %
Kristiansand (sør)	60 %	60 %	30 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	40 %
Bergen (vest)	70 %	70 %	40 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	50 %
Trondheim (midt)	80 %	80 %	50 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	50 %
Tromsø (nord)	90 %	90 %	60 %	20 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	60 %

Basert på ressurspotensialet i **Tabell 3-1** og tapsmekanismene i **Tabell 3-2**, har Multiconsult simulert den forventede kraftproduksjonen for en valgt solcellemodul og vekselretter. Multiconsult valgte å bruke solcellemodulen *Modul EcoPlus – PolyUp 250 Wp* fra Innotech Solar (Multiconsult, 2013, s. 12). Bakgrunnen for dette valget er at Innotech Solar er et norsk selskap som produserer modulene sine i Europa, blant annet i Sverige. I tillegg er modulene basert på polykrystallinsk silisiumteknologi og er en standard industritype solcellemodul. Dermed vil resultatene være representative for snittet av tilgjengelige solcellemoduler på markedet.



Figur 3-3 Modul EcoPlus – PolyUp 250Wp fra Innotech Solar. Solcellemodulen benyttet i Multiconsult sin simulering.
Kilde: (Multiconsult, 2013, s. 12)

Som vekselretter ble en streng-vekselretter fra den tyske produsenten SMA benyttet (Multiconsult, 2013, s. 13). Det understrekes at valg av vekselretter i praksis ikke spiller noen rolle, da tilsvarende produkter er tilgjengelige fra mange produsenter og virkningsgraden normalt ligger på 95-98 % for samtlige. Andre verdier lagt til grunn for simuleringen er presentert i **Tabell 3-4**.

Tabell 3-4 Grunnlag for simulering i PVsyst. Tabellen viser kriteriene lagt til grunn i simuleringen av forventet produksjon utført av Multiconsult. Kilde: (Multiconsult, 2013, s. 10)

Andre verdier lagt til grunn for simulering	
Systemstørrelse	7,0 kWp
Orientering	180° (sørvendt)
Helningsvinkel	27°
Overflateareal	46,2 m ²
Montering	Eksisterende tak
Modultype	250 Wp, multikrystallinsk
Vekselretter	Streng-vekselretter
Skygging	Ingen nærliggende objekter eller skygger.

Resultatet av simuleringen fra de fem områdene utført av Multiconsult (2013, s. 14) er gjengitt i **Tabell 3-5**. Verdiene for spesifikk ytelse benyttes videre i denne oppgaven.

Tabell 3-5 Resultat av simulering utført av Multiconsult (2013). Resultater er gitt som spesifikk ytelse (kWh/kWp/år) og ytelsesfaktor (%) ved de fem områdene. Kilde: (Multiconsult, 2013, s. 14)

	Spesifikk ytelse (kWh/kWp/år)	Ytelsesfaktor
Oslo (sørøst)	922	81,8 %
Kristiansand (sør)	984	84,1 %
Bergen (vest)	734	83,2 %
Trondheim (midt)	896	80,8 %
Tromsø (nord)	732	80,1 %

3.1.4 Systempriser 2013

Totale systempriser for 7,0 kWp PV-anlegg ble funnet ved kontakt med en håndfull leverandører i 2013 (Multiconsult, 2013, s. 17). Gjennomsnittet av prisene ga en forventet systempris på 26 kr/Wp, med en variasjon på $\pm 20\%$ i forhold til lavest og høyest pris funnet. **Tabell 3-6** oppsummerer dette.

Tabell 3-6 Systempriser 2013. Tabellen viser systemprisene funnet av Multiconsult i 2013. Gjennomsnittet av prisene funnet var 26 kr/Wp. Laveste og høyeste pris funnet danner et prisintervall fra 21 kr/Wp til 31 kr/Wp, med forventet systempris i midten. Kilde: (Multiconsult, 2013, s. 19)

Systempris (kr/Wp)	Lavest	Forventet	Høyest
	21	26	31
Endring (%)	+ 20 %	-	- 20 %

3.1.5 Energikostnad 2013

Ved å bruke den økonomiske metoden presentert i kapittel 4.1.3, kalkulerer Multiconsult energikostnaden ved forventet systempris spesifikk ytelse ved de fem geografiske plasseringene. **Tabell 3-7** viser resultatene.

Tabell 3-7 Energikostnader 2013. Tabellen viser energikostnadene (LCOE) funnet av Multiconsult i 2013 ved fem ulike områder. Verdiene er et resultat av forventet produksjon og systemprisene funnet. Kilde: (Multiconsult, 2013, s. 24)

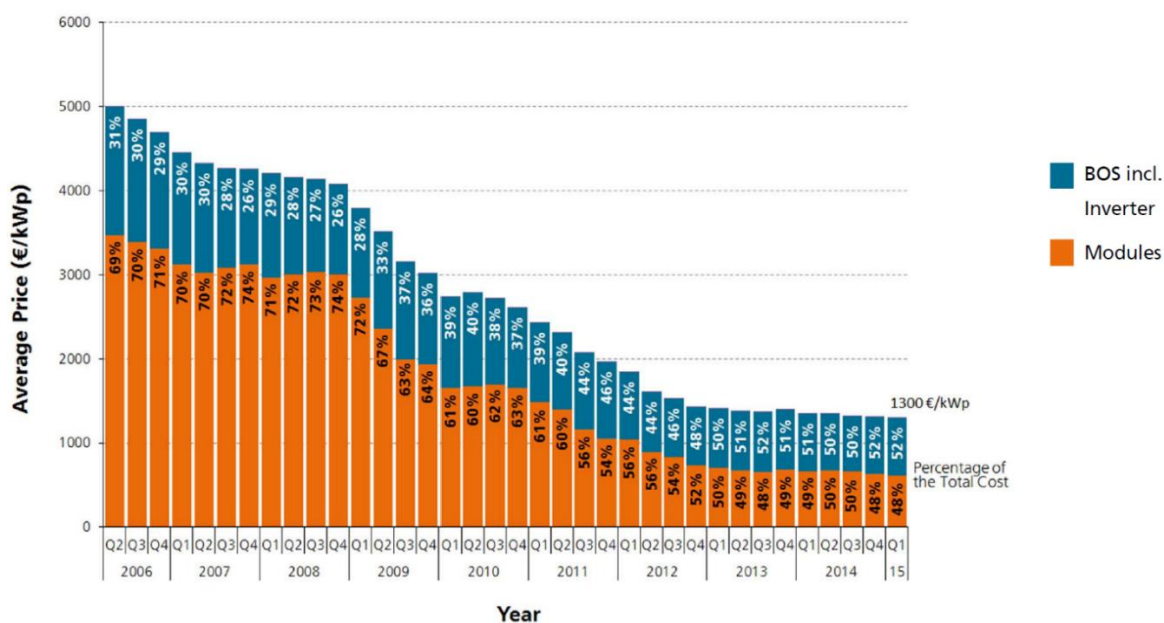
Område (region)	Energikostnad ved 26 kr/Wp (kr/kWh)
Oslo (sørøst)	2,33
Kristiansand (sør)	2,24
Bergen (vest)	2,99
Trondheim (midt)	2,45
Tromsø (nord)	2,99

3.2 FRAUNHOFER ISE

Fraunhofer ISE er det største forskningsmiljøet for solenergi i Europa. De driver forskning og utvikling av alle sider ved solenergi og fremlegger årlige rapporter om tilstanden og utviklingen. Den seneste rapporten er av 17. november 2015 og tar for seg markedet for solceller, effektiviteten av dagens teknologier og prisutviklingen på solcellemoduler og vekselrettere.

3.2.1 Prisutvikling i markedet for 10 kWp – 100 kWp systemer

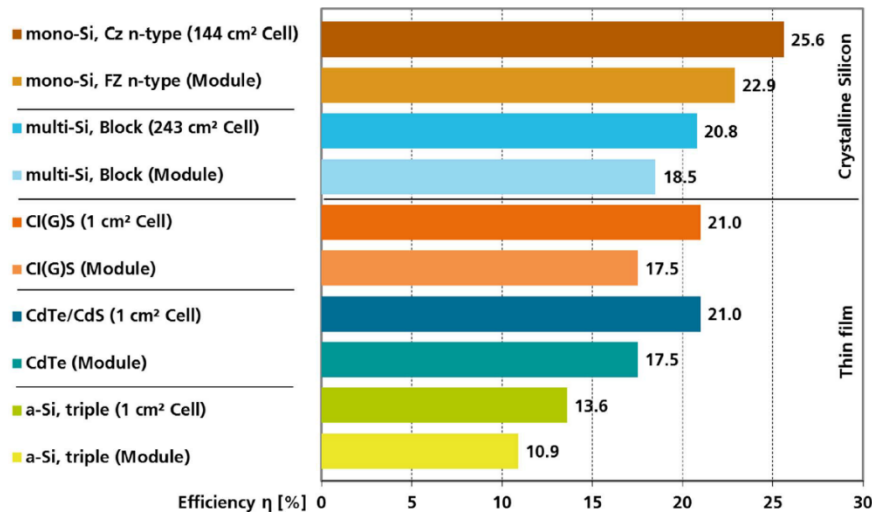
Av Fraunhofer ISE (17. November 2015, s. 9) fremkommer det at prisene for et typisk takmontert, BAPV, solcellesystem var 14000 €/kWp i 1990. Siden den gang har prisene falt markant. Fraunhofer ISE fastslår videre at liknende systemer kostet 1300 €/kWp i slutten av 2014. Dette tilsvarer en nedgang i total systempris på 90 % på 24 år. Det er ekvivalent til en gjennomsnittlig prisreduksjon på 9 % per år. Fraunhofer ISE ser på det man i økonomisk teori kaller lærekurven som den dominerende faktoren og ser på prisnedgangen i sammenheng med markedsstørrelsen. Over de siste 34 årene har prisen på solcellemoduler blitt redusert med 20 % for hver doubling av markedsstørrelse. Hovedgrunnene til dette er at et større marked fører med seg lavere kostnader ved stordriftsfordeler (*economies of scale*) og teknologiske forbedringer. Av rapporten fremkommer det at den totale systemprisen i Tyskland har stabilisert seg ved 1300 €/kWp de siste årene (©Fraunhofer ISE, 17. November 2015, s. 40). Av dette er 48 % solcellemodulene og 52 % summen av de andre kostnadene og komponentene i systemet. Dette er vist i **Figur 3-4**. Blant disse komponentene er vekselrettere for strenger av moduler satt til 110 €/kWp (©Fraunhofer ISE, 17. November 2015, s. 36). På bakgrunn av disse opplysningene anses markedet i Tyskland som modent i denne oppgaven.



Figur 3-4 Prisutviklingen i Tyskland. Figuren viser hvordan systemprisen har utviklet seg i Tyskland siden 2006. Grafen ser ut til å flate ut ved 1300 €/kWp. 52 % av denne kostnaden er komponentene, inkludert vekselretter. 48 % av kostnaden er selve solcellemodulene. Modulprisen har hatt en stor reduksjon på få år. Kilde: (©Fraunhofer ISE, 17. November 2015)

3.2.2 Effektivitet og ny teknologi

Over de siste 10 årene har effektiviteten til kommersielle solcellemoduler av polykrystallinsk oppbygning økt fra 12 % til 16 % og i laboratorieforsøk er den maksimale effektiviteten målt til 20,8 % (©Fraunhofer ISE, 17 November 2015, s. 6). Denne har i skrivende stund økt til 21,25 % (Roselund, 2015). På grunn av dette har materialbruken gått betydelig ned, fra henholdsvis 16 g/Wp til 6 g/Wp for polykrystallinske moduler, over det samme tidsrommet. Reduksjonen i materialbruk har ytterligere påvirket modulprisen.



Figur 3-5 Virkningsgraden til ulike teknologier. Figuren viser den prosentvise effektiviteten, eller virkningsgraden, til ulike teknologier for omgjøring av innstrålt effekt til elektrisk energi. Grafen er fra 17. november 2015. Likevel er anslaget på polykrystallinsk silisium (her: multi-Si) økt ytterligere. Kilde: (©Fraunhofer ISE, 17 November 2015)

Fraunhofer ISE sine fremtidsprosjeksjoner peker mot nye funksjoner for vekselrettere for å øke effektiviteten av et PV-system. De ser for seg at fremtidens vekselrettere har innebygget lagringskapasitet for elektrisk energi. Altså kombinerte batterier og vekselrettere (©Fraunhofer ISE, 17 November 2015, s. 8).

3.3 KANAK

Rapporten «*Utviklingen av nettariffer i smarte nett*» av Kanak tar for seg fordeler og ulemper ved ulike nye tariffmodeller basert på effektuttak. Forslagene baserer seg i stor grad på erfaringer fra utlandet. I dette kapittelet presenteres egenskapene ved ulike effektbaserte tariffmodellene Kanak vektlegger. Rapporten er utarbeidet på oppdrag fra Energi Norge.

3.3.1 Erfaringer fra utlandet

I Frankrike har det vært en effekttariff siden 1993 kalt Tempo-tariffen. Dette er en *dynamisk effekttariff* basert på faste tariffnivåer. Dagene i året er delt i grupper på bakgrunn av forventet effektuttak og priser deretter. Høy forventet kapasitetsmangel betyr høye priser, og motsatt. Differensieringen mellom en dag med høy og lav pris kan være så mye som én til syv. Prisen kommuniseres til forbruker direkte, eller gjennom et apparat hos forbruker. Resultatet av tariffen er et redusert maksimalt effektuttak på 45 % ved høyest pris, og samlet kostnadsreduksjon på energi med 10 % for alle forbrukere med denne tariffen (Ingeberg, 2014, ss. 6-7).

I California i USA har man siden 1990 benyttet et system med *progressive effekttariffer*. Strukturen og forståelsen av den omtales som kompleks uten avanserte systemer. Samme type tariffstruktur ble studert i Storbritannia i 2007. Her ble kommunikasjon av prissignalene undersøkt i forhold til energieffektivisering. Konklusjonen var at tilgang til informasjon om tariffen og kommunikasjon med nettselskap var avgjørende for effekten av tariffen (Ingeberg, 2014, ss. 7-8). Den samlede erfaring fra utlandet kan ifølge rapporten oppsummeres i tre punkter:

- Et kraftig prissignal er nødvendig for å gi økonomiske insentiver til å forandre atferd
- Måltrettet kommunikasjon av prissignaler i sanntid er en forutsetning
- Forbruker trenger kunnskap om hvilke tiltak som øker effektiviteten av tariffen og reduserer prisen for forbruker

Ifølge rapporten er det på bakgrunn av disse punktene intuitivt at smarte styringssystemer som AMS er nødvendige for å realisere et optimalt tariffsystem. Ved begrenset kunnskap kan det være et poeng med automatiske styringssystemer, slik at forbruker får mindre påvirkning på eget forbruk.

3.3.2 Foreslåtte tariffmodeller

På bakgrunn av prinsippene for utforming av nye tariffer, som presentert i kapittel 2.4.6, og erfaringene fra utlandet summerer rapporten opp det de mener er hovedmodellene. **Tabell 3-8** presenterer de viktigste egenskapene ved hver av de navngitte tariffsystemene.

For hver av de foreslåtte tariffsystemene har Kanak vurdert det de mener er de tre hovedkravene til en ny tariff; prissignal og effektivitet, fordelingsvirkning og administrativ gjennomførbarehet.

Tabell 3-8 Effektbaserte tariffmodeller foreslått av Kanak. Tabellen viser de fem metodene for utforming av tariffen som Kanak anser som mulige å innføre, samtidig som de har positive effekter. Alle modellene presentert har fordelingssegenskaper i forhold til effektuttak, alle har kraftige prissignaler som kan påvirke forbrukeratferd og alle er avhengige av innføring av AMS. (Ingeberg, 2014, s. 11)

Tariff	Utforming
Abonnert effekt	Kunden har ett eller få faste prisnivåer per kW. Grensene settes av forbrukeren
Dynamisk tariff	Kunden har flere faste prisnivåer per kW. Tidspunktet for når de ulike nivåene trer i kraft er dynamisk og varsles kunden på forhånd. Høy tariff blir bundet opp mot kjente perioder med lav kapasitet i nettet.
Formålsbasert tariff	Kunden har prisnivåer per kW knyttet til hva effekten brukes til. Dette kan for eksempel være lading av el-bil. Denne må følgelig kombineres med andre tariff typer.
Progressiv tariff	Kunden har flere prisnivåer som øker ved økende effektuttak. Nivåene er satt av nettselskapet.
Tidsbestemt tariff	Kunden har faste prisnivåer per kW som er tilegnet tidspunkter over døgnet, uken eller året.

Kanak vurderer formålsbasert tariff og dynamisk tariff til å være mest presise med tanke på prissignaler, samtidig som de er vanskeligst å innføre administrativt. Sett bort ifra dette anses ingen systemer til å være bedre egnet enn andre. Alle gir kraftige prissignaler, alle endrer fordelingsgrunnlaget mot effektuttak og alle er til dels avhengige av AMS (Ingeberg, 2014, s. 12).

Uavhengig av utfordringene ved innføring av en effektbasert tariff, peker Kanak ut to særlig grunner til at man bør strebe etter å realisere dette. For det første gir effektbaserte tariffen et bedre prissignal for utnyttelse av nettet og fører dermed til en forandring i atferden til forbrukere ved å belønne mindre effektuttak. For det andre gir slike tariffen en riktigere kostnadsfordeling ved en videre utvikling mot kapasitetsproblemer i nettet (Ingeberg, 2014, s. 13).

3.3.3 Konklusjoner

Rapporten konkluderer med at effektbaserte tariffmodeller har gode fordelingssegenskaper dersom en ser på effekt som en viktig kostnadsdriver i nettet. Likevel er det ingen av de presenterte modellene som skiller seg noe særlig ut. Underliggende for alle er nødvendigheten av AMS, slik at prissignaler kan kommuniseres i sanntid til forbruker (Ingeberg, 2014, s. 19). Prissignalet blir sett på som drivende faktor for forbrukere, men man vet lite om den faktiske responsen på effektbaserte tariffen.

Basert på erfaringene fra utlandet peker Kanak på direkte kommunikasjon og rådgivning fra nettselskapene angående effektdempende tiltak som viktige tiltak ved innføring av en tariff basert på effektuttak (Ingeberg, 2014, s. 19).

Til slutt advarer rapporten mot å ikke la nettselskaper beholde en viss form for valgmulighet i forhold til utforming av tariffene (Ingeberg, 2014, s. 19).

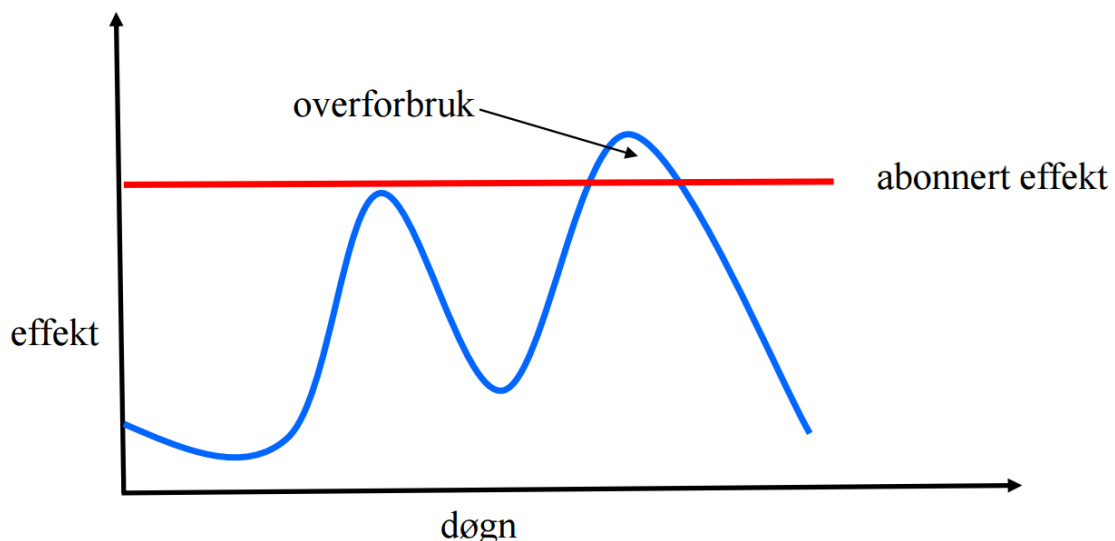
3.4 DEVID-PROSJEKTET

DeVID, «Demonstrasjon og verifikasjon av intelligente distribusjonsnett», er et omfattende innovasjonsprosjekt for næringslivet som eies av Nord-Trøndelag Elektrisitetsverk Holding AS (NTE). Prosjektet støttes av Norsk Forskningsråd og har mer enn 30 partnere og et budsjett på over 40 millioner kroner. Hovedmålet med prosjektet er å bidra til verdiskaping ved hjelp av kostnadseffektive løsninger og økt produktivitet for nettkunder, nettselskap og leverandørindustri (Foosnæs et al., 2014, s. 7). Blant annet skal prosjektet utvikle og teste teknologi, systemer og insentiver til forbrukerfleksibilitet ved å se på innvirkningen av en ny nettariff på forbruk og effektuttak i husholdninger.

For å nå dette målet har prosjektet tatt i bruk demonstrasjonsanleggene til *Demo Steinkjer* og *Smart Energi Hvaler*. Disse er såkalte *Living Labs*, hvilket innebærer tilgang til infrastruktur bestående av husstander, nettstasjoner, produksjonsanlegg, driftssentral og mer. Demonstrasjonsarenaene er ment til å gi et solid grunnlag for analyse og forskning ved å teste hvordan ny teknologi og energiløsninger fungerer i praksis.

3.4.1 Tariffmodell

Begge prosjektarenaene benytter en effektbasert tariff med AMS implementert i sine demonstrasjoner. Tariffmodellen som blir benyttet er abonnert effekt med ett fast tariffnivå. Det begrunnes i at denne modellen stimulerer til jevn forbruk, samtidig som den er enkel å kommunisere til forbruker. I **Figur 3-6** skisseres en tenkt abonnert for en husholdning med to effekttopper, hvor den ene utløser overforbruk.



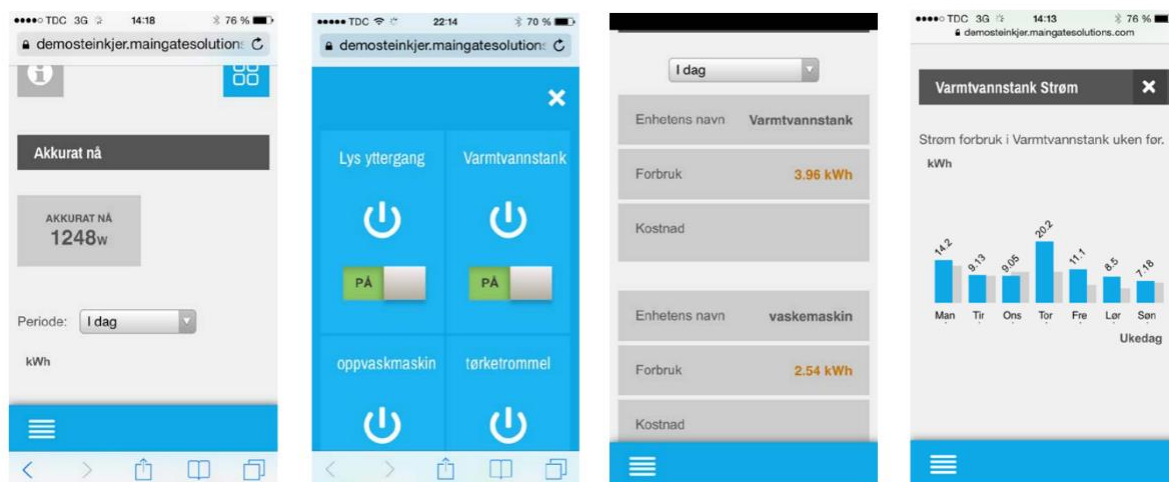
Figur 3-6 Skissering av abonnert effekttariff. Figuren viser en enkel skjematisk oversikt over hovedkomponentene i en tariffmodell basert på abonnert effekt. Den røde linjen indikerer nivået med effekt det abonneres på. Denne har en fast kostnad, uavhengig av om det blir tatt ut mindre effekt enn nivået. Dersom forbruket går over nivået utløses et overforbruksledd hvor forbruker må betale en høy pris per kWh. I tillegg betaler forbruker en fastpris, og et energiledd basert på kraftforbruket markert av den blå linjen.

Demoprojektene setter energileddet til 16,74 øre/kWh for å reflektere tapskostnaden og statlige avgifter, og det årlige fastleddet settes lik 2375 kr. For Demo Steinkjer settes den abonnerte effektprisen til 750 kr/kW, med et overforbruksledd på 7 kr/kW. I Smart Energi Hvaler ble den abonnerte effektprisen satt til 500 kr/kW, med et overforbruksledd på 10 kr/kW. Dette er oppsummert i **Tabell 3-9**. Overforbruket prises høyt for å gi insentiver til å holde forbruket under den fastsatte effektgrensen. Likevel forventes det at det forekommer noe overforbruk.

Tabell 3-9 Tariffdetaljer for DeVID-prosjektet. Tabellen viser detaljene rundt tariffmodellen lagt til grunn i DeVID-prosjektet. Modellen er basert på abonnering av effektnivåer og høy pris på forbruk over dette nivået. Kilde (DeVID, 2015).

Tariffdetaljer	Demo Steinkjer	Smart Hvaler Energi
Fastledd (kr)	2375	2375
Abonnert effekt (kr/kW)	750	500
Energiledd (øre/kWh)	16,74	16,74
Overforbruk (kr/kW)	7	10

Som brukergrensesnitt hadde begge demonstrasjonene fokus på brukervennlighet. I Steinkjer fikk forbrukerne ett nettbasert styringscenter som gav full kontroll over de fleste effekt- og energikrevende gjenstandene. Dette er vist i **Figur 3-7**. På Hvaler ble en liknende teknologi benyttet, men fremfor å være nettbasert var styringscenteret et eget apparat. Denne er vist i **Figur 3-8**.



Figur 3-7 Styringscenter over internett i Steinkjer. Forbruker har her full kontroll over eget forbruk via det nettbaserte styringscenteret. Man kan se i detalj hvor forbruket foregår, samtidig som man kan styre og planlegge det. Kilde: (DeVID, 2015)



Figur 3-8 Styringscenter brukt på Hvaler. Forbruker har et eget apparat, liknende nettbrett, som gir et interaktivt og oversiktlig bilde av eget forbruk. Figuren er kun et eksempel. Kilde: tu.no

3.4.2 Resultater

5,5 kW abonnert effekt

Over en periode på 120 dager ble resultatet av tariffmodellen i Steinkjer og Hvaler, ved en abonnert effekt på 5,5 kW, en reduksjon i kraftforbruk og kraftkostnad på henholdsvis 1000 kWh og 333 kr sammenliknet med året før (DeVID, 2015). **Tabell 3-10** viser resultatet i sin helhet.

Tabell 3-10 Resultat av abonnert effekt på 5,5 kW. Tabellen viser hvordan gjennomsnittet av husholdninger i Steinkjer reduserte sitt forbruk med over 1000 kWh og 333 kr over en periode på 120 dager. Merk at fastleddet er likt, mens energileddet er lavere i effekttariffen. For å kompensere for lavere energiledd er det egne ledd for abonnert effekt og forbruk over dette nivået. Kilde: (DeVID, 2015).

Periode	01.01.2014	01.05.2014	120 dager	
Tariff		Gammel modell	Ny modell	
	Fastledd	2142	2142	kr/år
	Energiledd	0,3725	0,1674	kr/kWh
	Abonnert effekt		500	kr/kW
	Overforbruk		10	kr/kWh
	Abonnert effekt		5,5	kW
Forbruk	År	2013	2014	
	Energiforbruk	8930,43	7855,26	kWh
	Maks effektuttak	8,01	7,99	kW
	Overforbruk	Ingen data	37,42	kWh
Nettleie	Fastledd	704,22	704,22	kr
	Energiledd	2926,08	1314,97	kr
	Abonnert effekt	Ingen data	904,11	kr
	Overforbruk	Ingen data	374,20	kr
	Sum	4030,80	3297,50	kr
	Endring		-332,80	kr
	Endring		-8,26	%

12 kW abonnert effekt

Resultatet ved en abonnert effekt på 12 kW i Steinkjer og Hvaler, var en nedgang i forbruk og nettleie på henholdsvis 7000 kWh og 1200 kr i forhold til året før (DeVID, 2015). **Tabell 3-11** viser resultatene i sin helhet.

Tabell 3-11 Resultat av prosjekt med abonnert effekt på 12 kW. Tabellen viser hvordan gjennomsnittet av husholdninger i Hvaler reduserte sitt forbruk med over 7000 kWh og 1200 kr over en periode på 120 dager. Merk at fastleddet er likt, mens energileddet er lavere i effekttariffen. For å kompensere for lavere energiledd er det egne ledd for abonnert effekt og forbruk over dette nivået. Kilde: (DeVID, 2015).

Periode	01.01.2014	01.05.2014	120 dager	dager
Tariff		Gammel modell	Ny modell	
	Fastledd	2142	2142	kr/år
	Energiledd	0,3725	0,1674	kr/kWh
	Abonnert effekt		500	kr/kW
	Overforbruk		10	kr/kWh
	Abonnert effekt		12	kW
Forbruk	År	2013	2014	
	Energiforbruk	27440,7	20777,75	kWh
	Maks effektuttak	19,4	16,53	kW
	Overforbruk	Ingen data	106,98	kWh
Nettleie	Fastledd	704,22	704,22	kr
	Energiledd	7739,71	3478,20	kr
	Abonnert effekt	Ingen data	1972,60	kr
	Overforbruk	Ingen data	1069,80	kr
	Sum	8443,93	7224,82	kr
	Endring		-1219,11	kr
	Endring		-14,44	%

Resultatene viser at tariffmodeller basert på abonnert effekt kan ha gunstige effekter for forbrukere, dersom de tilpasser seg prissignalene ved å legge om forbruket. Samtidig ser man at maksnivået på effektuttak og total last er redusert i begge tilfeller. Dette gir gode signaler for tariffmodellens effekt på kraftnettet.

4 METODE

I dette kapittelet gis en detaljert gjennomgang av metodene og beregningene brukt for fremstilling av resultater, samt forutsetninger og antakelser i forbindelse med disse. For enkelhet skyld er kapittelet presentert i samme rekkefølge som resultatene.

Med mindre annet er spesifisert er utregninger gjort i Microsoft Excel. Programmet er i tillegg brukt for å fremstille resultatene grafisk der dette har vært hensiktsmessig.

4.1 ENERGIKOSTNAD

4.1.1 Forventet produksjon

Den økonomiske metoden som blir redegjort for i kapittel 4.1.3 baserer seg på energiproduksjonen og kostnaden til et kraftproduserende prosjekt gjennom prosjektets livssyklus. I forhold til dette må den forventede kraftproduksjonen gjennom et PV-anleggs livsløp beregnes, samt anleggets totale kostnad. Den forventede kraftproduksjonen fra et PV-anlegg varierer med geografisk plassering og systemstørrelse.

Spesifikk ytelse

Multiconsult sin rapport (Multiconsult, 2013) definerer fem ulike områder i fem forskjellige regioner for simulering av forventet produksjon for et gitt PV-anlegg:

- Oslo (sørøst)
- Kristiansand (sør)
- Bergen (vest)
- Trondheim (midt)
- Tromsø (nord)

De samme områdene benyttes som utgangspunkt gjennom denne oppgaven, med hovedfokus på Oslo. Følgelig blir resultatene av simuleringen til Multiconsult lagt til grunn for beregning av forventet produksjon. I simuleringen blir forventet produksjon gitt som spesifikk ytelse for valgt solcellemodul ved et gitt geografisk område. Det antas her at resultatene av simuleringen er uavhengig av systemstørrelse og at de er gjeldende gjennom et systems levetid. Den forventede produksjonen beregnes ved å multiplisere den spesifikke ytelsen som fremkommer av simuleringen med størrelsen på systemet. I denne oppgaven brukes 3,1 kWp som systemstørrelse.

$$\text{Spesifikk ytelse} \left(\frac{kWh}{kWp/\text{år}} \right) * \text{Systemstørrelse} (kWp) = \text{Produksjon} \left(\frac{kWh}{\text{år}} \right) \quad \mathbf{(4-1)}$$

4.1.2 Systempriser 2015

Systempriser er gitt som total systempris per systemstørrelse.

$$\text{Systempris} \left(\frac{\text{kr}}{\text{kWp}} \right) = \frac{\text{Total systempris (kr)}}{\text{Systemstørrelse (kWp)}} \quad (4-2)$$

Gjennomsnittlig total systempris er funnet ved innhenting av priser på 3,1 kWp PV-anlegg hos ulike leverandører på nett, samt intervju med medveileder Bjørn Thorud, seniorrådgiver for Solenergi i Multiconsult. Prisene reflekterer den endelige kostnaden for kjøper, inkludert merverdiavgift. Høyest og lavest pris funnet danner prisintervallet for systemet. Prisene antas å være uavhengig av geografisk plassering.

Det antas en maks høyde til takfot på 3,4 m, takvinkel under 30° og sammenhengende kvadratisk montering på takstein for å unngå tilleggs kostnad for montering. I tillegg forutsettes det ingen ekstra kostnader for elektriker og transport.

4.1.3 Beregning av energikostnad

For beregning av energikostnaden til solenergien produsert ved de ulike områdene brukes den økonomiske metoden *Levelized Cost of Electricity* (LCOE). Dette er en utbredt økonomisk metode for sammenlikning av nye energikilder opp mot etablerte. Metoden sammenlikner kostnaden på energiproduksjon mellom ulike teknologier.

Multiconsult (2013, s. 20-21) beregner LCOE som en per enhet energikostnad basert på netto nåverdi av total livssyklus kostnad for et prosjekt. Det vil si at LCOE er lik kostnadene til et prosjekt i løpet av dets livssyklus dividert med den totale energiproduksjonen i løpet av livssyklusen. Livssyklusen til et prosjekt er prosjektets forventede økonomiske levetid. I denne oppgaven brukes kr/kWh som benevning.

$$\text{LCOE} \left(\frac{\text{kr}}{\text{kWh}} \right) = \frac{\text{Livssyklus kostnader (kr)}}{\text{Livssyklus energiproduksjon (kWh)}} \quad (4-3)$$

Livssyklus kostnader

For å beregne verdien av et prosjekt i dag benyttes nåverdimetoden (NNV). Ved å bruke denne metoden kan man fastslå verdien av en investering med fremtidige kontantstrømmer, ved å diskontere disse kontantstrømmene over investeringens livssyklus. Det settes en diskonteringsrente, på bakgrunn av risiko og forventning til økonomisk utbytte. **Formel (4-4)** for livssyklus kostnader er basert på likninger presentert i rapporten *A Review of Solar Photovoltaic Levelized Cost of Electricity* (Branker, Pathak, & Pearce, 2011, s. 5):

$$\text{Livssyklus kostnader (kr)} = \left(\text{INVEST} + \sum_{n=1}^i \frac{AC_n}{(1+r)^n} \right) * (1+r)^n \quad (4-4)$$

Hvor AC_n (*annual costs*) er kostnadene i år n , i er investeringens økonomiske levetid, $(1 + r)$ korrigerer for diskonteringsrenten og $INVEST$ representerer investeringskostnad. Investeringskostnaden settes utenfor summeringsoperatoren, fordi det første produksjonsåret er etter investeringstidspunkt, $n = 0$.

Livssyklus energiproduksjon

Livssyklus energiproduksjon er ikke konstant over tid for et PV-anlegg, og må korrigeres for den lineære degraderingen som følger av modulkvalitetstapet. Branker et al. (2011, s. 5) gjør dette på følgende måte:

$$\text{Livssyklus energiproduksjon (kWh)} = \sum_{n=1}^i (AEP * (1 - L_f)^n) \quad (4-5)$$

Hvor AEP (*annual energy production*) er årlig energiproduksjon, i er investeringens økonomiske levetid og $(1 - L_f)$ korrigerer for årlig modulkvalitetstap i år n .

Formel (4-4) og **Formel (4-5)** utgjør formelen som brukes for beregninger i denne oppgaven:

$$LCOE \left(\frac{kr}{kWh} \right) = \frac{INVEST + \sum_{n=1}^i \frac{AC_n}{(1+r)^n}}{\sum_{n=1}^i \frac{AEP * (1 - L_f)^n}{(1+r)^n}} \quad (4-6)$$

Hvor AC_n er kostnadene i år n , i er investeringens økonomiske levetid, AEP er årlig energiproduksjon, $(1 - L_f)$ korrigerer for årlig modulkvalitetstap, $(1 + r)$ korrigerer for diskonteringsrenten og $INVEST$ representerer investeringskostnad. Investeringskostnaden settes utenfor summeringsoperatoren, fordi det første produksjonsåret er etter investeringstidspunkt, $n = 0$.

Forutsetninger

Forutsetningene som legges til grunn for beregninger av LCOE er basert på antakelsene Multiconsult (Multiconsult, 2013, ss. 22-23) tar utgangspunkt i. Verdiene på forutsetningene presentert under er de samme som Multiconsult benytter i sine beregninger, da disse antas å være gjeldende i 2015.

Drift og vedlikehold er satt til 0,5 % av total systempris. Dette anses som lavt og er basert på antakelser om at vedlikeholdet foretas av kjøper, og at drift er automatisk og har lite behov for ettersyn.

Pris på vekselrettere er funnet på samme måte som for PV-system. Det antas her at vekselretteren må byttes i løpet av levetiden til PV-systemet. Tiden settes til 12,5 år, som er halve levetiden, og det diskonteres deretter. I beregningene for LCOE settes bytte av vekselretter som en del av investeringskostnaden.

Levetiden til et PV-system antas å være 25 år. Dette er samme lengde som modulgarantien oppgitt ved kjøp av PV-systemer i de fleste tilfeller.

Diskonteringsrenten settes til 5 %. I følge Multiconsult (2013, s. 23) gjenspeiler dette en risikofri rente, og gir derfor et grunnlag for ren kostnadssammenlikning mellom de ulike områdene.

Modulkvalitetstap settes til 0,4 % årlig degradering, da dette er tapsfaktoren til modulene Multiconsult bruker i sin simulering (Multiconsult, 2013, s. 23).

Forutsetningene er oppsummert i **Tabell 4-1**.

Tabell 4-1 Oppsummering av forutsetninger lagt til grunn for beregning av LCOE. Verdiene av forutsetningene er basert på Multiconsult sine antakelser, med unntak av pris på vekselretter. Denne er basert på priser innhentet fra leverandører.

Forutsetninger for beregninger av LCOE	
Drift og vedlikehold (% av systempris)	0,5
Vekselretterbytte etter 12,5 år (kr)	10000
Økonomisk levetid (år)	25
Diskonteringsrente (%)	5
Modulkvalitetstap (% per år)	0,4

4.1.4 Sensitivitetsanalyse

Sensitivitetsanalysen av forutsetningene for LCOE-beregninger tar utgangspunkt i et 3,1 kWp PV-anlegg lokalisert i Oslo. LCOE er beregnet på nytt ved 25 % og 50 % økning eller reduksjon i verdien på én av forutsetningene, ekskludert prisen for bytte av vekselretter. Det antas her at forutsetningene er upåvirket av hverandre.

4.1.5 Modent marked

Tyskland antas som et modent marked, der dagens prisnivå reflekterer prisnivået Norge flater ut ved. Antakelsen er basert på rapporten av Fraunhofer ISE, fremlagt i kapittel 3.2.

Ved sammenlikning av tyske og norske priser brukes gjennomsnittskursen fra 1999 til 2014, som oppgitt i Vedlegg 1. Vekslingskursen settes til 8,05 NOK/€. Det presiseres at benevnelsen *NOK* brukes ved veksling mellom valuta, mens *kr* brukes som verdibenevnelse i resten av oppgaven.

For beregning av prisnivået i Norge relativt til prisnivået i Tyskland tas det utgangspunkt i *prisinivåindeksen*. Ifølge statistisk sentralbyrå (Statistisk Sentralbyrå, 2013, s. 20) lå prisnivåindeksen i Norge 47 % over snittet i EU, mens den i Tyskland lå 5 % over i 2010. **Formel (4-7)** viser at dette tilsvarer et 40 % høyere prisindeksnivå. **Formel (4-8)** brukes dermed for å sammenlikne prisnivåene.

$$Differanse = \frac{(1,47 - 1,05)}{1,05} = 0,40 \quad (4-7)$$

$$Pris \ i \ Norge = Pris \ i \ Tyskland * 1,40 \quad (4-8)$$

4.1.6 Teknologitviking

Det antas at en økning i virkningsgraden til en solcelle tilsvarer en lik prosentvis økning i den spesifikke ytelsen. På bakgrunn av dette beregnes en ny forventet produksjon fra PV-anlegg basert på 50 % større spesifikk ytelse ved de fem geografiske områdene. Det utføres en ny LCOE-beregning med de nye forventede produksjonsverdiene.

4.1.7 Tilskuddsordninger

Med utgangspunkt i en husholdning med et 3,1 kWp PV-system i Oslo er det to alternativer for tilskudd: Støtte gjennom ENØK-programmet i Oslo kommune og støtte fra Enova SF. Disse er presentert i kapittel 2.5.3. Det utføres nye LCOE-beregninger med redusert investeringskostnader basert på ordningene.

4.2 TARIFFENDRING

4.2.1 Energibasert tariff

Ved beregning av dagens nettleie antas det at nettleien kun består av et fastledd og et energiledd for forbrukere tilknyttet distribusjonsnettet. Nettleien er gitt ved **Formel (4-9)**.

$$\text{Nettleie} = \text{Fastledd} + \text{Energiledd} \quad (4-9)$$

Prisnivået på fastledd og energiledd varierer i hele Norge. Dataene lagt til grunn i denne oppgaven baseres på gjennomsnittlige priser i de forskjellige områdene fra 2010 til 2015. Fullstendig oversikt finnes i Vedlegg 2.

På bakgrunn av teorien presentert i kapittel 2.4.6 antas det at summen av nettleier i et område tilsvarer inntekten for nettselskapet i området. Videre antas det at den samlede nettleien ikke forandres ved overgang til ny tariffmodell, men kostnadene omfordeles blant forbrukerne i det gitte området.

Kraftproduserende forbrukere antas å være plusskunder og at all kraft de produserer selv enten forbrukes eller selges til nettselskapet i området til en pris tilsvarende energileddet i den gjeldende tariffen. Dette forenkles ved at brutto kraftforbruk reduseres av egenproduksjonen. Slik unngås et eventuelt ledd for tilbakesalg i tariffutregningene.

4.2.2 Effektbasert tariff

I denne oppgaven brukes en effektbasert tariffmodell som tar utgangspunkt i abonnert effekt. Det er samme modell som ble benyttet i DeVID-prosjektet. Nettleien for en husholdning består av fastledd, energiledd, effektledd og overforbruksledd. Dette er gitt ved **Formel (4-10)**.

$$\text{Nettleie} = \text{Fastledd} + \text{Energiledd} + \text{Effektledd} + \text{Overforbruk} \quad (4-10)$$

Fastleddet settes til 500 kroner per kunde per år, som er lavere enn dagens kostnadsnivå. Dette gjøres for at effektleddet skal komme klarere frem som kostnadsdrivende, i henhold til prinsippene presentert i kapittel 2.4.6 og 2.4.9. Energileddet settes til 0,08 kr per forbrukt kWh, som antas å være reflekterende for de marginale tapene i distribusjonsnettet. Effektleddet skaleres slik at den totale nettleien i et område er lik før og etter tariffendring. Det tilsvarer et effektledd på 601,74 kr per kW abonnert effekt. Overforbruket prises til 10 kr per kW forbruk over det abonnerte effektnivået. Dette er relativt høyt i forhold til dagens energiledd, og gjøres for at overforbruk skal komme frem som kostnadsdrivende i modellen. Modellen er oppsummert i **Tabell 4-2**.

Tabell 4-2 Effektbasert tariffmodell og forutsetninger. Tabellen inneholder verdiene på de fire delene av tariffmodellen basert på abonnert effekt: energiledd, fastledd, effektledd og overforbruksledd. I tillegg er forutsetningene for mengde abonnert effekt og mengde overforbruk opplistet.

Effektbasert tariffmodell	
Energiledd (kr/kWh)	0,08
Fastledd (kr)	500,00
Abonnert effekt (kr/kW)	601,74
Overforbruk (kr/kWh)	10,00
Abonnert effekt (kW)	8,0
Overforbruk (kWh)	100

I beregningene tas det utgangspunkt husholdninger i Oslo, med brutto årlig kraftforbruk på 20000 kWh og egenproduksjon av kraft tilsvarende et 3,1 kWp PV-anlegg. Ved overgang til effektbasert tariff antas det en abonnert effekt på 8,0 kW og overforbruk på 100 kWh.

Fire ulike scenarier danner grunnlaget for beregningene av virkningen av en overgang fra dagens energibaserte tariff til den effektbaserte tariffmodellen. I alle scenarioene er det tre husholdninger der én har en 50 % reduksjon i en av faktorene nevnt ovenfor, én har en tilsvarende økning i den samme faktoren og én forblir uforandret. Virkningen av reduksjonen og økningen utlikner hverandre slik at summen av nettleier i området forblir uforandret. Det antas at faktorene er uavhengige. Virkningen av den effektbaserte tariffmodellen ved de ulike scenarioene illustreres gjennom differansen i nettleien for husholdningene før og etter endring i tariffmodellen, gitt ved **Formel (4-11)**.

$$\text{Endring i nettleie} = \text{Effektbasert tariff} - \text{Energibasert tariff} \quad \text{(4-11)}$$

4.2.3 Sensitivitetsanalyse

En husholdning i Oslo med et 3,1 kWp PV-anlegg og et brutto kraftforbruk på 20000 kWh i året danner utgangspunktet for en sensitivitetsanalyse av tariffmodellen i denne oppgaven. Nettleien er beregnet på nytt ved 25 % og 50 % økning eller reduksjon i verdien på én av forutsetningene: årlig forbruk, størrelse på PV-anlegg, abonnert effektnivå og mengde overforbruk.

5 RESULTATER

5.1 ENERGIKOSTNAD

I dette kapittelet beregnes energikostnaden til kraft produsert ved et solcelleanlegg i Norge, basert på beregning av forventet kraftproduksjon fra PV-systemer og kostnadsnivået slike systemer ligger på. Det utføres en følsomhetsanalyse på energikostnaden for å belyse hvilke faktorer som påvirker denne i størst og minst grad. I tillegg presenteres den mulige utviklingen av energikostnaden i fremtidige scenarier.

5.1.1 Forventet produksjon

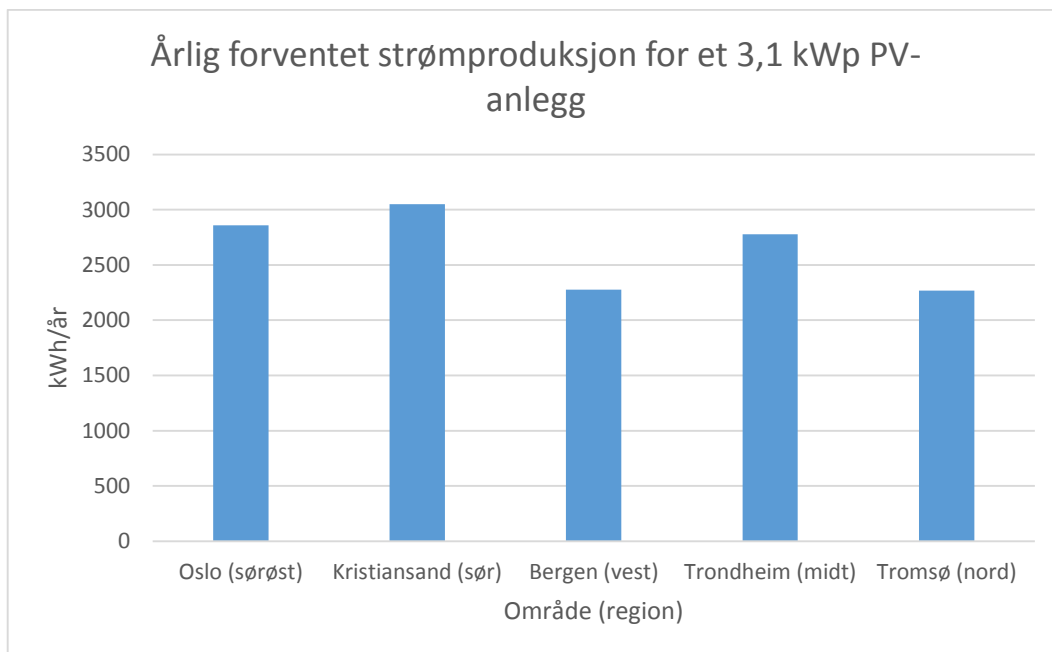
Med utgangspunkt i Multiconsult sine beregninger på potensialet for solenergi i Norge, kalkuleres en forventet årlig strømproduksjon for et anlegg på 3,1 kWp ved fem geografiske områder i Norge. I Oslo-området er den spesifikke ytelsen til solceller 922 kWh/kWp/år. Ved bruk av **Formel (4-1)** gir dette en forventet årlig kraftproduksjon på 2858 kWh.

$$922 \text{ kWh/kWp/år} * 3,1 \text{ kWp} = \underline{2858 \text{ kWh/år}}$$

Den samme formelen benyttes for de resterende geografiske plasseringene. Resultatene fra beregningene er gitt i **Tabell 5-1**. Forventet årlig produksjon varierer fra 2269 kWh i Tromsø til 3050 kWh i Kristiansand. **Figur 5-1** viser en grafisk fremstilling av variasjonen.

Tabell 5-1 Forventet produksjon med et 3,1 kWp PV-anlegg. Den spesifikke ytelsen ved de ulike geografiske plasseringene gjør at den forventede årlige strømproduksjonen for et 3,1 kWp PV-anlegg varierer fra 2269 kWh i Tromsø til 3050 kWh i Kristiansand.

	Spesifikk ytelse (kWh/kWp/år)	Årlig kraftproduksjon for et 3,1 kWp system (kWh/år)
Oslo/Ås (sørøst)	922	2858
Kristiansand (sør)	984	3050
Bergen (vest)	734	2275
Trondheim (midt)	896	2778
Tromsø (nord)	732	2269



Figur 5-1 Årlig forventet kraftproduksjon for et 3,1 kWp solcellesystem. Kristiansand har høyest forventet produksjon med 3050 kWh/år. Tromsø og Bergen har lavest forventet produksjon. Et PV-anlegg i Oslo forventes å produsere i overkant av 2800 kWh årlig.

5.1.2 Systempriser 2015

Den forventede totale systemprisen ligger på 20 kr/Wp, med en variasjon på $\pm 20\%$. Det tilsvarer et prisintervall mellom 16 kr/Wp og 24 kr/Wp. For et 3,1 kWp system tilsvarer dette en forventet total systempris på 62000 ± 12400 kr. Systemprisene er oppsummert i **Tabell 5-2**.

Tabell 5-2 Totale systempriser per 2015. Den forventede systemprisen på 20 kr/Wp tilsvarer en forventet total systempris på 62000 kr for et 3,1 kWp PV-system. Variasjonen i systemprisen på 20 % gir et prisintervall fra 49600 kr til 74400 kr.

Systempriser (kr/Wp)	Lavest	Forventet	Høyest
	16	20	24
Endring (%)	- 20 %	-	+ 20 %
Total systempris, 3,1 kWp (kr)	49600	62000	74400

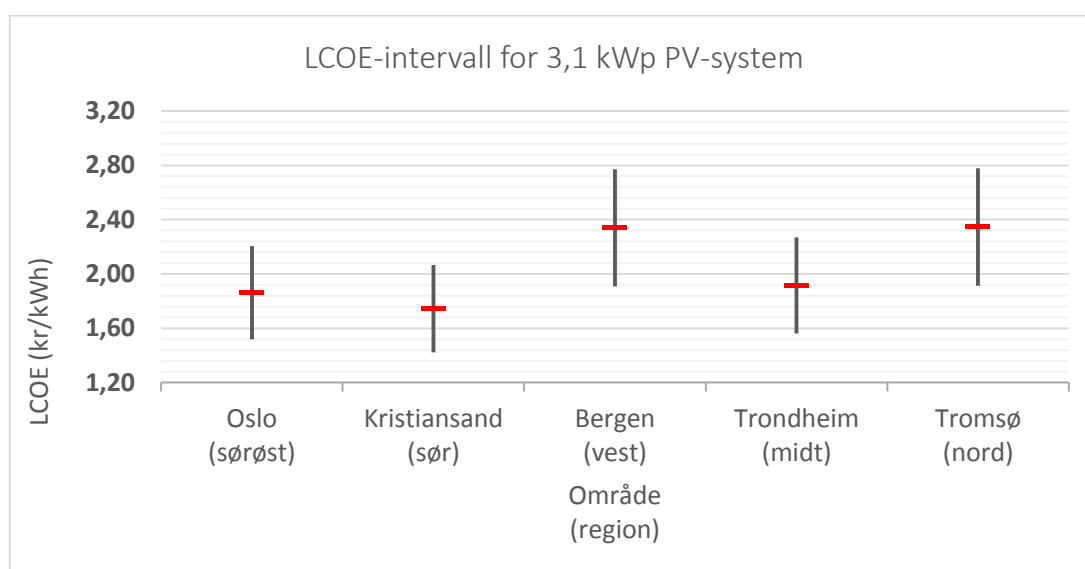
5.1.3 Beregning av energikostnad

På bakgrunn av forventet kraftproduksjon, total systempris og forutsetningene presentert i kapittel 4.1.3 benyttes **Formel (4-6)** for å beregne energikostnaden (LCOE) ved de fem områdene. Resultatene av beregningene gir varierende forventede energikostnader, fra 1,74 kr/kWh i Kristiansand, til 2,35 kr/kWh i Tromsø. **Tabell 5-3** viser resultatene av alle LCOE beregningene med variasjoner i forhold til lavest og høyest systempris. Beregningene gjengis i sin helhet i Vedlegg 3.

Tabell 5-3 Energikostnader for et 3,1 kWp PV-system. Tabellen viser laveste, høyeste og forventet energikostnad for et 3,1 kWp PV-system ved fem ulike områder.

Område (region)	LCOE (kr/kWh) ved ulike systempriser.		
	Lavest systempris, 16 kr/Wp	Forventet systempris, 20 kr/Wp	Høyest systempris, 24 kr/Wp
Oslo (sørøst)	1,52	1,86	2,21
Kristiansand (sør)	1,42	1,74	2,07
Bergen (vest)	1,91	2,34	2,77
Trondheim (midt)	1,56	1,92	2,27
Tromsø (nord)	1,91	2,35	2,78

Variasjonene danner et forventningsintervall for energikostnaden ved de ulike områdene. **Figur 5-2** viser disse intervallene og forholdet mellom de ulike systemprisene.



Figur 5-2 LCOE-intervall for et 3,1 kWp PV-system. Intervallet illustrerer differansen mellom høyest og lavest energikostnad ved de ulike områdene. Den forventede energikostnaden i hvert område er markert med en rød linje.

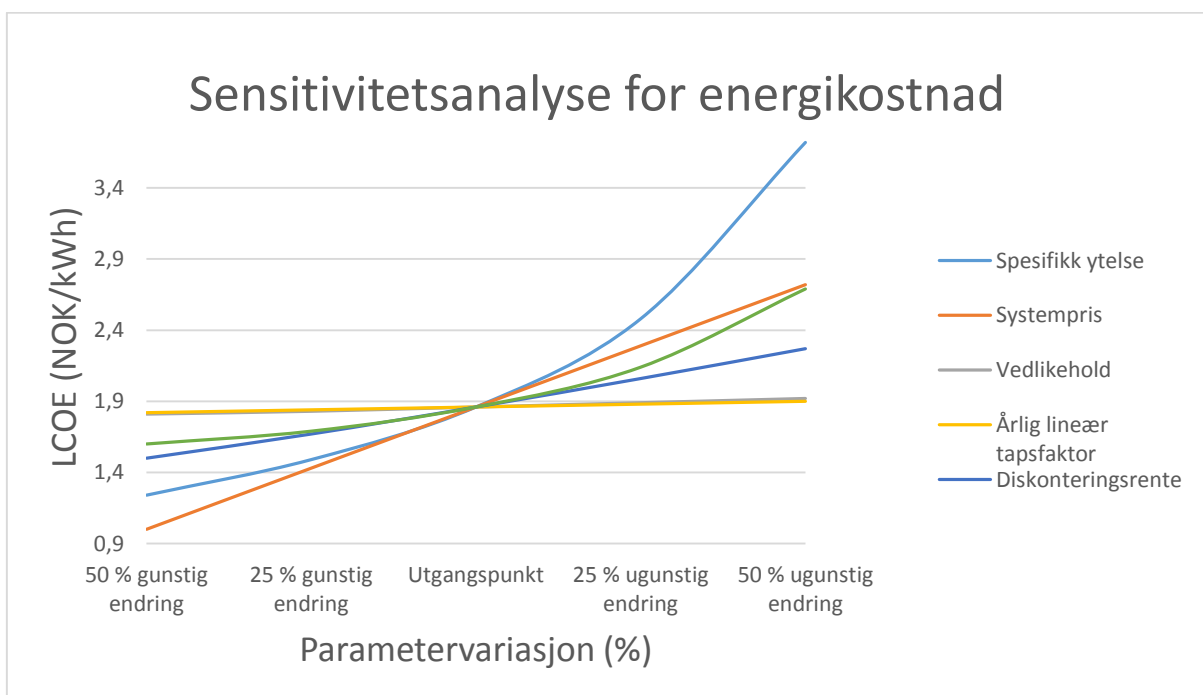
5.1.4 Sensitivitetsanalyse

Med utgangspunkt i et 3,1 kWp PV-system med forventet systempris i Oslo, der energikostnaden er beregnet til 1,86 kr/kWh (se forventet systempris i Oslo i **Tabell 5-3**), er en analyse av følsomheten til forutsetningene gjort. Analysen viser at energikostnaden i stor grad avhenger av den spesifikke ytelsen til PV-systemet, som er direkte relatert til energien produsert av PV-anlegget. Energikostnaden varierer fra 1,00 kr/kWh til 2,27 kr/kWh ved 50 % gunstig og ugunstig endring i ytelsen til PV-modulene. Energikostnaden viser også en avhengighet til investeringskostnaden for systemet. Her varierer energikostnaden fra 1,24 kr/kWh til 3,72 kr/kWh ved gunstige og ugunstige endringer på 50 %. Økonomisk levetid og diskonteringsrenten påvirker i mindre grad. Energikostnaden påvirkes minst av variasjoner i vedlikeholdskostnad og den lineære tapsfaktoren til modulene. Fullstendig resultat av sensitivitetsanalysen er gitt i **Tabell 5-3**.

Tabell 5-3 Endring i energikostnaden (LCOE) ved varierende forutsetninger. Det er tatt utgangspunkt i et 3,1 kWp PV-system i Oslo, med forutsetningene presentert i kapittel 4.1.3. Ved gunstige og ugunstige endringer av forutsetningene på 25 % og 50 %, viser tabellen at energikostnaden avhenger av spesifikk ytelse og systempris i stor grad, levetid og diskonteringsrente i mindre grad og tapsfaktor og vedlikehold i minst grad. Den laveste LCOE-verdien finnes ved 50 % lavere systempris, og den høyeste finnes ved 50 % lavere modul-ytelse.

Husholdning, 3,1kWp, Oslo (sørøst)	50 % gunstig endring	25 % gunstig endring	Base-case	25 % ugunstig endring	50 % ugunstig endring
Spesifikk ytelse (kWh/kWp/år)	1383	1152,5	922	691,5	461
LCOE (kr/kWh)	1,24	1,49	1,86	2,48	3,72
Systempris (kr/Wp)	10	15	20	25	30
LCOE (kr/kWh)	1,00	1,43	1,86	2,29	2,72
Vedlikehold (% av systempris per år)	0,25	0,375	0,5	0,625	0,75
LCOE (kr/kWh)	1,81	1,83	1,86	1,89	1,92
Årlig lineær tapsfaktor (%)	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6
LCOE (kr/kWh)	1,82	1,84	1,86	1,88	1,90
Diskonteringsrente (%)	2,5	3,75	5	6,25	7,5
LCOE (kr/kWh)	1,50	1,67	1,86	2,06	2,27
Levetid (år)	37,5	31,25	25	18,75	12,5
LCOE (kr/kWh)	1,60	1,69	1,86	2,14	2,69

Figur 5-3 under viser en grafisk fremstilling av sensitivitetsanalysen. Krysningspunktet representerer et PV-system i Oslo med LCOE på 1,86 kr/kWh.



Figur 5-3 Sensitivitetsanalyse for energikostnaden. Figuren viser påvirkningen av gunstig og ugunstig variasjon i forutsetningene for beregning av energikostnader, med utgangspunkt i et PV-system i Oslo-området. Spesifikk ytelse og systempris påvirker mest. Lineær tapsfaktor og vedlikehold er minst følsomme.

5.1.5 Modent marked

Fraunhofer ISE legger frem en total systemkostnad i et modent marked på 1300 €/kWp, samt en vekselretterpris på 110 €/kWp (Se kapittel 3.2.1). Med en valutakurs på 8,05 NOK/€, tilsvarer dette henholdsvis 10465 NOK/kWp og 886 NOK/kWp.

$$1300 \text{ €/kWp} * 8,05 \text{ NOK/€} = \underline{10465 \text{ NOK/kWp}}$$

$$110 \text{ €/kWp} * 8,05 \text{ NOK/€} = \underline{886 \text{ NOK/kWp}}$$

For et PV-system tilsvarende 3,1 kWp gir dette total systempris på 32442 kr og vekselretterpris på 2745 kr.

$$3,1 \text{ kWp} * 10465 \text{ kr/kWp} = \underline{32442 \text{ kr}}$$

$$3,1 \text{ kWp} * 886 \text{ kr/kWp} = \underline{2745 \text{ kr}}$$

For å gi et relevant sammenlikningsgrunnlag må prisnivåindeksen tas hensyn til. Denne ligger 40 % høyere i Norge enn i Tyskland, i forhold til EU. Med hensyn til denne blir total systempris og pris på vekselretter, gitt ved **Formel (4-8)**, henholdsvis 45418 kr og 3843 kr.

$$32442 \text{ kr} * 1,40 = \underline{45418 \text{ kr}}$$

$$2745 \text{ kr} * 1,40 = \underline{3843 \text{ kr}}$$

Ved å benytte disse kostnadene i LCOE-analysen reduseres energikostnaden til 1,31 kr/kWh. Det tilsvarer en reduksjon av energikostnaden med 30 %.

5.1.6 Teknologitviking

Utvikling i teknologi reflekteres ved en økning i den spesifikke ytelsen til solcellemoduler. Ved å ta utgangspunkt i et 3,1 kWp PV-system i Oslo, der den spesifikke ytelsen opprinnelig er 922 kWh/kWp/år, tilsvarer en 50 % økning en økt ytelse på 1383 kWh/kWp/år. Følgelig øker den årlige forventede strømproduksjonen fra 2858 kWh/år til 4287 kWh/år.

$$922 \text{ kWh/kWp/år} * 1,50 = \underline{1383 \text{ kWh/kWp/år}}$$

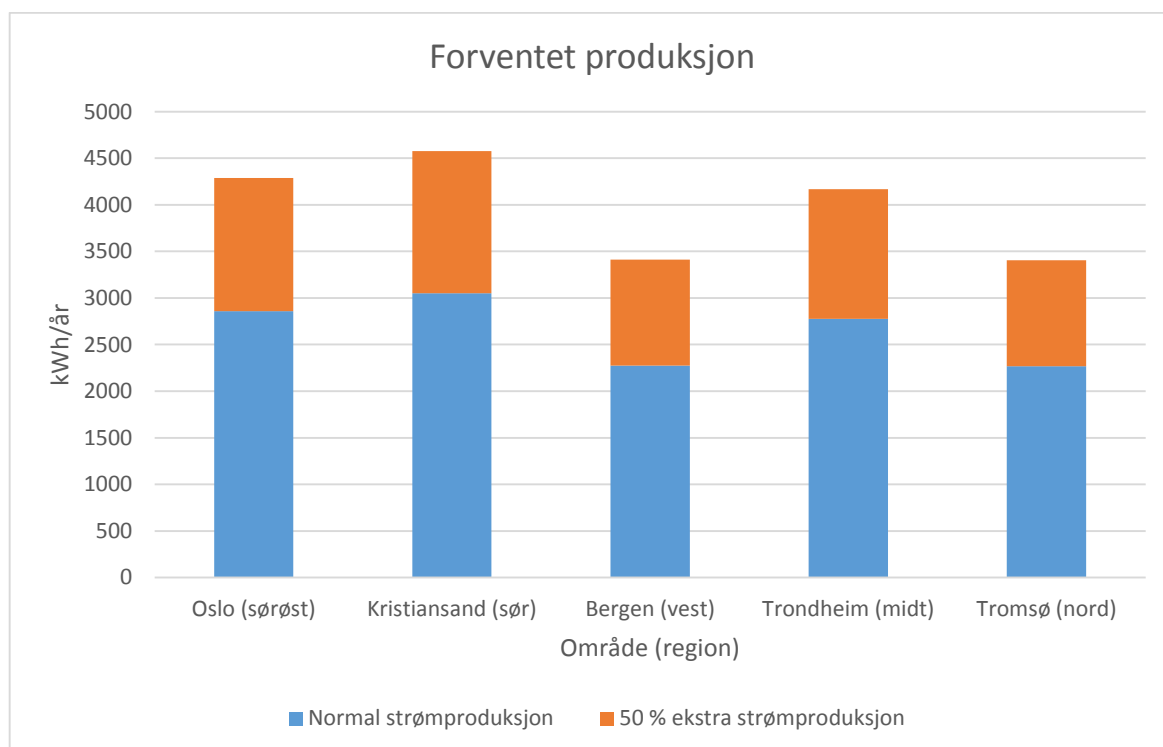
$$3,1 \text{ kWp} * 1383 \text{ kWh/kWp/år} = \underline{4287 \text{ kWh/år}}$$

Den samme fremgangsmåten kan benyttes for de andre geografiske områdene. Den forventede kraftproduksjonen fra et 3,1 kWp PV-system etter økningen i ytelsen varierer fra 3404 kWh/år i Tromsø, til 4575 kWh/år i Kristiansand. Verdiene er gjengitt i **Tabell 5-4**. En 50 % økning i spesifikk ytelse er den samme situasjonen som fremkom ved sensitivitetsanalysen i kapittel 5.1.4. I denne situasjonen reduseres energikostnaden fra 1,86 kr/kWh til 1,24 kr/kWh, tilsvarende 33 % reduksjon.

Tabell 5-4 Teknologit utvikling. Tabellen viser virkningen på forventet produksjon ved fem ulike områder for et 3,1 kWp PV-anlegg, dersom den spesifikke ytelsen til solcellemodulene i systemet økes med 50 %.

	Spesifikk ytelse (kWh/kWp/år)	50 % økt spesifikk ytelse (kWh/kWp/år)	Forventet strømproduksjon (kWh/år)	Forventet strømproduksjon ved økt 50 % ytelse (kWh/år)
Oslo/Ås (sørøst)	922	1383	2858	4287
Kristiansand (sør)	984	1476	3050	4575
Bergen (vest)	734	1101	2275	3413
Trondheim (midt)	896	1344	2778	4167
Tromsø (nord)	732	1098	2269	3404

Figur 5-4 viser en grafisk fremstilling av økningen i forventet produksjon i forhold til normalen (se **Figur 5-1**), ved en teknologit utvikling tilsvarende 50 % økning i spesifikk ytelse fra et 3,1 kWp PV-anlegg ved de fem områdene.



Figur 5-4 Økning i forventet produksjon ved teknologit utvikling. Ved 50 % økt ytelse fra solcellemodulene, vil den forventede årlige kraftproduksjonen fra modulene også øke med 50 %. De blå søylene representerer forventet produksjon ved normalen (se **Figur 5-1**). De oransje søylene viser økningen i forventet produksjon dersom modulenes ytelse økes med 50 %.

5.1.7 Tilskuddsordninger

Det er tatt utgangspunkt i en husholdning i Oslo-området med et 3,1 kWp PV-anlegg i beregningene under.

Tilskudd fra Oslo kommune

Opprinnelig systempris er 62000 kr for et 3,1 kWp PV-system. En dekning av 40 % av total investeringskostnad gir en ny systempris på 37200 kr.

$$62000 \text{ kr} * 0,60 = \underline{37200 \text{ kr}}$$

Ved ny LCOE-beregning basert på dette blir energikostnaden 1,22 kr/kWh, tilsvarende en 34,4 % reduksjon fra den opprinnelige verdien på 1,86 kr/kWh. Samme fremgangsmåte benyttes for lavest og høyest systempris i Oslo. Energifkostnaden ved investeringsstøtte fra Oslo kommune varierer fra 1,00 kr/kWh til 1,44 kr/kWh.

Tilskudd fra Enova SF

Det andre alternativet er støtte fra Enova SF. Dekningsbidraget på 35 % av investeringskostnaden vil begrenses av taket på 10000 kr i alle tilfeller i denne oppgaven. Tillegget på 1250 kr per installerte kWp tilsvarer 3875 kr for et 3,1 kWp PV-anlegg. Summen av støtteordningen blir 13875 kr. Den forventede totalprisen blir dermed 48125 kr.

$$62000 \text{ kr} - 13875 \text{ kr} = \underline{48125 \text{ kr}}$$

Dette gir en energikostnad på 1,50 kr/kWh. Samme fremgangsmåte benyttes for lavest og høyest systempris. Energifkostnaden ved tilskuddsordningen til Enova SF varierer fra 1,16 kr/kWh til 1,85 kr/kWh. Alle resultatene fra tilskuddsordningene er oppsummert i **Tabell 5-5**.

Tabell 5-5 Virkning av tilskuddsordninger. Diverse støtteordningers påvirkning på total systempris, og energikostnaden (LCOE) dette fører med seg.

	LCOE (kr/kWh) ved ulike systempriser i Oslo		
	Lavest systempris, 16 kr/Wp	Forventet systempris, 20 kr/Wp	Høyest systempris, 24 kr/Wp
Total systempris (kr)	49600	62000	74400
LCOE (kr/kWh)	1,52	1,86	2,21
Total systempris (kr) ved støtte fra Oslo kommune	29760	37200	44640
LCOE (kr/kWh)	1,00	1,22	1,44
Total systempris (kr) ved støtte fra Enova SF	35725	48125	60525
LCOE (kr/kWh)	1,16	1,50	1,85

5.2 TARIFFENDRING

I dette kapitlet presenteres nettleien for kraftproduserende husholdninger med dagens energibaserte tariff, basert på historiske data. Det utføres beregninger av hvordan den effektbaserte tariffmodellen, som presentert i kapittel 4.2.2, vil påvirke nettleien til husholdningene. I tillegg utføres en sensitivitetsanalyse på hvilke faktorer i en effektbasert tariff som påvirker nettleien i en situasjon der tariffmodellen er implementert.

5.2.1 Energibasert tariff

Uten PV-system

Dagens ordning for en alminnelig husholdning tilkoblet distribusjonsnettverket inneholder et fastledd i kr/kunde/år og et variabelt energiledd. Vedlegg 2 viser en komplett prisoversikt basert på gjennomsnittet fra 2010 til 2015. I Oslo var fastleddet i gjennomsnitt satt til 1000 kr/kunde/år og energileddet til 0,39 kr/kWh. For en husholdning i Oslo med et årlig kraftforbruk på 20000 kWh er den forventede nettleien 8800 kr/år, gitt ved **Formel (4-9)**.

$$1000 \text{ kr/år} + (0,39 \text{ kr/kWh} * 20000 \text{ kWh}) = \underline{8800 \text{ kr/år}}$$

Nettleien for husholdninger med 10000 kWh, 20000 kWh og 30000 kWh årlig forbruk er kalkulert på denne måten for alle de geografiske områdene og gjengitt i **Tabell 5-6** under. Energi- og fastleddene er basert på gjennomsnittsverdier i de tilhørende områdene.

Tabell 5-6 Nettleie for husholdninger med ulikt forbruk. Tabellen viser gjennomsnittlig fastledd og energiledd for områdene, basert på gjennomsnittspriser fra 2010 til 2015. Fastleddet er likt for husholdningene innenfor et område, uavhengig av forbruk. Energileddet utgjør dermed differansen mellom nettleien til de ulike husholdningene. Verdiene er basert på gjennomsnittlige priser fra 2010 til 2015 som er oppgitt i Vedlegg 2.

Område	Fastledd (kr/kunde/år)	Energiledd (kr/kWh)	10000 kWh husholdning (kr/år)	20000 kWh husholdning (kr/år)	30000 kWh husholdning (kr/år)
Oslo	1000	0,39	4900	8800	12700
Kristiansand	1875	0,43	6185	10495	14805
Bergen	1785	0,35	5295	8805	12315
Trondheim	1749	0,33	5049	8349	11649
Tromsø	1298	0,31	4408	7518	10628

Summen av nettleiene i et område representerer inntekten til nettselskapet i dette området. I Oslo vil dette tilsvare en inntekt på 26400 kr, forutsatt ingen egenproduksjon av kraft.

$$\text{Nettselskaps inntekt i Oslo} = 4900 \text{ kr} + 8800 \text{ kr} + 12700 \text{ kr} = \underline{26400 \text{ kr}}$$

Med PV-system

Dersom husholdningene produserer kraft selv forandres netto forbruk, og dermed reduseres nettleien og følgelig inntekten for nettselskapet i området. Et 3,1 kWp PV-anlegg i Oslo forventes å

levere 2858 kWh kraft. Det reduserer den samlede nettleien, og dermed nettselskapets inntekt, til 23056 kr.

$$\text{Nettselskaps inntekt i Oslo} = 3785 \text{ kr} + 7685 \text{ kr} + 11585 \text{ kr} = \underline{23056 \text{ kr}}$$

Tabell 5-7 viser en komplett oversikt over energiregnskapet og nettleien til de tre husholdninger med ulikt forbruk i Oslo, der alle har et 3,1 kWp PV-anlegg installert.

Tabell 5-7 Nettleie ved ulikt forbruk med energibasert tariff. Et fastledd på 1000 kr per husholdning og et energiledd på 0,39 kr/kWh fastsetter nettleien for husholdningene. Egenprodusert kraft reduserer mengden kraft fra nettet, følgelig reduseres nettleien. Nettselskapet i området får sin inntekt fra summen av nettleiene i området.

	Husholdning 1	Husholdning 2	Husholdning 3	Inntekt nettselskap
Brutto forbruk (kWh)	10000	20000	30000	
PV-anlegg (kWp)	3,10	3,10	3,10	
Produksjon (kWh)	2858	2858	2858	
Netto forbruk (kWh)	7142	17142	27142	
Energibasert tariff				
Energiledd (kr)	2785	6685	10585	
Fastledd (kr)	1000	1000	1000	
Totalkostnad (kr)	<u>3785</u>	<u>7685</u>	<u>11585</u>	<u>23056</u>

5.2.2 Effektbasert tariff

Med utgangspunkt i tariffmodellen og dens forutsetninger presentert i kapittel 4.2.2 beregnes virkningen av en overgang til den effektbaserte tariffen på kraftproduserende husholdninger i Oslo.

Ulikt forbruk

I følge **Formel (4-10)** vil en husholdning i Oslo med et årlig brutto kraftforbruk på 20000 kWh og 3,1 kWp PV-anlegg vil med et tariffmodell basert på abonnert effekt få en forventet nettleie på 7685 kr.

$$500 \text{ kr} + (0,08 \text{ kr/kWh} * 17142 \text{ kWh}) + (601,74 \text{ kr/kW} * 8 \text{ kW}) + (10 \text{ kr/kWh} * 100 \text{ kWh}) = \underline{7685 \text{ kr}}$$

Den samme formelen brukes på husholdningene i Oslo med 10000 kWh og 30000 kWh årlig brutto forbruk. Dette tilsvarer henholdsvis 6885 kr og 8485 kr i årlig forventet nettleie. Dette gir en forventet inntekt for nettselskapet på 23056 kr.

Inntekten til nettselskapet forblir det samme, men kostnadsfordelingen mellom husholdningene forandres. Ved en tariffmodell basert på abonnert effekt vil husholdningen med lavest forbruk få økt den årlige nettleien med 3100 kr. Tilsvarende vil nettleien til husholdningen med høyest forbruk reduseres med 3100 kr. Endring i nettleie finnes ved **Formel (4-11)**. Resultatene av denne situasjonen er oppsummert i **Tabell 5-8**.

$$\text{Endring for 10000 kWh-husholdning: } 6885 \text{ kr} - 3785 \text{ kr} = \underline{3100 \text{ kr}}$$

$$\text{Endring for 30000 kW-husholdning: } 8485 \text{ kr} - 11585 \text{ kr} = \underline{-3100 \text{ kr}}$$

Tabell 5-8 Endring i nettleie ved ulikt forbruk. Tabellen viser endringen i nettleien hos tre husholdninger i Oslo med ulikt forbruk. Summen av nettleien er lik før og etter forandring, men kostnadsfordelingen mellom husholdningene endres. Husholdningen med lavest forbruk får en økt nettleie, mens husholdningen med høyest forbruk får en tilsvarende reduksjon i sin nettleie. Økning i nettleie er markert med røde tall, mens reduksjon i nettleie er markert med grønne tall. Fet skrift markerer den antatte ulikheten mellom husholdningene.

	Husholdning 1 (10000 kWh)	Husholdning 2 (20000 kWh)	Husholdning 3 (30000 kWh)	Inntekt nettselskap
Brutto forbruk (kWh)	10000	20000	30000	
PV-anlegg (kWp)	3,10	3,10	3,10	
Produksjon (kWh)	2858	2858	2858	
Netto forbruk (kWh)	<u>7142</u>	<u>17142</u>	<u>27142</u>	
Energibasert tariff				
Energiledd (kr)	2785	6685	10585	
Fastledd (kr)	1000	1000	1000	
Totalkostnad (kr)	<u>3785</u>	<u>7685</u>	<u>11585</u>	<u>23056</u>
Effektbasert tariff				
Abonnert effekt (kW)	8,0	8,0	8,0	
Overforbruk (kWh)	100	100	100	
Abonnert effekt (kr)	4814	4814	4814	
Energiledd (kr)	571	1371	2171	
Fastledd (kr)	500	500	500	
Overforbruk (kr)	1000	1000	1000	
Totalkostnad (kr)	<u>6885</u>	<u>7685</u>	<u>8485</u>	<u>23056</u>
Endring i tariff (kr)	<u>3100</u>	<u>0</u>	<u>-3100</u>	<u>0</u>

Ulik kraftproduksjon

Tre husholdninger i Oslo med brutto kraftforbruk på 20000 kWh, med ulik egenproduksjon av kraft vil ha ulik netto kraftforbruk. Forventet produksjon fra et 1,55 kWp-anlegg, et 3,10 kWp-anlegg og et 4,65 kWp-anlegg er henholdsvis 1429 kWh, 2858 kWh og 4287 kWh. Netto forbruk blir følgelig 18571 kWh, 17142 kWh og 15713 kWh for husholdningene. Med energibasert tariff tilsvarer dette nettleiekostnader på henholdsvis 8243 kr, 7685 kr og 7128 kr ifølge **Formel (4-9)**, som gir nettselskapet en inntekt på 23056 kr.

Formel (4-10) viser at ved en overgang til den effektbaserte tariffen endrer nettleien seg til 7800 kr, 7685 kr og 7571 kr. Nettselskapets inntekt forblir den samme, men kostnadsfordelingen mellom husholdningene endres. Endring i nettleie beregnes ved **Formel (4-11)**. Nettleien til husholdningen med minst PV-anlegg reduseres med 433 kr. Nettleien til husholdningen med størst PV-anlegg økes med 433 kr. Resultat av en effektbasert tariff i denne situasjonen er oppsummert i **Tabell 5-9**.

Endring for 1,55 kWp-husholdning: 7800 kr - 8243 kr = -433 kr

Endring for 4,65 kWp-husholdning: 7571 kr - 7128 kr = 433 kr

Tabell 5-9 Endring i nettleie ved ulik kraftproduksjon. Tabellen viser endringen i nettleien hos tre husholdninger i Oslo med ulik kraftproduksjon. Summen av nettleien er lik før og etter forandring, men kostnadsfordelingen mellom husholdningene endres. Husholdningen med høyest produksjon får en økt nettleie, mens husholdningen med lavest produksjon får en tilsvarende reduksjon i sin nettleie. Økning i nettleie er markert med røde tall, mens reduksjon i nettleie er markert med grønne tall. Fet skrift markerer den antatte ulikheten mellom husholdningene.

	Husholdning 1 (1,55 kWp)	Husholdning 2 (3,10 kWp)	Husholdning 3 (4,65 kWp)	Inntekt nettselskap
Brutto forbruk (kWh)	20000	20000	20000	
PV-anlegg (kWp)	1,55	3,10	4,65	
Produksjon (kWh)	1429	2858	4287	
Netto forbruk (kWh)	<u>18571</u>	<u>17142</u>	<u>15713</u>	
Energibasert tariff				
Energiledd (kr)	7243	6685	6128	
Fastledd (kr)	1000	1000	1000	
Totalkostnad (kr)	<u>8243</u>	<u>7685</u>	<u>7128</u>	<u>23056</u>
Effektbasert tariff				
Abonnert effekt (kW)	8,0	8,0	8,0	
Overforbruk (kWh)	100	100	100	
Abonnert effekt (kr)	4814	4814	4814	
Energiledd (kr)	1486	1371	1257	
Fastledd (kr)	500	500	500	
Overforbruk (kr)	1000	1000	1000	
Totalkostnad (kr)	<u>7800</u>	<u>7685</u>	<u>7571</u>	<u>23056</u>
Endring i tariff (kr)	<u>-443</u>	<u>0</u>	<u>443</u>	<u>0</u>

Ulik abonnert effekt

For tre husholdninger i Oslo med likt forbruk og lik egenproduksjon er nettleien lik 7685 kr for samtlige ved energibasert nettariff ifølge **Formel (4-9)**. Ved overgang til effektbasert tariff abonnerer husholdningene på ulike effektnivåer, henholdsvis 4 kW, 8 kW og 12 kW. Summen av nettleiene er lik 23056 kr før og etter tariffendring, men kostnadsfordelingen endres. **Formel (4-10)** viser at nettleien forandres til 5278 kr, 7685 kr og 10092 kr. Følgende viser **Formel (4-11)** at husholdningen med lavest abonnert effekt reduserer nettleien med 2407 kr, mens husholdningen med høyest nivå på den abonnerte effekten øker nettleien med 2407 kr.

Endring for 4 kW-husholdning: 5278 kr - 7685 kr = -2407 kr

Endring for 12 kW-husholdning: 10092 kr - 7685 kr = 2407 kr

Tabell 5-10 Endring i nettleie ved ulik abonnert effekt. Tabellen viser virkningen av ulike nivåer av abonnert effekt på nettleien til tre husholdninger i Oslo. Husholdningene har lik nettleie før innføring av effektbasert tariff og summen av nettleiene er lik før og etter forandring. Abonnement på ulike effektnivåer fører til ulike nettleier for husholdningene. Husholdningen som abonnerer på lavest effekt får en reduksjon i nettleien. Husholdningen med størst abonnert effekt får en økning i nettleien. Økning i nettleie er markert med røde tall, mens reduksjon i nettleie er markert med grønne tall. Fet skrift markerer den antatte ulikheten mellom husholdningene.

	Husholdning 1 (4 kW)	Husholdning 2 (8 kW)	Husholdning 3 (12 kW)	Inntekt nettselskap
Brutto forbruk (kWh)	20000	20000	20000	
PV-anlegg (kWp)	3,10	3,10	3,10	
Produksjon (kWh)	2858	2858	2858	
Netto forbruk (kWh)	<u>17142</u>	<u>17142</u>	<u>17142</u>	
Energibasert tariff				
Energiledd (kr)	6685	6685	6685	
Fastledd (kr)	1000	1000	1000	
Totalkostnad (kr)	<u>7685</u>	<u>7685</u>	<u>7685</u>	<u>23056</u>
Effektbasert tariff				
Abonnert effekt (kW)	4,0	8,0	12	
Overforbruk (kWh)	100	100	100	
Abonnert effekt (kr)	2407	4814	7221	
Energiledd (kr)	1371	1371	1371	
Fastledd (kr)	500	500	500	
Overforbruk (kr)	1000	1000	1000	
Totalkostnad (kr)	<u>5278</u>	<u>7685</u>	<u>10092</u>	<u>23056</u>
Endring i tariff (kr)	<u>-2407</u>	<u>0</u>	<u>2407</u>	<u>0</u>

Ulikt overforbruk

For tre husholdninger i Oslo med likt forbruk og lik egenproduksjon er ifølge **Formel (4-9)** nettleien lik 7685 kr for samtlige ved energibasert nettariff. Ved overgang til effektbasert tariff har husholdningene ulikt overforbruk, henholdsvis 50 kWh, 100 kWh og 150 kWh. Summen av nettleiene er lik 23056 kr før og etter tariffendring, men fordelingen av kostnadene endres. Ved **Formel (4-10)** ser man at nettleien endres til 7185 kr, 7685 kr og 8185 kr. Videre viser **Formel (4-11)** at husholdningen med minst overforbruk reduserer nettleien med 500 kr, mens husholdningen med mest overforbruk øker nettleien med 500 kr.

Endring for 50 kWh-husholdning: 7185 kr - 7685 kr = -500 kr

Endring for 150 kWh-husholdning: 8185 kr - 7685 kr = 500 kr

Tabell 5-11 Endring i nettleie ved ulikt overforbruk. Tabellen viser kostnadsfordelingen mellom tre husholdninger i Oslo med ulikt overforbruk i den effektbaserte tariffen. Husholdningene har lik nettleie før innføring av effektbasert tariff og summen av nettleiene er lik før og etter forandring. Husholdningen med lavt overforbruk reduserer sin nettleie. Husholdningen med høyt overforbruk øker sin nettleie. Økning i nettleie er markert med røde tall, mens reduksjon i nettleie er markert med grønne tall. Fet skrift markerer den antatte ulikheten mellom husholdningene.

	Husholdning 1 (50 kWh)	Husholdning 2 (100 kWh)	Husholdning 3 (150 kWh)	Inntekt nettselskap
Brutto forbruk (kWh)	20000	20000	20000	
PV-anlegg (kWp)	3,10	3,10	3,10	
Produksjon (kWh)	2858	2858	2858	
Netto forbruk (kWh)	<u>17142</u>	<u>17142</u>	<u>17142</u>	
Energibasert tariff				
Energiledd (kr)	6685	6685	6685	
Fastledd (kr)	1000	1000	1000	
Totalkostnad (kr)	<u>7685</u>	<u>7685</u>	<u>7685</u>	<u>23056</u>
Effektbasert tariff				
Abonnert effekt (kW)	8	8	8	
Overforbruk (kWh)	50	100	150	
Abonnert effekt (kr)	4814	4814	4814	
Energiledd (kr)	1371	1371	1371	
Fastledd (kr)	500	500	500	
Overforbruk (kr)	500	1000	1500	
Totalkostnad (kr)	<u>7185</u>	<u>7685</u>	<u>8185</u>	<u>23056</u>
Endring i tariff (kr)	<u>-500</u>	<u>0,00</u>	<u>500</u>	<u>0</u>

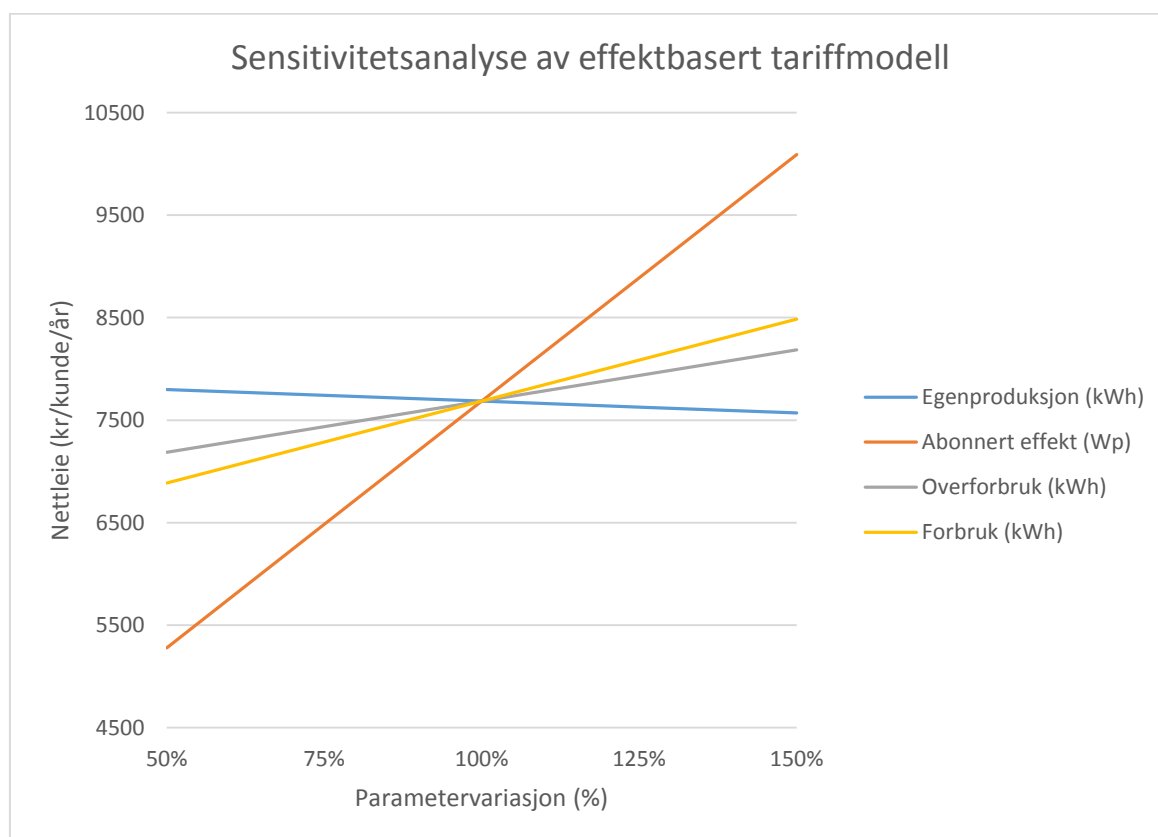
5.2.3 Sensitivitetsanalyse

Analysen viser at nettleien avhenger i stor grad av nivået på den abonnerte effekten. Nettleien varierer fra 5278 kr til 10092 kr ved henholdsvis 50 % gunstig og ugunstig endring. Dette tilsvarer en endring på 31 %. Forbruk og overforbruk påvirker nettleien i mindre grad. Ved 50 % endring i forbruk og overforbruk endres nettleien med henholdsvis 10 % og 6,5 %. Egenproduksjon av kraft har minst innvirkning på nettleien. Ved 50 % økt egenproduksjon av kraft reduseres nettleien med 1,5 %. Fullstendig resultat av sensitivitetsanalysen er oppgitt i **Tabell 5-12**.

Tabell 5-12 Endring i nettleien ved varierende parametere. Det er tatt utgangspunkt i et 3,1 kWp PV-system i Oslo, og en effektbasert tariffmodell som presentert i kapittel 4.2.2. Ved gunstige og ugunstige endringer av forutsetningene på 25 % og 50 %, viser tabellen at nettleien særlig avhenger av abonnert effekt. Forbruk og overforbruk påvirker i mindre grad. Egenproduksjon av kraft spiller minst rolle for nettleien.

Effektbasert tariff, 3,1kWp, Oslo (sørøst)	50 % gunstig endring	25 % gunstig endring	Base-case	25 % ugunstig endring	50 % ugunstig endring
Egenproduksjon (kWh)	4287	3573	2858	2144	1429
Nettleie (kr)	7571	7628	7685	7742	7800
Abonnert effekt (Wp)	4,0	6,0	8,0	10	12
Nettleie (kr)	5278	6482	7685	8889	10092
Overforbruk (kWh)	50	75	100	125	150
Nettleie (kr)	7185	7435	7685	7935	8185
Forbruk (kWh)	10000	15000	20000	25000	30000
Nettleie (kr)	6885	7285	7685	8085	8485

Figur 5-5 under viser en grafisk fremstilling av følsomheten til de bakenforliggende forutsetningene til den effektbaserte tariffmodellen. Krysningpunktet representerer en årlig nettleie på 7685 kr for en husholdning i Oslo med et 3,1 kWp PV-anlegg, 20000 kWh brutto forbruk og effektbasert tariff.



Figur 5-5 Sensitivitetsanalyse av effektbasert tariff. Figuren viser hvordan endring i parametere i tariffmodellen gir utslag for nettleien for en husholdning med et 3,1 kWp PV-anlegg og 20000 kWh brutto forbruk. Abonnert effekt påvirker nettleien mest. Forbruk og overforbruk påvirker mindre. Egenproduksjon av kraft påvirker nettleien i minst grad.

6 DISKUSJON

I dette kapitlet diskuteres resultatene gitt i kapittel 5. Første del handler om beregningene av energikostnaden til PV-systemer, forutsetningene for disse resultatene og tidligere arbeid lagt til grunn for utregningene. Usikkerheter knyttet til utvikling i energikostnad over tid er også diskutert her. Andre del omhandler resultatene av den effektbaserte tariffmodellen, samt forutsetningene og det tidligere arbeidet lagt til grunn for utformingen av denne. Tredje og siste del tar for seg helheten av resultatene. Her settes de to første delene i perspektiv ved å se på mulige konsekvenser av en effektbasert tariff på småkraft solcelleanlegg og hvilke tiltak som kan påvirke disse konsekvensene. Her trekkes også elektrifiseringen av bilparken inn og mulige virkninger av energilagring.

6.1 ENERGIKOSTNAD

Vedrørende simulering

Bakgrunnen for den forventede produksjonen fra et solcelleanlegg bygger i stor grad på simuleringen i PVsyst utført av Multiconsult i 2013, samt antakelsene gjort i forbindelse med den. Programvaren i seg selv er et anerkjent verktøy innen solenergi og anses som et godt utgangspunkt for beregninger, selv om programvaren er oppdatert med nye versjoner siden simuleringen ble utført. Antakelsene gjort av Multiconsult i forbindelse med simuleringen er det derimot grunnlag for diskusjon.

Hovedelementet er mangelen på relevant klimadata. Det er gjort antakelser om innstråling basert på interpolering av satellittdata som ikke nødvendigvis gir et godt beregningsgrunnlag. Det er ikke lagt til grunn variasjoner i lokalt klima eller utvikling av regionalt klima over tid. Uten å gå inn på diskusjonen om klimaendringer kan det likevel antas at eventuelle skift i normaltemperatur og skydekke vil ha utslag for forventningene til et PV-anlegg i Norge. Flere lokale målestasjoner og mer utbredt og langsiktig måling av innstråling vil være viktig for å kunne gi mer nøyaktige beregninger i fremtiden.

Antakelsen om lite skygetap på grunn av forurensing ved støv og partikler på moduler ses på som god, da Norge ikke har et spesielt tørt klima. Derimot er det knyttet usikkerhet til snødekke-data og det prosentvise skygetapet som er lagt til grunn i simuleringen (se kapittel 3.1.3). Grunnen til dette er oppbygningen av solcellemoduler og deres diodekarakteristikk. Siden en streng av solceller begrenses av sitt svakeste ledd og snø har en tendens til å legge seg på den nederste delen av skrånede flater, er det rimelig å anta at et snødekke vil begrense solcellemoduler kraftig dersom de ikke er konstruert for å motvirke nettopp dette.

I simuleringen er det antatt en takvinkel på 27°, på bakgrunn av gjennomsnittet fra den norske standarden av 1972 (Multiconsult, 2013, s. 10). Det stemmer godt overens med antakelsen om maks takvinkel på 30° i forhold til systempriser, men den byggetekniske utviklingen siden 70-tallet har vært stor. Det er ikke funnet noen kilder på hva takhelningen er i snitt i dag, men utvikling mot boligblokker og passivhus og generell urbanisering gjør at det i det minste er knyttet usikkerhet til dette estimatet. Teoretisk optimal modulvinkel varierer fra henholdsvis 38° i Kristiansand til 47° i Tromsø (se kapittel 2.1.5). Dette legger opp til en viss underestimert produksjon.

For denne oppgavens del er det antatt at simuleringen gjelder for et 3,1 kWp PV-system, selv om simuleringen tar utgangspunkt i et 7,0 kWp system. Denne antakelsen regnes for god, da resultatene av simuleringen er oppgitt som forventet produksjon per installerte kWp.

Vedrørende systempriser

Systemprisene er beregnet til 20 kr/Wp med en variasjon på $\pm 20\%$. Med liknende metode fant Multiconsult denne til å være 26 kr/Wp med lik variasjon i 2013 (Multiconsult, 2013, s. 19). Dette gir en prisreduksjon på 23 % på to år. I forhold til Fraunhofer ISE sin teori om prisreduksjon i et voksende marked på 9 % årlig (©Fraunhofer ISE, 17 November 2015, s. 9), er dette en utvikling som avviker noe i forhold til forventningene, dersom man ser på Tyskland som et godt sammenlikningsgrunnlag. Det er flere potensielle grunner til avviket. Samtidig er det knyttet til dels store usikkerheter til prisene som er funnet i denne oppgaven.

I hovedsak er det knyttet usikkerhet til innhenting av data. Markedet for solceller er lite i Norge og det er få leverandører av PV-systemer, og av disse er det få som oppgir total systempris. Det har gjort at innhenting av prisdata er basert på et fåtall kilder. Systemprisen er gitt som gjennomsnittet av disse og prisintervallet er basert på lavest og høyest pris funnet. Det er usikkert om dennereflekterer det virkelige prisnivået i markedet. Ved mer direkte kontakt med leverandører er det mulig at grunnlaget for prisvurdering hadde blitt mer nøyaktig. Det kunne også vært nærliggende å undersøke priser i andre land, hovedsakelig Sverige og Danmark, hvor markedet er større og det er muligheter for å levere til Norge. Dette tas det kritikk for. Likevel anses det som usannsynlig at differansen er stor nok til å gi dramatiske utslag for resultatene i denne oppgaven.

Avviket fra teoretisk prisreduksjon kan også være et resultat av et ulikt sammenlikningsgrunnlag. Multiconsult hentet inn systempriser for 7 kWp PV-anlegg, mens denne oppgaven har hentet inn priser for 3,1 kWp systemer. Systemprisen er normalt høyere for mindre systemer, siden monteringskostnaden forholder seg rimelig lik uavhengig av systemstørrelsen.

De fleste oppgitte systemprisene vil øke dersom monteringssituasjonen varierer fra de forutsetningene leverandørene oppgir. Spesifikt gjelder dette takhøyde, helningsvinkel og taktype. Dersom moduler skal monteres på et tak som avviker fra forutsetningene vil monteringskostnaden øke. Det blir også ekstra elektrikerkostnader dersom vekselretter ikke kan monteres i umiddelbar nærhet av sikringskap.

I denne oppgaven antas det at systempriser er uavhengig av geografisk plassering. Denne antakelsen ses på som god, da transportering er en del av de oppgitte prisene. En økt kostnad i forhold til dette forventes å tilfalle leverandør.

Kort oppsummert er det liten tvil om at systemprisene har gått ned siden Multiconsult sin rapport i 2013, men det kan diskuteres hvor vidt den har gått ned like mye som resultatene i denne oppgaven tilsier.

Vedrørende økonomisk metode og dens forutsetninger

Den forventede energikostnaden varierer fra 1,74 kr/kWh til 2,35 kr/kWh, avhengig av beliggenhet, som vist i **Tabell 5-3**. Til sammenlikning fant Multiconsult i 2013 energikostnadene til å variere mellom 2,24 kr/kWh og 2,99 kr/kWh (Multiconsult, 2013, s. 24). Dette er en betydelig prisreduksjon på relativt kort tid, selv om det enda er et stykke unna den energikostnaden NVE antar at energipakken i kraftsystemet har; 0,25 kr/kWh (NVE, 2015b, s. 36). Det er mange usikkerheter

knyttet til tallene som fremstilles i denne oppgaven. Særlig antakelsene lagt til grunn for den økonomisk metoden, LCOE, er det nødvendig å vende et kritisk blikk mot.

Årlige kostnader for drift og vedlikehold er satt relativt lavt i denne oppgaven. Det baseres på at PV-anlegg er automatisk driftet, robuste og lite vedlikeholdskrevende. Samtidig er det sannsynlig at eier foretar eventuelt vedlikehold. Dette kan likevel variere, og verdien av dette kan både økes og reduseres. Sensitivitetsanalysen viser at dette uansett ikke har store innvirkninger på energikostnaden.

Dersom bytte av vekselretter ses på som en del av investeringskostnad – slik den gjør i denne oppgaven – vil dette leddet redusere energikostnaden dersom det er unødvendig med et bytte. Sensitivitetsanalysen viser at investeringskostnaden har stor innvirkning på energikostnaden. En vekselretter enten fungerer eller fungerer ikke. Multiconsult omtaler dette som *binær feilmodus* (Multiconsult, 2013, s. 22) og forklarer det som en usikkerhet i forhold til at levetiden til vekselretteren og degraderingen av den er vanskelig å fastslå. Vekselrettere kan ha like lang levetid som PV-systemet, men med tanke på usikkerheten sees det på som en god løsning å anta et skift halvveis i PV-anleggets levetid. I følge Multiconsult (2013, s. 22) er det et alternativ å betale for en vekselrettergaranti tilsvarende PV-anleggets levetid. Da unngår kjøper å ta på seg risikoen, og livssyklus kostnaden blir mer forutsigbar. Slike garantier hører sammen med et bredt nettverk av servicearbeidere og er forbundet med et stort marked. Av denne grunn er slike garantier begrenset i dagens norske marked, men det kan tenkes at dette vil bli mer vanlig i fremtiden (Multiconsult, 2013, s. 22).

Den økonomiske levetiden til PV-anlegg er satt til 25 år, som ofte er den samme som modulgarantien leverandører oppgir. Det finnes eksempler hvor levetiden overgår dette med god margin. Blant annet påstår Kystverket at solcellemodulene som driver fyrlyktene langs norskekysten ofte viser en betydelig lenger teknisk levetid (Multiconsult, 2013, s. 22). Lenger levetid fører til en lenger periode med beregnet energiproduksjon fra PV-anlegget. Dette vil redusere energikostnaden. Sensitivitetsanalysen viser at levetiden har en moderat påvirkning på denne.

Diskonteringsrenten på 5 % kan sies å være høy. Blant annet bruker NVE 4 % i sin rapport om kostnader i energisektoren (NVE, 2015b, s. 9). En rente på 5 % er ment til å reflektere en risikofri rente (Multiconsult, 2013, s. 23), men det kan diskuteres hvor viktig risiko er for investeringsviljen. Den akkumulerte installerte effekten i Norge har steget kraftig de siste årene på tross av høy pris. Det betyr at prissignalet og den underliggende risikoen ved overgang til alternative energikilder ikke er en begrensende faktor for alle privatpersoner. Sensitivitetsanalysen viser en moderat sammenheng mellom diskonteringsrente og energikostnad, så her kan det være et poeng å sette en lavere verdi for å gi et riktigere bilde av energikostnaden.

Om verdien på modulkvalitetstapet er virkelighetsnær er det vanskelig å si noe om, da den varierer mellom alle typer moduler. Sensitivitetsanalysen viser at denne har svært liten påvirkning på energikostnaden, med mindre det benyttes moduler som har store avvik fra normalen.

LCOE er som nevnt en anerkjent økonomisk metode for sammenlikning av kostnader på tvers av energikilder og teknologier, er det én antakelse ved bruken av den i denne oppgaven som bør nevnes. Her brukes en *reell* beregningsmetode. Det innebærer at diskonteringsrenten ikke er inflasjonskorrigert. Dersom en *nominell* metode benyttes blir inflasjon tatt med i vurderingen og resultatene vil potensielt være mer presise (Multiconsult, 2013, s. 21). Særlig ved store investeringskostnader vil inflasjonsnivået ha en påvirkning på beregning av fremtidige kostnader. En reell metode anses likevel som god nok for kostnadsnivået forbundet med et 3,1 kWp PV-system.

6.1.1 Modent marked

Resultatet av en markedsutvikling på lik linje med Tyskland tilsier en forventet reduksjon i energikostnaden på 30 %. NVE kalkulerer også en reduksjon i energikostnaden på 30 % i 2035 basert på forenklete lærekurver (NVE, 2015b, s. 98). Selv om resultatene stemmer overens er det knyttet usikkerheter til utregningene i denne oppgaven, henholdsvis bruk av valutakurs og prisnivåindeks.

Valutakursen på 8,05 NOK/€ er den gjennomsnittlige kursen mellom 1999 og 2014. I 2015 har gjennomsnittlig kurs ligget 10 % over dette. Uten å gå i dybden på bakgrunnene for denne utviklingen kan en likevel påpeke at valuta er flyktig. Resultatene her er dermed utsatt for variasjoner over tid.

Det kan også stilles spørsmålsteget ved bruk av prisnivåindeksen for sammenlikning av prisnivået mellom Norge og Tyskland. Tanken bak er at det er en grunnleggende differanse mellom økonomien i landene og det ville vært uriktig med en direkte sammenlikning. Da det er en generell forskjell i priser på alt fra varer til tjenester tilsier en høyere pris i Norge i dag, er det forventet at dette vil forekomme ved et modent marked også. Prisnivåindeksen lagt til grunn er basert på valutakursen mellom norske kroner og euro i 2010. Dermed vil det være usikkerheter knyttet til både prisnivåindeksmetoden og de bakenforliggende tallene. I tillegg kan prisene i Tyskland fortsette å falle. I så fall vil ikke beregningene peke mot et modent marked.

Likevel er det en allmenn forventning til at markedet i Norge vokser, spørsmålet er hvor raskt dette skjer. Med et større marked for PV-systemer er det forventet at prisene for moduler reduseres på grunn av akkumulert markedsvolum, økt modulproduksjon, stordriftsfordeler og konkurranse og R&D. Samtidig vil økt erfaring (*LbD*) redusere de myke kostnadene. Med myke kostnader menes kostnader i forbindelse med selve konstruksjon- og monteringsarbeidet. Som det fremkommer av sensitivitetsanalysen av energikostnaden, spiller utvikling av systemprisene en betydelig rolle for utviklingen av energikostnaden.

Det er vanskelig å si hvordan systemprisene i Norge vil utvikle seg over tid, da det er mange usikkerheter involvert i utviklingen av et marked. Et modent marked drar nytte av et større omsetningsvolum. Et større volum i markedet presser prisene nedover. Dermed kan priser i et voksende marked bli lavere uten særlig utvikling på teknologifronten.

6.1.2 Teknologit utvikling

Dersom man ser på teknologit utvikling som økning i den spesifikke ytelsen til solcellemoduler viser resultatene at en 50 % økning i denne vil medføre en 33 % reduksjon i energikostnaden på grunn av den økte produksjonen. Ifølge Bjørn Thorud i Multiconsult er utvikling i ytelsen til moduler en av de viktigste faktorene for fremtidens energikostnad. Det stemmer godt overens med resultatene i denne oppgaven. En 50 % økning fra dagens normale virkningsgrad for masseproduserte moduler på 14-16 % (fornybar.no, 2015a), tilsvarer en virkningsgrad på over 20 %. I skrivende stund er den gjeldende rekorden på 21,25 % for polykrystallinske silisiummoduler fremstilt med lavkostnadsmaterialer og potensiale for masseproduksjon (Roselund, 2015). Rekorden er verifisert av Fraunhofer ISE. Dermed er det liten tvil om at det enda er rom for teknologit utvikling, og at dette vil ha en påvirkning på energikostnaden på solenergi. En vesentlig usikkerhet her er hvor raskt denne

teknologien kan komme på det generelle markedet, til en pris som er akseptabel i forhold til alternativene.

Det er også forbundet usikkerhet med utregningene. Det er ikke forventet at en økning i virkningsgrad er lineært proporsjonal med en økning i spesifikk ytelse. Dette handler om input-data i simuleringen og er svært vanskelig å si noe om uten å gjøre en egen simulering.

6.1.3 Tilskuddsordninger

Tidligere resultater i denne oppgaven er fri for kapitalstøtte og tilskudd til fornybar energi. Grunnen til dette er å sammenlikne verdien av energien fra et nøytralt standpunkt. Likevel er det en viktig faktor at det er støtteordninger tilgjengelig for småkraftprodusenter, da det er stor sannsynlighet for at disse vil bli benyttet. De viktigste støtteordningene er presentert i kapittel 2.5.3.

Det er tatt utgangspunkt i en husholdning i Oslo med et 3,1 kWp PV-system.

Oslo kommune

Investeringsstøtte fra Oslo kommune reduserer energikostnaden til PV-anlegg til mellom 1,00 kr/kWh og 1,44 kr/kWh, avhengig av systempris. Dette er en signifikant reduksjon som kan bidra til å øke investeringsviljen i Oslo, og dermed føre til en raskere vekst i markedsstørrelsen og utviklingen i Oslo-området. Det er mer usikkert hvordan denne lokale ordningen vil påvirke helheten.

Enova SF

Tilskuddet fra Enova senker energikostnaden på PV-anlegg til mellom 1,16 kr/kWh og 1,85 kr/kWh, avhengig av systempris. Forutsetninger om å være plusskunde og være tilkoblet distribusjonsnettet ses på som lite begrensende for omfanget av denne ordningen. Reduksjonen vil kunne bidra til å øke markedsstørrelsen og utviklingen i hele landet. For befolkningen i Oslo vil det likevel lønne seg å benytte den lokale støtteordningen.

6.2 TARIFFENDRING

6.2.1 Vedrørende energibasert tariff

Ved utregning av dagens energibaserte tariff for alminnelige husholdninger med 20000 kWh årlig forbruk varierer nettleien fra 7518 kr til 10495 kr per år, avhengig av geografisk plassering (se **Tabell 5-6**). De bakenforliggende tallene er basert på statistikker utarbeidet av NVE, og anses som gode. Likevel er det en usikkerhet som gjør at utregningene kan variere over tid.

Kraftprisen i Norge er svært avhengig av vannstanden i vannmagasinene, og derav sesong, temperatur og vær. Dette er flyktige faktorer som varierer gjennom året og over lang tid. Klimaendringer i fremtiden kan påvirke og forskyve forventninger. Dette er kompliserte og kontroversielle temaer som bør belyses andre steder. Det rimelig å si at prisanslagene i denne oppgaven ikke nødvendigvis er gjeldende i fremtiden, og det bør derfor gjøres nye beregninger i liknende oppgaver. Kraftprisen vil også påvirkes i påvente av nye investeringer i nettet. Investeringene finansieres av sluttbrukere, slik at tariffer vil øke ved økte investeringer.

Vedrørende nettleie og nettselskap

Antakelsen om en nettleie kun bestående av energiledd og fastledd anses som god, da de fleste statistikker angående nettleier kun bruker disse. Dette gjelder blant annet NVE (NVE, 2015c). Derimot er antakelsen om konstante inntektsrammer for nettselskaper forbundet med mer usikkerhet. Det er riktig å si at en forandring i tariffsystemet ikke er ment til å forandre nettselskapenes inntektsramme, da denne er årlig fastsatt av NVE. En eventuell variasjon mellom reell inntekt og inntektsrammen blir utliknet ved å endre fremtidig inntektsramme. Dermed anses antakelsen som gjeldende over tid, slik at den totale nettleien innenfor et nettselskaps område skal holdes lik før og etter en ny tariffutforming. Ved økt utbygging av nettet innenfor et nettselskaps område vil derimot nettleien økes for å kompensere for økte utgifter.

Vedrørende tilbakesalg av kraft

En gjennomgående forenkling i denne oppgaven er at all egenprodusert kraft blir forbrukt, samtidig som husholdningen er antatt å være plusskunde. Dette gjøres i utgangspunktet for å unngå et ledd for tilbakesalg av energi i tariffmodellen. Ved å sette prisen på tilbakesalg lik energileddet kan produksjonen avskrives i netto forbruk for husholdningen. Dette setter opp en unøyaktighet i utregningene.

For det første er dette et usannsynlig scenario på grunn av forskjellen mellom forbruksprofil og produksjonsprofil gjennom året. En alminnelig husholdning vil ha høyt forbruk når produksjonen er lav, typisk kalde vinterdager, og lavt forbruk når produksjonen er høy, typisk solrike sommerdager. Valget av et lite PV-anlegg gjør at dette spiller mindre rolle, da det kan forventes at all kraften fra det vil bli forbrukt, selv i perioder med særlig lite forbruk. For det andre er det ikke en nøyaktig tilnærming å sette pris på tilbakesalg lik energileddet. Multiconsult anslår at den økonomiske nytten av å forbruke egenprodusert kraft er 30-40 % høyere enn å selge tilbake på nettet (Holm, 2015). Dette styrker derimot motivasjonen til å bruke all kraft selv. Kort oppsummert anses antakelsene som gode for små PV-anlegg. Ved større PV-systemer bør sammenhengen mellom salg og forbruk av egenprodusert kraft belyses bedre.

6.2.2 Vedrørende effektbasert tariffmodell

I denne oppgaven er det valgt en tariffmodell basert på *abonnert effekt*. Det er samme modell som DeVID-prosjektet brukte i sine demonstrasjoner. Det er både fordeler og ulemper forbundet med en effektbasert tariff av denne typen, samt usikkerheter forbundet med antakelsene gjort ved utformingen av den.

Når det gjelder selve tariffmodellen brukt i denne oppgaven er det tatt en rekke antakelser. Siden det ikke finnes noen historiske data på samme måte som dagens energibaserte tariff, er modellen i stor grad basert på prinsipper om utforming av samfunnsøkonomiske tariff (se kapittel 2.4.6). I tillegg har DeVID-prosjektet og rapporten utarbeidet av Kanak har gitt en viss pekepinn. Følgelig er det forbundet store usikkerheter med utformingen, og det er vanskelig å si hvordan en eventuell tariff faktisk vil se ut. Kanskje vil andre effektbaserte tariffmodeller ha like gode eller bedre resultater.

Energiledet er antatt til å være 0,08 kr/kWh. Verdien har som formål å reflektere de marginale tapene i distribusjonsnett. I utgangspunktet er det marginale tapet antatt å være 0,05 kr/kWh for hele kraftnettet (Andresen & Mook, 2015, s. 12). Fysikken presentert i kapittel 2.4.2 (henholdsvis **Formel (2-2)** og **Formel (2-3)**) tilsier at varmetapene øker eksponentielt med avtagende spenningsnivå. Siden spenningsnivået i distribusjonsnett er det laveste i kraftsystemet er anslaget økt med 60 % for å reflektere dette. Om anslaget er virkelighetsnært eller ikke er vanskelig å si. I tillegg varierer tapene med forhold til avstanden mellom produksjon og forbruk. Siden Oslo er brukt som utgangspunkt for de fleste beregninger anses det som rimelig at energikostnaden settes høyere enn gjennomsnittet i kraftnettet.

Fastleddet i modellen er satt til 500 kr/år per bruker av distribusjonsnett. Dette er betydelig lavere enn gjennomsnittene i landet, og 50 % lavere enn snittprisen i en energibasert tariff i Oslo-området. En rapport fra Kanak peker også på 500 kr/kunde/år som en fornuftig størrelse (Ingeberg, 2015, s. 7). Bakgrunnen for estimatet er et ønske om at effektleddet og overforbruksleddet skal dekke opp mot 80 % av den totale tariffkostnaden for en husholdning, slik at effektbruk blir en mer kostnadsdrivende faktor. Ved at energiledet kun reflekterer marginale tap, og fastleddet kun reflekterer de gjennomsnittlige kundespesifikke kostnadene i en gruppe, er dette oppnåelig.

Prisen på abonnert effekt er et resultat av skalering i forhold til forutsetningen om lik inntekt for nettselskaper før og etter ny tariffutforming. DeVID-prosjektet varierte prisene mellom 500 og 750 kr/kW, så i forhold til demoprojektet kan anslaget på 601,74 kr/kW sies å være rimelig. Poenget med prisnivået er at det skal være høyt nok til at forbrukere setter grenser for eget forbruk og endrer atferd i forhold til prissignalene. På denne måten vil husholdninger med stort effektbehov måtte betale en høyere pris enn de med lavt. Følgelig vil effektnivået være kostnadsdrivende, og husholdninger som fører til investeringsbehov på grunn av høyere generelt effektuttak tar en større del av regningen for utbyggingen.

Straffen for forbruk over den abonnerte effektgrensen er satt til 10 kr/kWh. Dette er 25 ganger høyere enn energiledet i Oslo-området med en energibasert tariff. Dette er ment til å gi et sterkt prissignal til forbruker i håp om å forandre atferden deres. Dersom overforbruk er kostnadsdrivende vil fordelingen av kostnader i nettet bli mer riktig i forhold til økonomisk teori. Husholdninger som gjør at kraftnettet må bygges ut på grunn av høye effekttopper skal også ta en større del av regningen for utbyggingen.

Resultater av implementering av effekttariff i ulike scenarier

Ved innføring av tariffmodellen på tre husholdninger med ulikt forbruk viser **Tabell 5-8** at husholdninger med lavt forbruk vil betale betydelig mer for det samme forbruket, mens husholdninger med høyt forbruk får nettleien sin redusert tilsvarende. Dette forutsetter at de er like på alle andre områder. Ved en energibasert tariff er det energileddet som i størst grad fører til kostnadsforskjeller. Dermed er lavt forbruk gunstig for totalkostnaden i utgangspunktet. Dette er samme resultat som Kanak kommer frem til i sin rapport (Ingeberg, 2014, s. 17). I rapporten påpekes det at en endring til effektprisinde modeller kan ha uheldige utslag på forbrukere med generelt lavt kraftforbruk, for eksempel passivhus. Grunnen til dette er at den reduserte vekten på energileddet i tariffen fører til uheldige omfordelinger av kostnader. Den fører til at to husholdninger med like forutsetninger, men ulikt forbruk vil være nærmere hverandre i forhold til nettleiekostnad fordi verdien av forbruket blir mindre.

Følgelig vil dette også gi ringvirkninger for kraftproduserende forbrukere. Med et lite energiledd vil den produserte kraften ha en mindre verdi etter en overgang til effektbasert tariff. Dermed reduseres ikke nettleien like mye som ved en energibasert tariff. Ved innføring av tariffmodellen på tre husholdninger med ulik produksjon av kraft, viser **Tabell 5-9** faktisk at nettleien for et større PV-system øker. Altså er det husholdningene som produserer strøm ved alternative kilder som kommer tapende ut av overgangen.

Hittil er det antatt at de ulike husholdningene har abonnert på lik mengde effekt. Dette har utpekt husholdninger med lite generelt forbruk og husholdninger med størst egenproduksjon av kraft som de økonomiske taperne ved innføring av en tariffmodell basert på abonnert effekt. I en reell situasjon er det sannsynlig at husholdninger med lavt forbruk og/eller stor mengde egenprodusert kraft vil abonnere på lavere effekt enn gjennomsnittet. **Tabell 5-10** viser hvordan husholdninger med høyt og lavt effektnivå har store differanser i nettleien. Resultatet viser at det er effektleddet i tariffen som er den mest kostnadsdrivende faktoren. Forskjellen i effektnivået husholdningene abonnerer på gir et større utslag enn både forbruks- og produksjonsforskjeller. Dette tilsier et kraftig prissignal på abonnert effekt. Dermed er det viktig for forbrukere å abonnere på riktig nivå for å unngå unødvendig høye kostnader. Hvis dette skjer i større skala vil det gi gale signaler om et behov for investeringer i nettet. Her er det også et poeng å se på mulighetene for å innføre ulike prisnivåer på ulike tider av året.

Resultatene av forskjellig overforbruk viser at selv en liten økning i forbruk over det bestemte effektnivået tilsvarer en markant økning i nettleien. Selv ved små variasjoner kan man si at straffen for overforbruk er høy. Dette stemmer godt med bakgrunnen for den høye overforbruksprisen: de som fører til effekttopper skal ta regningen for nødvendig utbygging av kraftnettet på grunn av disse effekttoppene. Samtidig ser man at det vil lønne seg å abonnere på høyere effekt fremfor å ha for mye overforbruk. Det bør nevnes at det er en potensielt stor usikkerhet forbundet med mengden overforbruk valgt som utgangspunkt. 100 kWh overforbruk tilsvarer 0,5 % av totalt forbruk på 20000 kWp. Det kan argumenteres for at dette estimatet er for lite. Særlig i overgangsfasen mellom en energi- og effekttariff vil det være forbundet stor usikkerhet med dette estimatet. I tillegg kan slike effekttopper på høytidsdager vanskelig unngås. På den andre siden kan det også argumenteres for at poenget med abonnert effekt er å ikke gå over effektgrensen.

Vedrørende sensitivitetsanalysen for effektbasert tariff

Figur 5-5 viser at nivået på den abonnerte effekten utgjør den klart største kostnaden ved en implementert effekttariff av denne typen. Videre ser man at forbruk og overforbruk har moderat påvirkning på nettleien. Igjen kan det stilles spørsmål ved nivået på overforbruket. Det kan ha blitt satt lavere enn hva som er fornuftig. Et høyere utgangspunkt ville gitt større utslag på nettleien. Til slutt viser analysen at egenproduksjon av kraft har særdeles liten påvirkning på nettleien. Her er det viktig å påpeke at analysen ikke gjelder for en overgang fra energibasert tariff, men heller viser hva som vil påvirke nettleien i et system hvor effektbaserte tariffer allerede er implementert. Resultatene av sensitivitetsanalysen og de ulike scenarioene belyser en del fordeler og ulemper med en tariffmodell basert på abonnert effekt.

Dersom forbrukere følger prissignalene, vil tariffen føre til en mer riktig kostnadsfordeling i forhold til at effekt er den begrensende faktoren for utbygging av kraftnettet. Husholdninger som abonnerer på høye effektnivåer har størst behov for en utbygging, og får dermed en større del av regningen. Forbrukere med høye effekttopper får en høyere nettleie på grunn av den høye kostnaden for overforbruk. Dette kan ses på som en høyere betalingsvillighet for effekt og vil i teorien jevne ut det generelle forbruket og effektuttaket, slik at høylast og høylasttimer reduseres. Tariffen fører i tillegg til en mer samfunnsøkonomisk utnyttelse av nettet ved at prisingen av marginale tap blir mer riktig i henhold til økonomisk teori. På samme tid får forbrukere et fastledd som gir en riktigere refleksjon av deres belastning av nettet. I tillegg får nettselskapene sannsynligvis en lettere jobb med å kalkulere forventede inntekter.

På tross av disse fordelene er det viktig å belyse de potensielle ulempene ved et slikt tariffsystem. Som resultatene viser kan påvirkningen på lavforbruks-husholdninger, som passivhus og egenprodusenter av kraft, komme dårligere ut på grunn av et lavere energiledd. Det lave energileddet gjør kraften i nettet generelt billigere. Dette gjør det vanskeligere for nye energikilder å konkurrere, og dermed vil insentivene til å bytte ut fossile energikilder bli mindre. Samtidig vil insentivene til bruk av elektrisk utstyr som krever høyt effektuttak, men bruker mindre energi, bli lavere. Eksempler på dette er induksjonsovner, gjennomstrømningsvarmere og lading av el-biler. Dette kan føre til en økning i totalt energiforbruk og total last. Her kan begrenset kunnskap være en utfordring, slik at en overgang til et nytt tariffsystem kan kreve en viss opplæring av folket. Dette kan by på store kostnader i seg selv. I tillegg kreves det AMS for at tariffen skal fungere. Alt dette fører til at nettselskaper vil måtte fungere som rådgivere og det må utvikles nye systemer for brukervennlighet.

Basert på fordelene og ulempene ovenfor er det vanskelig å si hvordan en tariff basert på abonnert effekt burde se ut dersom det bestemmes at en slik tariffmodell skal benyttes. Fastsettelse av kostnadsnivåene til de forskjellige leddene bør justeres etter en eventuell implementering, da det vil være mye større grad av tilgjengelig data og erfaring. Det er store usikkerheter forbundet med forbrukeratferd, og det vil ta tid å se hvordan forbrukere endrer atferd i forhold til prissignaler. Dersom forbrukere opptrer urasjonelt ved en rask forandring i modellstrukturen, kan det være et poeng med automatiske styringssystemer i forbindelse med innføringen av AMS.

6.3 DET HELHETLIGE BILDET

Elektrifisering av bilparken og energilagring

Husholdninger med el-bil vil normalt ha større energibehov på grunn av lading. Ved en storskala elektrifisering av bilparken i Norge vil det akkumulerte energibehovet øke. I tillegg er ladingen ofte effektkrevende, særlig hurtiglading. Kanak (Ingeberg, 2014, s. 16) peker på analyser der det fremkommer at 30 % av nytt effektuttak i Oslo-området vil komme fra el-biler de neste årene. Flytting av tidspunkt for lading fra perioder med lav kapasitet til perioder med høy kapasitet i nettet kan dermed gi en viktig samfunnsøkonomisk gevinst i fremtiden. Flytting av last på denne måten vil bidra til både lavere effektopper og bedre utnyttelse av nettet som helhet. Dette kan utsette store deler av utbyggingsbehovet av kraftnettet som ellers ville vært nødvendig. En egen formålsbasert tariff for lading av el-biler kan være hensiktsmessig dersom trykket på nettet blir for høyt på typiske utfartsdager.

Det er naturlig å trekke inn batteriteknologi som et verktøy ved videre elektrifisering av bilparken i Norge. Ved å bruke batteripakkene i el-biler som mellomlagring av energi, kan effektopper og overforbruk reduseres eller unngås helt. Ved å lade batteriene i perioder med høy kapasitet, for så å tappe disse i topplasttimer, vil husholdninger kunne unngå overforbruksleddet i nettleien. Dette er både gunstig for forbrukere og kraftnettet. Nettet unngår i tillegg ekstra marginaltap, ettersom effektnivået reduseres.

Utviklingen av batteriteknologi på grunn av økningen i antall el-biler smitter også over på husholdninger. Teslas *PowerWall* er en nyvinning ment som en husholdnings private energilager. En fremtid hvor *batteribanker* er vanlig, vil kunne bidra til å redusere store effektuttak i nettet, samtidig som forbruket blir jevnere. For en generell forbruker er det vanlig med store svingninger i effektuttak i løpet av dagen og året. Dette fører til høye effektopper. En batteribank vil kunne levere kraft til forbruker når det er lav kapasitet i nettet, og lades opp i perioder med høy kapasitet. Dermed fungerer batteriene som et effektlager.

Energilagringen behøver ikke å være elektrokjemisk for å få de overnevnte effektene. Enkle tiltak som senket frysertemperatur eller økt varmtvannstemperatur kan fungere som kortsiktige lokale energilagere. Da er det ikke nødvendig med store investeringskostnader for å få muligheten til energilagring. Likevel trenger ikke denne kostnaden å være så høy. Batterier i el-biler byttes gjerne når kapasiteten er degradert til omkring 70 %. Men for lagring av solenergi er ikke kapasiteten like viktig. Her er det muligheter for et marked av billige batterier.

Situasjonen for husholdninger med PV-systemer

Det er tidligere påpekt at kraftproduserende forbrukere vil komme tapende ut av en overgang til abonnert effekttariff. Likevel har lokal produksjon positive virkninger som kan være større enn økningen i nettleien, særlig i kombinasjon med energilagring. En lokal produksjon reduserer behovet for kraftoverføring, og dermed reduseres overføringstapene i nettet. Dette blir reflektert i generelt lavere tariffer. Dette forutsetter at kraften forbrukes fremfor å sendes ut på nettet.

Egenproduksjon av energi og muligheter for lagring av denne kan ses på som forbrukerfleksibilitet over kort tid. Siden lavkapasitetsperiodene i nettet ofte er korte, vil dette kunne bidra til å styrke nettet. Ved større PV-anlegg som har en viss mengde overproduksjon etter generelt bruk, kan

energien lagres og benyttes til å drive effektkrevende husholdningsapparater som oppvask- og vaskemaskiner og dermed unngå å trekke effekt fra nettet i disse tidsrommene.

Dersom utviklingen fortsetter i samme spor, og solenergi blir en vesentlig del av kraftproduksjonen i Norge, vil dette kunne være med og dekke den generelle økningen elektrifisering av bilparken fører med seg. Det vil også kunne ha positive bivirkninger i utlandet. En generell økning i kraftproduksjon frigjør mer kraft til eksport ut av landet. Eksport av billig vannkraft gjør at andre land kan redusere sin egen kraftproduksjon basert på fossile kilder. Slik kan Norge fungere som et batteri for ren energi i Europa.

På tross av alle fordeler nevnt, vil en storskala utbygging av nettilknyttede PV-systemer kunne medføre seg andre typer utbygging av kraftnettet. Dermed vil det likevel bli høye utbyggingskostnader (Widén, 2011).

6.4 FORSLAG TIL VIDERE ARBEID

Da denne oppgaven ble skrevet fantes det lite konkret informasjon om hvordan effektbaserte tariffer ville fungere i stor skala. En interessant oppgave vil være å se hvordan de reelle effektene vil påvirke husholdninger med PV-anlegg. Dette vil det sannsynligvis ikke være rom for før innføringen av AMS i 2019.

Det ble i denne oppgaven vist at kostnadsnivået for PV-systemer endrer seg raskt. En mulig økonomisk oppgave er å se på kostnadene på detaljnivå. Hvilke kostnader har forandret seg mest av monteringskostnader, modulpriser og andre komponenter?

En annen økonomisk oppgave er å se på mulighetene for resirkulering av brukte batterier fra el-biler. Er disse gunstige som mellomlager av energi i husholdninger med eller uten PV-anlegg? Vil energikostnaden ved investering i batterier være gunstig i forhold til effektbaserte tariffer?

En av de store usikkerhetene i denne oppgaven er mangelen på innstrålingsdata. Det finnes få gode kilder som viser utviklingen over tid. Dersom dette bedrer seg kan det være et poeng å se på energikostnader basert på lokale innstrålingsdata.

I denne oppgaven fokuseres det kun på en tariffmodell med abonnert effekt. Det kan være interessant å sette flere tariffmodeller opp mot hverandre, og se på forskjeller i påvirkning på alternative energikilder. Her kan det i tillegg være gunstig å se nærmere på hvordan forbrukere håndterer overgangen til ulike tariffmodeller.

7 KONKLUSJON

Ved dagens systempriser er det mulig å oppnå en energikostnad (LCOE) på 1,74–2,35 kr/kWh for 3,1 kWp PV-systemer i Norge. For sørlige og sørøstlige områder er energikostnaden lavest, mens den er høyest i nordlige og vestlige områder. Likevel er ikke dette konkurransedyktig med kraftprisen i nettet fra et rent kostnadsperspektiv.

Med tilskuddsordninger kan energikostnaden komme ned i 1,00 kr/kWh på Østlandet. Det anbefales å fortsette med ordningene ettersom de positive effektene av et voksende marked for PV-systemer synes å være større enn de negative.

Beregningene av energikostnader i Oslo-området viser en markant prisreduksjon siden 2013. Ved videre utvikling i markedet viser resultatene i denne oppgaven at energikostnaden kan reduseres med 30 % dersom Tyskland anses som et modent marked. En utvikling på teknologifronten vil redusere energikostnaden ytterligere.

Dersom effektuttak ses på som den kostnadsdrivende faktoren i forhold til utbygging av kraftnettet, gir effektbaserte tariffmodeller en mer gunstig kostnadsfordeling blant forbrukerne. Modellen utformet i denne oppgaven har en riktigere samfunnsøkonomisk utforming enn dagens energibaserte modell. Forutsatt at de kraftige prissignalene fører til endring i forbrukeratferd, har modellen høy potensiell samfunnsøkonomisk nytte.

Likevel kan tariffmodellen ha uheldige konsekvenser. For husholdninger med generelt lavt forbruk eller egenproduksjon av kraft viser resultatene en uheldig omfordeling av kostnadene. Mindre bruk av energibesparende, men effektkrevende elektronikk som gjennomstrømningsvarmere, induksjonsovner og lading av el-bil, kan øke den totale lasten i nettet. Dette sender et galt signal til utnyttelse av alternative energikilder.

På tross av dette kan egenproduksjon av kraft ha nyttige effekter for kraftnettet. Ved lokal energiproduksjon unngås marginale overføringstap i nettet. Og sammen med energilagring kan småskala kraftprodusenter bidra til økt forbrukerfleksibilitet ved å flytte last og redusere effektuttak i toppplasttimer. Ved innføring av effektbaserte tariffer har dette gunstige effekter for både husholdninger og kraftnettet.

8 REFERANSER

- ©Fraunhofer ISE. (17 November 2015). *Photovoltaics Report, updated: 17 November 2015*. Freiburg: Fraunhofer ISE.
- Andresen, T. M., & Mook, A. M. (2015). *Høring om tariffer for uttak i distribusjonsnett*. Oslo: Norges vassdrags- og energidirektorat.
- Branker, K., Pathak, M. J., & Pearce, J. M. (2011). *A Review of Solar Photovoltaic Levelized Cost of Electricity*. Utgitt i *Renewable & Sustainable Energy Reviews* (15-9), pp.4470-4482 (2011).
- Chen, C. J. (2011). *Physics of Solar Energy*. Hoboken, New Jersey: John Wiley & Sons, Inc.
- Dell, R. M., & Rand, D. A. (2001). *Understanding Batteries*. Cambridge: The Royal Society of Chemistry.
- DeVID. (2015). *Abonnert effekt - erfaringer fra Hvaler og Steinkjer*. Trondheim: SINTEF.
- Foosnæs et al., J. (2014). *Rapport for DeVID-prosjektet*. Trondheim: DeVID ved prosjekteier NTE Holding.
- fornybar.no. (2015a, Oktober 3). *Elektrisk energi fra solen: Solceller*. Hentet fra fornybar.no: <http://www.fornybar.no/solenergi/elektrisk-energi-fra-solen/solceller>
- fornybar.no. (2015b, November 25). *Solenergi: Teknologi*. Hentet fra fornybar.no: <http://www.fornybar.no/solenergi/teknologi>
- Holm, Ø. (2015, September 12). *Solkraft - hva skjer i markedet og hvilke utfordringer ser vi?* Hentet fra energinorge.no: http://www.energinorge.no/getfile.php/FILER/KALENDER/Foredrag%202014/PTK2014/0403_2B_1330%20PTK14_%20Solkraft%20%E2%80%93%20hva%20skjer%20i%20markedet.pdf
- Ingeberg, K. (2014). *Utvikling av nettariffer i smarte nett*. Oslo: Kanak AS.
- Ingeberg, K. (2015). *Innføring av effekttariffer i distribusjonsnett*. Oslo: Kanak AS.
- Multiconsult. (2013). *Kostnadsstudie, Solkraft i Norge 2013*. Oslo: Enova SF.
- Norges Bank. (2015, November 25). *Valutakurs for euro (EUR)*. Hentet fra Norges Bank: <http://www.norges-bank.no/Statistikk/Valutakurser/valuta/EUR/>
- NVE. (2015a, November 08). *Beregning av tariffer for innmating fra produksjon: Plusskunder*. Hentet fra <http://www.nve.no/no/Kraftmarked/Nettleie1/Beregning-av-tariffer-for-innmating-fra-produksjon/Plusskunder/>
- NVE. (2015b). *Kostnader i energisektoren*. Oslo: NVE.
- NVE. (2015c, Oktober 20). *Nettleiestatistikk husholdninger - 2005 og senere*. Hentet fra NVE: <http://www.nve.no/no/Kraftmarked/Nettleie1/Nettleiestatistikk/Nettleiestatistikk-husholdninger---2005-og-senere/>
- NVE. (2015d, August 29). *AMS*. Hentet fra NVE: <http://www.nve.no/ams>

- Oslo kommune. (2015, November 28). *Klima- og energiprogrammet: Støtte til installering av solceller*. Hentet fra Oslo kommune : <http://www.oslosola.no/stotte.html>
- Rohlf, J. W. (1994). *Modern Physics From α To Z $^{\circ}$* . John Wiley & Sons, Inc.
- Roselund, C. (2015, November 11). *Trina sets a new world record of 21.25% efficiency with multicrystalline silicon*. Hentet fra pv-magazine.com: http://www.pv-magazine.com/news/details/beitrag/trina-sets-a-new-world-record-of-2125-efficiency-with-multicrystalline-silicon_100021900/#axzz3r4VhGdGy
- Statistisk Sentralbyrå. (2013). *Kjøpekraftspariteter, prisnivåindekser og prisnivåjustering*. Oslo: Statistisk Sentralbyrå.
- Statnett SF. (2014). *Energiskolen*. Oslo: Statnett SF.
- Storey, N. (2013). *Electronics A Systems Approach* (5. utg.). Harlow: Pearson Education Limited.
- Townsend, J. S. (2010). *Quantum Physics A Fundamental Approach to Modern Physics*. Sausalito: University Science Books.
- Widén, J. (2011). *Internationell forskning för utnyttning av solen*. Stockholm: Elforsk AB.
- Williams, D. D. (2015, August 13). *National Aeronautics and Space Administration*. Hentet fra Sun Fact Sheet: <http://nssdc.gsfc.nasa.gov/planetary/factsheet/sunfact.html>

Vedlegg 1 – Valutakurser 1999-2014

År	Gjennomsnittlig kurs (NOK/€)
2014	8,3534
2013	7,8087
2012	7,4744
2011	7,7926
2010	8,0068
2009	8,7285
2008	8,2194
2007	8,0153
2006	8,051
2005	8,0073
2004	8,3715
2003	8,0039
2002	7,5073
2001	8,0492
2000	8,1109
1999	8,3101

Kilde: (Norges Bank, 2015)

Vedlegg 2 - Nettleie

Fylkesoversikt av beregnet gjennomsnittlig nettleie for husholdninger fra 01.01.2010 til 01.01.2015

Fylke	Fastledd (kr/kunde/år)	Energiledd (øre/kWh)
Akershus	1168	38,6
Aust-Agder	1875	43,1
Buskerud	1834	39,4
Finnmark	2534	20,6
Hedmark	3517	34,3
Hordaland	1785	35,1
Landsgjennomsnitt	1965	36,8
Møre og Romsdal	2384	37,7
Nordland	2528	31,5
Nord-Trøndelag	2300	43,8
Oppland	3580	31,6
Oslo	1000	39
Rogaland	1923	39,4
Sogn og Fjordane	2268	44,5
Sør-Trøndelag	1749	33
Telemark	2583	37,6
Troms	1298	31,1
Vest-Agder	1875	43,1
Vestfold	2500	35,3
Østfold	2085	39,4

Nettleien er inkludert merverdiavgift på 25% og forbruksavgift på 11,01 øre/kWh ekskluder merverdiavgift, eller 13,76 øre/kWh inkludert merverdiavgift.

*) Nordland, Troms og Finnmark er fritatt for merverdiavgift

**) I tillegg kommer forbruksavgift.

Følgende kommuner er fritatt for forbruksavgift:

Karlsøy, Kvæningen, Kåfjord, Lyngen, Nordreisa, Skjerøy og Storfjord.

***) Finnmark er fritatt for forbruksavgift.

Kilde: (NVE, 2015c)

Vedlegg 4 – Data fra simulering i PVsyst

Simuleringsresultater	Klima			Tapsfaktorer				
	Horisontal innstråling (kWh/m ² /år)	Transposisjonsfaktor (%)	Nære skygger (%)	Nære skygger el. (%)	Snø (%)	Temperatur (%)	Vekselretter (%)	
Oslo	Enebolig	927	21,6	0,0	0,0	-8,6	-2,4	-2,7
	Næringsbygg	927	17,6	-3,2	-1,5	-7,6	-0,3	-2,7
	Bakkemontert	927	17,6	-2,3	-0,5	-7,8	-0,3	-2,3
Kristiansand	Enebolig	993	17,9	0,0	0,0	-5,8	-5,3	-2,6
	Næringsbygg	993	14,8	-2,7	-1,0	-5,2	-0,7	-2,3
	Bakkemontert	993	14,8	-2,0	-0,2	-5,3	-0,7	-2,2
Bergen	Enebolig	764	15,5	0,0	0,0	-6,5	-4,3	-2,9
	Næringsbygg	764	12,9	-3,1	-1,1	-5,9	-0,2	-2,5
	Bakkemontert	764	12,9	-2,4	-0,3	-6,0	-0,2	-2,4
Trondheim	Enebolig	886	25,2	0,0	0,0	-9,8	-4,4	-2,7
	Næringsbygg	886	20,2	-3,5	-1,7	-8,3	0,0	-2,4
	Bakkemontert	886	20,2	-2,6	-0,4	-8,5	0,0	-2,3
Tromsø	Enebolig	732	24,9	0,0	0,0	-12,0	-1,6	-2,9
	Næringsbygg	732	19,7	-3,4	-1,8	-10,6	2,1	-2,5
	Bakkemontert	732	19,7	-2,5	-0,3	-10,9	2,1	-2,5

Kilde: (Multiconsult, 2013, s. 35)



Norges miljø- og
biovitenskapelige
universitet

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