



Norges miljø- og
biovitenskapelige
universitet

Masteroppgave 2019 30 stp.

Fakultet for miljøvitenskap og naturforvaltning

Hvordan påvirker effektbaserte nettariffer lønnsomheten for solcelleanlegg i Norge?

How will grid tariffs with a demand charge
element affect the profitability of PV
installations in Norway?

Heidi Pegill Haugstad

Fornybar energi

Forord

Denne masteroppgaven avslutter mine studier ved Fakultet for miljøvitenskap og naturforvaltning (MINA) ved Norges miljø- og biovitenskaplige universitet (NMBU), våren 2019. Oppgaven er avslutningen på en master innen fornybar energi og har et omfang på 30 studiepoeng.

Temaet for denne masteroppgaven er solceller og effekttariff. Det har vært veldig spennende å få gå i dybden av solenergi som vekker både entusiasme og skepsis når det er snakk om Norge. I tillegg er tariffing og effekttariff lite dekket i studie, så det har vært givende å få utvidet kunnskapen om tariffproblematikk som er veldig dagsaktuelt.

Å få arbeide med en så stor oppgave alene etter mange gruppeoppgaver gjennom studie har vært utfordrende og utrolig lærerik. Jeg har fått mye ny kunnskap om solenergi, tariffing og hvordan jeg tilegner meg kunnskap på en mest strukturert måte.

Selv om jeg har jobbet med denne oppgaven alene hadde det ikke vært mulig uten flere personer som har støttet meg gjennom denne prosessen. Den viktigste er min veileder Erik Trømborg som har kommet med konstruktiv og verdifull veiledning, og motivasjon når jeg trengte det som mest. Masteroppgaven hadde ikke blitt slik den er i dag uten at Multiconsult hadde delt data fra sitt solcelleanlegg som gjør meg evig takknemlig. En stor takk til Multiconsult og Anna Østby som gjorde det mulig. Anna Kipping fortjener også en stor takk for forbruksprofilene jeg har jobbet med. Andre som jeg gjerne vil takke er Astrid Olsen og Mette Wik for den støtten dere har gitt meg gjennom denne prosessen.

Sammendrag

Økende effektuttak gir økt behov for utbygging og vedlikehold av kraftnettet. Dette vil øke nettkostnaden i årene fremover og Norges vassdrags- og energi direktorat (NVE) planlegger å gjøre en vesentlig endring i nettariffene i Norge for å gi insentiv til å redusere effektbruken i toppplasttimene i nettet. Denne masteroppgaven undersøker hvordan lønnsomheten til privat småskala solcelleanlegg påvirkes med en innføring av mer effektbaserte nettariffer. For å undersøke dette er det tatt utgangspunkt i registrert solcelleproduksjon i et 3,3 kWp solcelleanlegg på taket til Multiconsult i Oslo og elektrisitetsforbruket til en gjennomsnittshusholdning i en referanseperiode fra november 2016 til oktober 2017.

Solcelleanlegget produserte 2670 kWh i løpet av året og er 10% overproduksjon som blir solgt tilbake til nettet. Ved innføring av de nye tariffene er Time of Use (ToU) tariffen mest lønnsom for solceller med en reduksjon i årskostnad på 3 300 kr. Dette er en 300 kr. større besparelse enn ved dagens flate tariff. Tariffene med lavest reduksjon i årskostnad på ca. 1 800 kr. er målt effekttariff med og uten sesongvariasjon. Den spesifikke energikostnaden (LCOE) estimeres til 1,70 kr/kWh og ingen av tariffene har en høy nok reduksjon til å dekke kostnadene for solcelleanlegget gjennom levetiden, selv ikke med støtte. Lønnsomheten for solceller er høyest ved innføring av ToU og lavest ved innføring av målt effekttariff. Ved dagens nettariff må avkastningskravet være lavere enn -0,2% ved 90% selvkonsum, lavere enn 0,6% for 100% selvkonsum og under 2,7% ved 100% selvkonsum og Enova-støtte.

Ved høyere nettariffnivå og økende kraftpriser vil lønnsomheten for solcelleanlegg øke for alle nettariffer. I tillegg påvirker valget av avkastningskrav lønnsomhetsanalysen. For videre forskning ville det vært relevant å analysere hvordan andre forbruksprofiler endrer resultatet og hvordan resultatene blir påvirket av at solcelleanlegget er optimalisert til å redusere effekttoppene i størst grad. Hvordan lønnsomheten endres når flere privatpersoner investerer i ett større solcelleanlegg vil være et alternativ til flere mindre solcelleanlegg som kan binde dette temaet opp i en større sammenheng, hvor kraftsystemet som helhet er i fokus.

Konklusjonen er at private småskala solcelleanlegg i Norge i dag er ulønnsomme uten støtte, selv med dagens Enova-støtte. Resultatet for hvilken nettariff som er mest lønnsom for solcelleanlegg er robust ved endringer i parametere, men for at en effektbasert nettariff skal øke lønnsomheten for solcelleanlegg må timene med høyere tariff samsvare med solcelleproduksjonen.

Abstract

Consumers today have a growing demand for grid capacity and as a result grid upgrades and maintenance are necessary. This will increase grid cost and The Norwegian Water Resources and Energy Directorate (Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE)) are planning to introduce a grid tariff for the residential sector that will act as an incentive to reduce the demand for grid capacity during the hours with the highest peak load. This thesis analyses how the profitability for small scale PV systems will be influenced by a grid tariff with a demand charge element. The analysis is based on the output from a 3,3 kWp PV installation on the roof at Multiconsult in Oslo and an average household, in the period from November 2016 to October 2017.

The PV-system produced 2 670 kWh during one year and 10% of the total production was sold back to the grid. When introducing new grid tariffs, the difference in the electricity bill with and without PV was highest for *Time of Use (ToU)* with a reduction of NOK 3 300. This is NOK 300. more than the flat tariff. *Målt effekttariff* with and without seasonal changes reduced the electricity bill the least with NOK 1 800. The levelized cost of energy (LCOE) for the PV-system was estimated to 1,70 kr./kWh. Neither of the tariffs had high enough savings to cover the investment cost during the PV- systems lifetime, not even with an Enova grant. *ToU* had the highest profitability for the PV-system, and *Målt effekttariff* with and without seasonal changes had the lowest. With the flat tariff we have today, the return on investment needs to be as low as -0,2% with 90% self-consumption, lower than 0,6% with 100% self-consumption and below 2,7% with Enova grants.

The profitability will grow with higher grid tariffs and spot prices for all the tariffs and the choice of the level of the return of investment will influence the results. Further research should investigate how different user profiles will affect the result of this thesis, and how the PV system should be optimized to reduce peak load and also the profitability for PV systems if households invested in a larger PV system or solar park. The latter would place this research in a bigger context, with focus on the power system as a whole.

The conclusion of the findings in this thesis is that small scale PV systems are not yet profitable in Norway without additional support. Even with the support from Enova and a flat grid tariff, the return on investment will have to be lower than 2,7% to make investing in PV systems profitable. The fact that the *ToU* is the best tariff for PV systems and *Målt effekttariff* the worst, is constant with changes in the parameters. A grid tariff with demand charge will

not make PV-system more profitable unless the solar production correlates with the hours with high demand charge.

Innholdsfortegnelse

1	Innledning	1
1.1	<i>Problemstilling</i>	4
2	Regulering av nettariff i Norge	5
2.1	<i>Nettariffstruktur.....</i>	5
	Dagens tariffmodell i Oslo	6
2.2	<i>Nettariffmodeller</i>	6
	Målt effekttariff.....	6
	Real Time Pricing.....	6
	Time of Use.....	7
	Critical Peak Pricing.....	7
	Abonnementstariff.....	7
2.3	<i>Forbruk og nettariff.....</i>	8
2.4	<i>Effekttariff og solceller</i>	10
3	Metode	12
3.1	<i>Metodeoversikt</i>	12
3.2	<i>Klima og valg av referanseår</i>	13
	Klimaet 2017	13
3.3	<i>Forbruksprofilen</i>	14
3.4	<i>Solcelleproduksjon og solcelleanlegg</i>	15
	Optimering av solcelleanlegg i Norge.....	15
	Solcelleanlegget på Multiconsult	17
3.5	<i>Produksjonsprofilen</i>	18
3.6	<i>Tariffmodeller.....</i>	18
3.7	<i>Strømpris</i>	23
3.8	<i>Årskostnad.....</i>	23
3.9	<i>Lønnsomhet for solcelleanlegg.....</i>	24
	Spesifikk energikostnad (LCOE)	24
	Nåverdi.....	24
	Følsomhetsanalyse	27
4	Resultater	28
4.1	<i>Solcelleproduksjon</i>	28
4.2	<i>Spesifikke energikostnader (LCOE)</i>	31
4.3	<i>Årskostnad med dagens tariffer.....</i>	31
4.4	<i>Netto forbruksprofil.....</i>	32
4.5	<i>Årskostnad med solcelleanlegg og endret tariffstruktur.....</i>	35
4.6	<i>Nåverdi</i>	37
4.7	<i>Følsomhetsanalyse</i>	37
5	Diskusjon.....	42
5.1	<i>Sammendrag av resultatene</i>	42
5.2	<i>Vedrørende resultatene</i>	42
5.3	<i>Klimaets påvirkning.</i>	45
5.4	<i>Forbruksprofilen</i>	46
5.5	<i>Solcelleproduksjon</i>	47
5.6	<i>Tariffstrukturene.....</i>	49
5.7	<i>Metodisk evaluering og videre forskning</i>	51
6	Konklusjon.....	53
7	Litteraturliste.....	55

Figurliste

Figur 1 Metodeoversikt.....	12
Figur 2 Temperaturavvik fra normalen ved 0 (Meteorologisk institutt, 2019a)	13
Figur 3 Døgn temperatur over referanseperioden i forhold til normalen ved Blindern i Oslo	14
Figur 4 Forbruksprofil over referanseperioden for en gjennomsnitts husholdning	15
Figur 5 Solcelleanlegget på taket til Multiconsult	17
Figur 6 Produksjonsprofil for anlegget på 3,3 kWp med total produksjon per måned.....	18
Figur 7 Periodene CPP vil gjelde vises over CPP-grensen	19
Figur 8 Målt effekttariff med og uten sesongvariasjon i forhold til forbruket over et år	20
Figur 9 RTP tariffstruktur og forbruk.....	21
Figur 10 Eksempelperiode som viser når forbruket har en høyere tariff	21
Figur 11 Eksempelperiode i overgangen mellom sesonger som viser når forbruket har en høyere kostnad	22
Figur 12 Solcelleproduksjon per dag i desember	28
Figur 13 Solcelleproduksjon per døgn i juni.....	28
Figur 14 Solcelleproduksjon i desember	29
Figur 15 Solcelleproduksjon i juni.....	29
Figur 16 Gjennomsnittlig daglig produksjon	30
Figur 17 LCOE intervall for opptil 10% endring i investeringskostnad med og uten støtte fra Enova.....	31
Figur 18 Forbruksprofil og netto forbruksprofil.	32
Figur 19 Forbruksprofil i måneden med størst differanse til netto forbruksprofil.....	33
Figur 20 Oversikt over månedlig forbruk, produksjon og netto forbruk	33
Figur 21 Gjennomsnittlig spotpriser i perioden 2013 til 2018.....	34
Figur 22 Overproduksjon for solcelleanlegget	34
Figur 23 Effekttopper per dag med og uten solcelleanlegg for husholdningen	36
Figur 24 Endring i nåverdi ved 10% endring i investeringskostnad	38
Figur 25 Endring i nåverdi ved 10% endring i solcelleproduksjon	38
Figur 26 LCOE med en endring i investeringskostnad eller produksjon på +/- 10%.....	39
Figur 27 Endring i LCOE ved endring i kalkulasjonsrente	40

Tabelliste

Tabell 1 Flat tariff	19
Tabell 2 Sammendrag av nettariffene	22
Tabell 3 Oversikt over forutsetningene til lønnsomhetsberegningene.....	27
Tabell 4 Total produksjon i kWh per måned	30
Tabell 5 Årskostnad for flat tariff	31
Tabell 6 Resultater for alle tariffstrukturene	35
Tabell 7 Gjennomsnittlige sparte kostnader og spotprisinntekt for de nye tariffene.....	36
Tabell 8 Nåverdi (NV) i kroner og internrente for solcelleanlegget	37
Tabell 9 Resultat for nåverdi (kr) ved en kalkulasjonsrente på 2%.....	39
Tabell 10 Tariffstrukturer ved en økning i nettariff på 25%, uten endret kostnadsnivå	41
Tabell 11 Spart årskostnad før og etter en økning på 25% i nettariff.....	41

Vedlegg

Vedlegg 1 Temperaturserien som er brukt som grunnlag for forbruksprofilen	59
Vedlegg 2 Forbruksprofil og netto forbruksprofil for alle måneder	60
Vedlegg 3 Nåverdi ved endring i investeringskostnad og produksjon	64

1 Innledning

I Norge er det en økende mengde solcelleanlegg som følge av høyere strømpriser, lavere investeringskostnader og et større fokus på fornybare energikilder. I 2018 ble det installert solcelleanlegg tilsvarende 52% av den allerede installerte kapasiteten. Dette betyr at ved utgangen av 2018 var den installerte kapasiteten fra solceller i Norge kommet til 68 megawatt-peak¹ (MWp) (Multiconsult, 2019). Dette tilsvarer en årsproduksjon på ca. 58 GWh som kan dekke forbruket til 2500-3000 husholdninger. I 2017 ble det installert 18,5 MWp, noe som tyder på at Norge, i likhet med det globale markedet, har en tilnærmet eksponentiell vekst i installasjon av solceller (Multiconsult & Asplan Viak, 2018).

Lønnsomheten i solcelleanlegg er avhengig av hvor mye og når solcelleanlegget produserer. I Norge varierer den årlige potensielle produksjonen fra 965 kWh/m²/år i sør ved Kristiansand til 700 i Tromsø (NVE, 2015d). Produksjonen følger daglengden og anlegget vil derfor produsere mesteparten av energien i sommerhalvåret. Forbruket til norske husholdninger har derimot et motsatt mønster, hvor det er lavere forbruk av energi på sommeren enn på vinteren (Meld. St. 25 (2015-2016), 2016). En grunn til dette er at mange bruker elektrisitet til oppvarming og oppvarming står for ca. 80% av energiforbruket i husholdningene i Norge (Everett, 2013).

Det er høyest forbruk og høyest effektbehov om vinteren. For at nettet skal kunne transportere all den energien og effekten som forbrukes, må nettet dimensjoneres etter den timen i året med høyest effektbehov. Denne topplasttimen² har de siste årene variert mellom november og februar (Statnett, 2019). Nettselskapene har store kostnader i tilknytning til vedlikehold og til utbygging av nettkapasitet for ny industri som blant annet vindparken på Fosen, utenlandskablene til Storbritannia og Tyskland, og til økt forbruk knyttet til befolkningsvekst (Statnett SF, 2017; Statnett SF & Borgen, 2018). Økte kostnader for netteierne vil føre til

¹ Watt peak er solcelleanlegg sin installerte effekt basert på standardiserte forhold. Oppgis ofte i kWp, MWp eller GWp ved anlegg (Rosvold, 2017).

² «Med topplast eller topplasttime menes den eller de timene i året nettet er høyest belastet» (Hansen et al., 2017).

høyere nettariffer for forbrukeren i årene som kommer. I tillegg til økte kostnader, har NVE planer om å endre strukturen i nettariffene slik at effektbruken i husholdningene vektlegges i større grad enn i dag. En strukturendring og et økt kostnadsnivå for nettariffen vil påvirke lønnsomheten for solcelleanlegg. Derfor vil denne analysen se på hvordan lønnsomheten i solcelleanlegg påvirkes av en endring i nettariff.

Solceller har hatt en enorm vekst de ti siste årene, og investeringskostnadene for solceller er redusert i samme periode (IRENA, 2018). BloombergNEF (2018) melder at de siste 40 årene har solceller hatt en læringsrate på 28,5%, mens ifølge Kost og Schlegl (2018) ligger læringsraten³ på 20%. Den globale kapasiteten for solceller har doblet seg de tre siste årene (BloombergNEF, 2019; Masson & Kaizuka, 2018) og da har investeringskostnadene hatt en kostnadsreduksjon på 20% globalt i samme tidsperiode. Mye tyder på at Norge har hatt et lignende fall i investeringskostnader. I en rapport fra Enova i 2013 var investeringskostnaden for et solcelleanlegg estimert til 23 700-35 000 kr₂₀₁₈/kWp (Multiconsult, 2013), mens en nyere rapport fra Multiconsult og Asplan Viak (2018) estimerte investeringskostnadene til 19 000-20 000 kr₂₀₁₈/kWp. Dette kan tyde på at investeringskostnadene er redusert med opp mot 10 000 kr₂₀₁₈/kWp de siste 6 årene. Disse estimatene gir inntrykk av at norske investeringskostnader har en lik kostnadsreduksjon som globalt.

Investeringskostnadene er den største delen av totalkostnadene til et solcelleanlegg (Sidelnikova et al., 2015). Spesifikke energikostnader («Levelized cost of energy» (LCOE)) er en metode som ofte blir brukt til å sammenligne lønnsomheten til energiteknologier. LCOE ser på kostnadene i forhold til produksjonen til anlegget. Produksjonen i Norge vil være lavere sammenlignet med land som ligger lenger sør ettersom den årlige solinnstrålingen reduseres ut mot polene. Solinnstrålingen kan ligge over 2200 kWh/m²/år ved ekvator (Hofstad, 2019), mens i Norge ligger forskjellen i solinnstråling fra 700 til 1000 kWh/m²/år (NVE, 2015d). Solcelleanlegg i Norge vil derfor ha lavere lønnsomhet siden produksjonen over anleggets

³ «Læringsraten er den prosentvise kostnadsreduksjonen som oppnås for hver dobling av kumulativ installert kapasitet» (IRENA, 2018).

livstid vil være lavere sammenlignet med andre land med høyere solinnstråling, selv om kostnadsnivået er likt.

I 2013 hadde investeringskostnadene for private solcelleanlegg i Norge et nivå på 29 300 kr₂₀₁₈/kWp som resulterte i en LCOE på 2,5 til 3,4 kr₂₀₁₈/kWh ifølge en rapport fra Enova (Multiconsult, 2013). En annen rapport fra NVE to år senere, som baserte seg på Enova sin rapport, kom frem til at LCOE varierer mellom 1,8-2,5 kr₂₀₁₈/kWh (Sidelnikova et al., 2015). Strøm- og nettleien var i 2018 på i gjennomsnitt på 1,23 kr/kWh (Statistisk sentralbyrå, 2019). Siden 1,23 kr/kWh er det som er mulig å spare på solcelleproduksjon til eget forbruk, er kostnaden for solcelleanlegg høyere enn hva som kan spares i strøm- og nettleie. I rapporten fra Multiconsult og Asplan Viak (2018) har solceller en internrente på 5,44% ved en levetid på 30 år, men det krever at anlegget får støtte fra Enova og bruker all produksjonen selv. Med spesifikke energikostnader som ligger så mye høyere enn kraftprisen og gjennomsnittlig strøm- og nettleie tyder det på at private småskala solcelleanlegg i Norge foreløpig ikke er lønnsomme uten vesentlig støtte.

For private solcelleanlegg er det mer lønnsomt å produsere til eget forbruk enn å selge. Spart strøm- og nettleie (inkl. avgifter) vil gi større inntekt per levert kilowattime sammenlignet med å selge til spotpris i kraftmarkedet. Norges vassdrags og energidirektorat (NVE) er i gang med en prosess for å endre tariffstruktur som skal vektlegge bruk av effekt mer enn den gjør i dag (Hansen et al., 2017). Ettersom solcelleproduksjonen er høyere om sommeren og effektuttaket er høyest i vintermånedene, vil en endring av tariffstruktur påvirke lønnsomheten til solcelleanlegg. Et overordnet mål for valgt tariffstrukturen er at den skal kunne motivere forbrukere til en forbruksendring som kan minimere behovet for investeringer i oppgradering av nett. Det er også ett mål at de kunder som belaster nettet mest gjennom uttak av en høyere effekt skal betale mer enn de som har et lavere uttak (Hansen et al., 2017).

For å nå disse målsetningene trenger nettariffen en endring som i større grad tar hensyn til periodene med høyere forbruk. Det finnes forskning som viser at forbrukere endrer vaner og flytter forbruk av energi som en respons til en endring i nettariffen til en mer effektbasert tariffstruktur (Stokke et al., 2010).

Solceller er et annet alternativ som kan redusere effekttoppene samt redusere forbruket av innkjøpt strøm i deler av året. Forskning viser at med gode solressurser kan solceller redusere enkelte effekttopper i løpet av en dag, men solceller vil i liten grad redusere makseffektuttaket på årsbasis (Park & Lappas, 2017). Dette innebærer at solcelleproduksjon i liten grad

reduserer topplasttimene og behovet for nettutbygging. Lønnsomheten for solceller kan bli negativt påvirket dersom nettariffen skal formes for å redusere topplasttimene om topplasttimene er i perioder uten solcelleproduksjon.

1.1 Problemstilling

Det er flere forskjellige modeller for nettariffer som vektlegger effektuttak. Tariffene vektlegger effektuttaket ulikt og det finnes lite forskning som beskriver hvordan disse vanlige effektbaserte tariffstrukturene påvirker lønnsomheten for solceller generelt og i Norge spesielt.

Hovedproblemstillingen i denne oppgaven er å analysere hvordan innføring av effektbaserte nettariffer vil påvirke lønnsomheten til private småskala solcelleanlegg i Norge. Denne hovedproblemstillingen analyseres gjennom følgende delproblemstillinger:

1. Hvordan påvirker solcelleanlegget netto forbruksprofil til en husholdning?
2. Hvor mye sparer en husholdning i årskostnad på et års strømforbruk som resultat av effektbaserte tariffmodeller?
3. Hvordan påvirkes solcelleanleggets lønnsomhet av ulike modeller for effektbasert nettariff?

I denne analysen har jeg valgt en litt annen struktur enn det som er vanlig. Analysen starter med et kapittel om regulering av nettariff i Norge som beskriver prinsipper for tariffing og aktuelle tariffer, forskning om effektbaserte tariffer sin effekt på forbruksvaner og samspillet mellom effektbasert tariff og solcelleanlegg. Etter dette kommer metodekapittelet som inneholder analysens datagrunnlag, annen relevant bakgrunnsinformasjon og forutsetninger i tillegg til fremgangsmåten til analysen. Videre følger resultater, diskusjon om metode og resultat og konklusjon. Analysene gjøres med utgangspunkt i forbruk og produksjon til et solcelleanlegg for en gjennomsnittshusholdning lokalisert i Oslo som beskrives nærmere i kapittel 3.

2 Regulering av nettariff i Norge

Norges strømnnett eies og driftes av i overkant av 100 nettselskaper. Nettet er delt inn i tre nivåer, sentralnettet, regionalnettet og distribusjonsnettet. Sentralnettet er som motorveier som frakter større mengder elektrisitet over lengre avstander, regionalnettet er som fylkesveier som fordeler denne elektrisiteten til distribusjonsnettet. Distribusjonsnettet er som lokalveier og leverer også elektrisiteten til alle boliger. Det er ikke samfunnsøkonomisk lønnsomt å bygge flere nettlinjler ved siden av hverandre for samme strekning, derfor har nettselskapene monopol i hvert sitt område (Olje- og energidepartementet (OED), 2008). I tillegg til å forvalte sentralnettet er Statnett systemansvarlig og har ansvaret for at det alltid er balanse mellom produksjon og forbruk slik at leveringskvalitet, inkludert frekvens, opprettholdes. Statnett har også ansvar for å stimulere kraftmarkedet slik at det fungerer optimalt og at kraftressursene blir brukt på en samfunnsøkonomisk effektiv måte (NVE, 2015e).

For at nettselskapene ikke skal utnytte monopolsituasjonen, reguleres nettariffen av Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE). Siden nettariffen er regulert, må nettselskapene forholde seg til flere vilkår for tariffene til sine kunder. Om nettselskapene vil ha en differensiert nettariff mellom kunder, må det begrunnes i nettforhold eller nettbruk (NVE, 2015c).

Nettselskapene begrenses av en inntektsramme for totale inntekter som NVE setter hvert år. Den varierer for de forskjellige nettselskapene ut fra faktorer som klima, topografi, alder på nettet og det relative kostnadsnivået til nettselskapet. Så lenge inntektsrammen blir innfridd, har nettselskapene frihet til å velge hvordan de vil utforme leddene i nettariffen (NVE, 2015c).

2.1 Nettariffstruktur

Nettariffen består av tre deler: et energiledd, et fastledd og effektledd. Energileddet skal dekke kundens løpende bruk av nettet og skal prinsipielt være lik den marginale kostnaden ved uttak av strøm. Fastleddet og effektleddet skal dekke de faste kostnadene nettselskapene har, i tillegg til å gi en avkastning på investeringene i nettet. Effektleddet er per i dag valgfritt å bruke for nettselskapene i Norge, og det brukes i hovedsak ovenfor næringskunder. Det finnes likevel effektledd i noen distribusjonsnett hvor alle har timesmåling (NVE, 2015b).

Dagens tariffmodell i Oslo

Dagens tariffmodell for husholdningskunder i Oslo er en energitariff bestående av et årlig fastledd og et energiledd for forbrukt elektrisitet. Denne tariffen kalles en flat tariff siden den ikke varierer noe over året. I 2017 var nettatariffen henholdsvis på 750kr/år og 0,46kr/kWh (Hafslund Nett, 2018). For en gjennomsnittlig husholdning med et forbruk på 20 000 kWh ga dette en årlig nettkostnad på 9 950 kr. Fordi tariffen ikke har et effektledd vil to husholdninger med like stort forbruk av elektrisitet få lik nettleie selv om effektbruken var forskjellig.

2.2 Nettariffmodeller

Målt effekttariff

Målt effekttariff består av et fastledd, et energiledd og et effektledd. I denne tariffen er energileddet marginaltapsbasert og effektleddet skal dekke mesteparten av kostnaden i nettleien. Dette gjør at kunden betaler for det effektuttaket som forbrukes innenfor den avregningsperioden som gjelder (time, døgn, uke, måned eller år). I denne tariffen er det ikke noe skille på om det høyeste effektuttaket korresponderer med topplasttimene i nettet (Hansen et al., 2017). Dette gjør at denne tariffen passer best til de kundene som har høyest effektuttak i systemets topplaster (Kirkerud et al., 2016).

Målt effekttariff kan også differensieres med årstidene, ved å ha forskjellig kostnad på effektleddet på sommeren og vinteren (Hafslund Nett, 2018). Dette vil kunne gjøre at kostnadene samsvarer bedre med topplasttimene i løpet av året. Innenfor Hafslund Nett sitt område er denne tariffmodellen i bruk for kunder med et høyere forbruk enn 100 000 kWh/år.

Real Time Pricing

Real time pricing (RTP) er en dynamisk tariff hvor tariffen har priser for hver time som skal reflektere den reelle balansen mellom tilbud og etterspørsel i markedet (Borenstein, 2005). En utforming som er blitt brukt er at RTP følger spotprisen og får høyere priser når det er høye spotpriser. Det er ofte høyt effektuttak i timene med høye spotpriser, slik at en del av systemkostnadene er dekket uten effektledd (Kirkerud et al., 2016).

Time of Use

Time of Use (ToU) er en energitariff hvor alle nettkostnader skal dekkes med et fastledd og et energiledd. Den baserer seg på at energileddet veksler mellom peak-perioder⁴ og off-peak-perioder⁵ med høyere kostnad i peak-periodene (Hansen et al., 2017). Denne differansen kan være i timesintervall som for eksempel med peak mellom kl.06-12 eller kl.17-19 og off-peak resten av dagen. Den kan være mellom dager, ved å ha en peak på hverdager og off-peak i helger (Ericson, 2006), eller den kan differensieres mellom sesonger, hvor man har peak-periode i vinterhalvåret og off-peak-periode i sommerhalvåret (Faruqui & George, 2002). Det finnes også ToU som har en kombinasjon av disse (Faruqui & Sergici, 2010).

Critical Peak Pricing

Critical peak pricing (CPP) er en tariff som har et effektledd som slår inn når nettet har en høy belastning, i tillegg til et fastledd og et energiledd. I denne tariffen legges det på en kostnad for høyeste effektuttak i kr/kW i de timene hvor nettet er høyt belastet. Disse timene blir bestemt på forhånd av systemoperatøren og utgjør de topplasttimene hvor belastningen av nettet er høyest (Kirkerud et al., 2016). Om tariffen skal belaste de timene med de 10% høyeste topplasttimene, må effektleddet gjelde for gjennomsnittlig 33 timer i året. Ved belastning av de 20% høyeste topplasttimene, må det belastes nærmere 400 timer. Sannsynligheten øker for at forbrukernes forbrukstopp korresponderer med systemenes topplasttimer når man har flere timer for beregning (Hansen et al., 2017). CPP kan legges til tariffmodeller som dynamiske tariffer og flat tariff for å øke kostnaden for uttak av effekt i topplasttimene i nettet (Kirkerud et al., 2016).

Abonnementstariff

Abonnementstariff fungerer i stor grad som et mobilabonnement: Fastleddet er en abonnementsavgift med en gitt effektgrense. Tariffen har også et energiledd som skal dekke marginalkostnadene ved bruk av nettet og et overbelastningsledd for forbruk som overstiger

⁴ Peak: perioder der flere ofte velger å bruke strøm eller effekt, slik at det samlede forbruket blir høyere enn normalt

⁵ Off-peak: Perioder der færre vanligvis bruker strøm eller effekt slik at det samlede forbruket blir lavere enn normalt

effektgrensen til abonnementet. Så lenge forbrukets effektuttak ikke overstiger den avtalte grensen, vil det ikke tilkomme overforbrukskostnader (Hansen et al., 2017).

2.3 Forbruk og nettariff

Å endre tariffmodellen kan være et virkemiddel for å kunne endre forbrukernes forbruksmønster. Redusert effektbruk kan gi lavere nettutbyggingskostnader. Flere studier ser på hvordan forbrukere endrer sine vaner når det innføres en mer effektbasert nettariff. Henley og Peirson (1998) viste, basert på data fra 150 husholdninger fra England og Wales i perioden april 1989 til mars 1990, at ToU-tariff til en viss grad kunne flytte effektbruk. Reduksjon ble kun oppnådd for dagtidsbruk og i hovedsak for elektrisitet til oppvarming. Husholdninger som i hovedsak brukte elektrisitet til annet generelt forbruk som matlaging og belysning ga ikke noen signifikant reduksjon med ToU. Det ble konkludert med at elektrisk forbruk til oppvarming hadde potensiale til å flyttes til perioder med lavere etterspørsel, men at dette vil være temperaturavhengig. Ved svært kalde perioder vil husholdninger prioritere varme fremfor å redusere nettleien.

Ericson (2006) analyserte effekten av tre forskjellige innføringer av ToU med utgangspunkt i data fra november 2003 til april 2004. ToU-nettariff med flat strømtariff reduserte 0,055 kWh/h ved en økning på 1 kr. ToU-nettariff med spotpris strømtariff uten lastkontroll reduserte 0,545 kWh/h, mens ToU-nettariff med spotpris strømtariff med lastkontroll gav en reduksjon på 0,077 kWh/h. Resultatet viste generelt liten respons til innføring av ToU-tariff. Individuelle tilpasninger ble ikke undersøkt, så resultatet er basert på gruppene som helhet.

Stokke et al. (2010) undersøkte forbrukerresponsen etter en innføring av målt effekttariff 443 husholdninger i Norge. Studien viste en effektreduksjon på 0,07-0,27 kWh/h når effektleddet var basert på effektuttak (kWh/h) mellom kl. 07 og 16 i månedene desember til februar. I gjennomsnitt var dette en reduksjon på 5-9%. Dette var uten påminnelser eller informasjon om når effekten ble målt, og det ble konkludert med at med mer informasjon ville reduksjonen vært større.

Herter og Wayland (2010) så på hvordan 483 husholdninger i California responderte på en CPP mellom juli og september i 2004. Forskerne fant en tydelig reduksjon i forbruket til husholdningene. Husholdningene med høyest forbruk reduserte mest i mengde, men ikke mest i prosent. Det var først og fremst forbruk som enkelt kunne flyttes fra toppplasttimene som husholdningene endret.

Faruqui og Sergici (2010) tok for seg 15 forsøk med dynamisk prising med ToU og CPP fra USA, Canada og Frankrike i perioden 1996 til 2007. De konkluderte med at ved ToU ble effekttoppene redusert med 3-6% i peak-periodene, mens ved innføring av CPP-tariff kom reduksjonen opp i 13-20%. For eksperimentene med CPP kunne fjernstyring av elektriske apparater få reduksjonen opp i 27-44%.

Bartusch et al. (2011) undersøkte hvordan husholdninger responderte på å ha en effektbasert nettariff i motsetning til en energibasert nettariff. Utgangspunktet var et pilotprosjekt i Sverige med 500 husholdninger i perioden 2005 til 2008. Det var tre perioder i løpet av dagen med forskjellig effektprising, hvor en periode ble ansett som peak med høye priser, off-peak med lave priser og en periode på natten hvor det var gratis å bruke effekt. Pilotprosjektet viste at husholdningene endret sitt konsum av elektrisitet og effekt med unntak av én familie. Prosjektet konkluderte med at nettariffen endret forbruk, men at tariffen ble satt for lavt slik at alle tjente på den nye tariffen uavhengig om de endret forbruk eller ikke.

I en studie basert på data fra november 2007 til februar 2008 i Canada, kom Woo et al. (2013) frem til at en innføring av en tariffstruktur som ToU eller CPP gjør at forbrukerne endrer forbruket fra peak- til off-peak-perioder. Forbrukerne som hadde mulighet til å fjernstyre energibruken til husholdningsartikler hadde en større mengde forbruk som ble flytte til off-peak-periodene.

Sintef undersøkte abonnert effekttariff på Hvaler og Steinkjer i 2013 og 2014, hvor resultatet viste en tydelig endring i forbruksvaner. Både maks effektuttak og topplasten ble redusert for de fleste, men det var også husholdninger som ikke endret forbruksvaner. Det kunne se ut som prosjektet sitt varighet kunne påvirke endringslysten og at mot slutten av testperioden kom ett «trettthetsfenomen» i Steinkjer (Engan & Kristofferse, 2014).

Disse studiene viser at forbrukere som oftest responderer med å endre forbruket sitt ved en innføring av en effektbasert nettariff. Denne endringen bidrar med en reduksjon i effekttoppene til husholdninger. Hvor stor denne reduksjonen er, varierer fra studie til studie og enkelte studier viser også at endringen er marginal. Selv om det er reduksjon i effekttopper ved effektbasert tariff, kan det være usikkert om årets topplasttime vil bli vesentlig redusert dersom det er en vinter med lave temperaturer. ToU-kostnaden i de kaldeste timene kan vike for ønsket om komfort. Det er kanskje større mulighet for å redusere topplaster med CPP som kan redusere effekttoppene i større grad enn ToU, eller med bruk av forbrukerfleksibilitet som fjernstyring av elektriske apparater.

2.4 Effekttariff og solceller

Samspillet mellom effektbaserte nettariffer og lønnsomhet for solceller i Norge er analysert i Askim (2016) sin masteroppgaveannet. Askim (2016) bygger DeVID prosjektet til Sintef. Det ble konkludert med at abonnements-tariff ga en bedre omfordeling av kostnadene mellom forbrukere, men at virkningen på egenprodusert energi er uheldig med denne tariffmodellen om ikke forbrukerne tilpasser forbruket sitt. Selv om Askim (2016) er den eneste analysen i Norge finnes det forskning på nettariffer, effekttopper og solcelleanlegg i USA og Australia.

I USA undersøkte Mills et al. (2008) hvordan ulike nettariffer påvirker lønnsomheten for solceller hos kommersielle kunder i California. Tariffstrukturene som ble brukt var ToU, flat- eller sesongvariasjonstariff. Tariffene hadde enten månedlig eller daglig avregningsperiode. I analysen kom det tydelig frem at tariffstrukturer som baserte seg på ToU-tariffer med liten eller ingen effektledd ga den største fordel for kundene med installert solceller. Den viste også at en høy spredning mellom peak-priser og off-peak-priser gir en større lønnsomhet for solceller enn flate eller sesongbaserte tariffer. I tillegg viste studien at en effekttariff med daglige avregningsperioder er mer fordelaktig enn effekttariffer som avregnes på en månedlig eller årlig basis.

I en undersøkelse på tvers av USA i 2009, bruker Ong et al. (2010) simulert solcelleproduksjon og forbruk for å undersøke hvordan forskjellige nettariffer ville påvirke lønnsomheten for solcelleanlegg. Tariffstrukturene som ble inkludert var målt effekttariff, flat tariff, ToU og tariffer med sesongvariasjon. Forskerne kom frem til at nytten for kunder med solcelleanlegg øker med reduksjon i effektleddet. Her konkluderes det med at det mest fordelaktige for solcelleanlegg er en ToU-basert energitariff. I tillegg er det fordelaktig om peak-periodene korrelerer med solcelleproduksjonen og om det er stor forskjell mellom peak-priser og off-peak-priser.

Glassmire et al. (2012) tok utgangspunkt i en case-studie fra Universitetet i Colorado og undersøkte hvordan et solcelleanlegg kunne redusere universitetets effektbehov. Resultatet var en overraskende liten reduksjon i effektbehov. Hypotesen om at energiproduksjon fra solcelleanlegg og forbruk av kjøling burde korrelere og at solcelleanlegg reduserer effekttoppene i tillegg til energibehovet ble bevist å være uriktig. Resultatet viste likevel en klar reduksjon i effekttoppene på dagen mellom kl. 08 og kl. 16. Selv om de påviste en stor reduksjon i dette tidsrommet var det fortsatt en høy etterspørsel etter effekt i tiden etter kl.16, noe som førte til at reduksjonen i effekttoppen i løpet av en dag var liten. Dette vil variere i

løpet av året med forbruk og i forhold til solforhold. Dersom effekttoppene er utenom tiden når solen skinner vil ikke solceller kunne bidra til redusert maksimalt effektbehov. Det ble konkludert med at en nettariff reduserte lønnsomheten til solcelleanlegg.

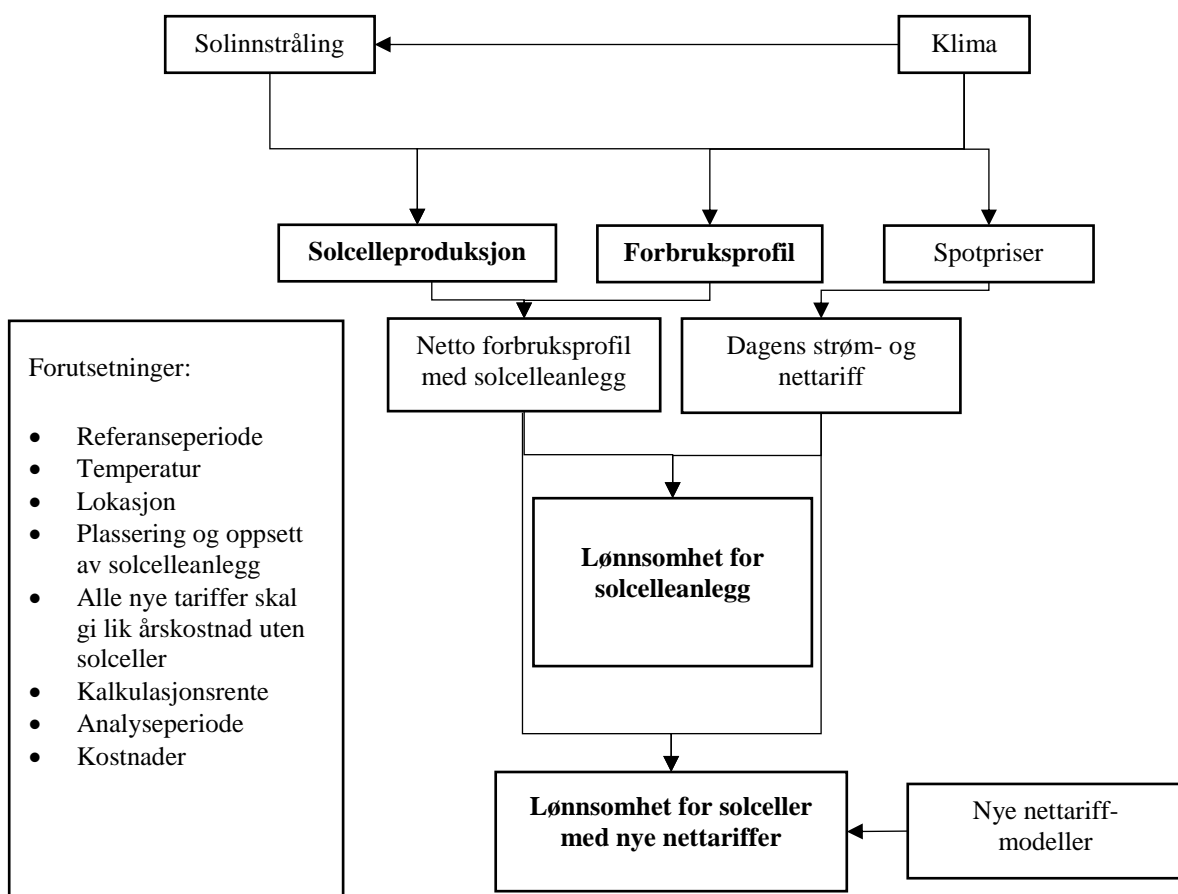
Park og Lappas (2017) undersøkte hvordan solcelleanlegg med og uten et 12 kWh batteri kunne redusere effektbehovet i husholdninger. Studien tok utgangspunkt i en karakteristisk elektrisitetsetterspørsel for en husholdning i Australia med de eksisterende effekttariffene som hadde månedlig eller årlig avregningsperiode. Det ble brukt simulert solcelleproduksjonen for et solcelleanlegg med fast helningsvinkel. Resultatet viste at produksjonen fra et solcelleanlegg uten batteri ga en reduksjon i effekttopper på 0,05-1,51%. Konklusjonen var at solcelleanlegg har en begrenset mulighet for reduksjon i effekttopper. I en eksempeluke fra januar kan solcelleanlegget begrense effekttoppene med opp mot 50%, men på dager med lavest produksjon er det nødvendig å få levert nesten hele effektbehovet fra nettopperatøren. Når solcelleanlegget kobles med batteri på 12 kWh er resultatet noe bedre. I et system som inkluderer batteri vil effekttoppene reduseres med 1,36- 3,53%.

Forskningen viser at dynamiske tariffstrukturer som ToU er gunstigere for lønnsomheten til solceller enn flatere tariffer og at et batteri som kan flytte produksjonen vil øke lønnsomheten. Lønnsomheten derimot reduseres ved et økende effektledd eller om solcelleproduksjonen ikke korrelerer med peak-periodene. Resultatene viser at solcelleanlegg vil kunne bidra til å redusere effekttoppene, men at det selv i solfylte områder er lite sannsynlig at effekttoppene vil ha en stor gjennomsnittlig reduksjon og at topplasttimene vil reduseres. Studiene utenfor Norge har en annen solinnstråling i Norge og de har et forbruk hvor elektrisitet brukes i mindre grad til oppvarming, derimot har kjøling den største delen av elektrisitetsforbruket for husholdninger (U.S. Energy Information Administration (EIA), 2019). Selve forbruksprofilene ligner likevel på Norge sine og siden Norges effekttopper i nettet i stor grad settes av det el-spesifikke forbruket kan denne forskningen likevel være relevant.

3 Metode

3.1 Metodeoversikt

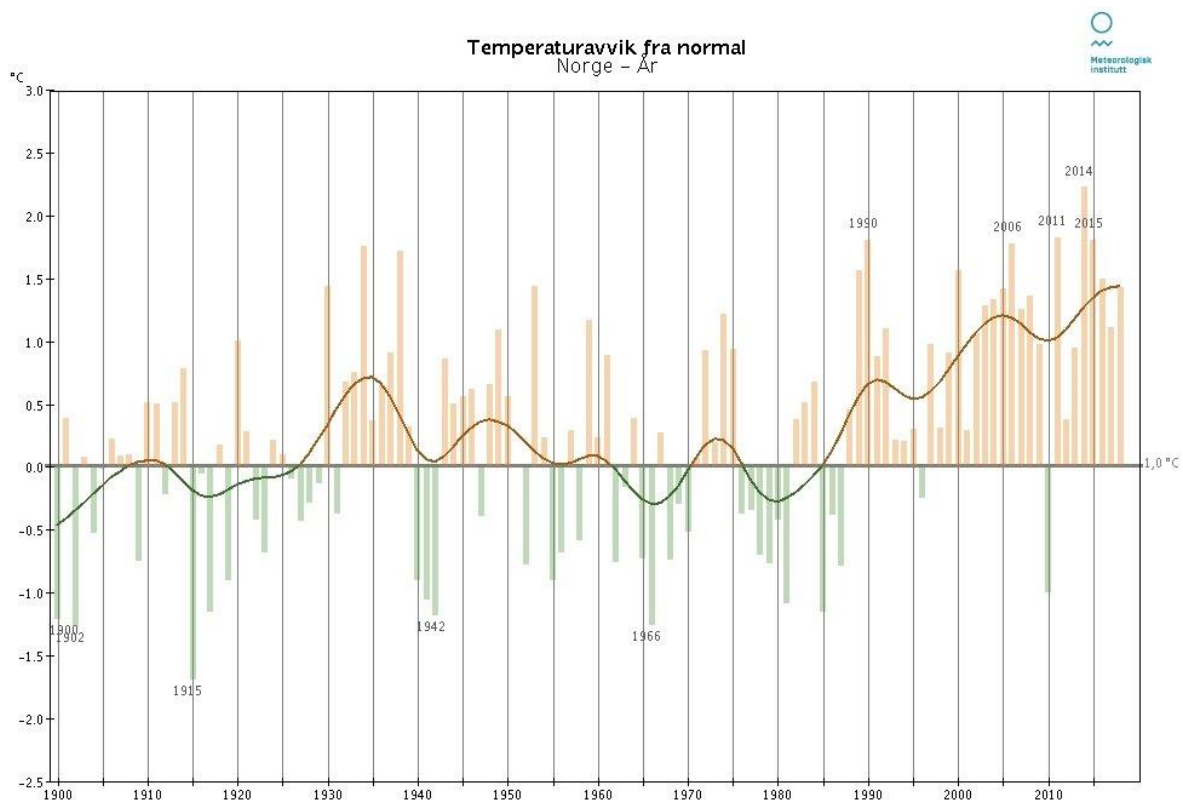
Figur 1 viser fremgangen i metoden. Analysen tar utgangspunkt i en case for en typisk privat husholdning i Oslo for en referanseperiode på et år. Klima og døgntemperatur er grunnlag for generering av forbruksprofiler for referanseperioden. I denne referanseperioden vil årets reelle solcelleproduksjon fra anlegget på taket til Multiconsult bli brukt som et utgangspunkt. Spotpris, strømtariff og de ulike nettariffene gir forskjellige årskostnader for den angitte forbruksprofilen. Resultatene for tariffene blir sammenlignet med dagens tariff for å se hvor mye nettkostnaden og den totale årskostnaden endrer seg ved endring av nettariff. Dette resultatet blir grunnlaget for lønnsomhetsberegninger over levetiden til anlegget for å se hvordan lønnsomheten for solceller påvirkes av forskjellige tariffstrukturer.



Figur 1 Metodeoversikt

3.2 Klima og valg av referanseår

Både elforbruk i husholdningene og produksjonen i et solcelleanlegg påvirkes av været. Meteorologisk institutt har detaljert oversikt over været i Norge, og det er perioden mellom 1961 og 1990 som brukes for å anslå gjennomsnittlig normal temperatur. Denne gjennomsnittlige temperaturen blir kalt «normalen» som de årlige temperaturmålingene og nedbørsmengdene sammenlignes med (Meteorologisk institutt, 2017). Klimaet har holdt seg stabilt rundt normalen frem til 1980-tallet. Deretter øker den årlige middeltemperaturen i større grad enn tidligere, se figur 2 (Meteorologisk institutt, 2019a).



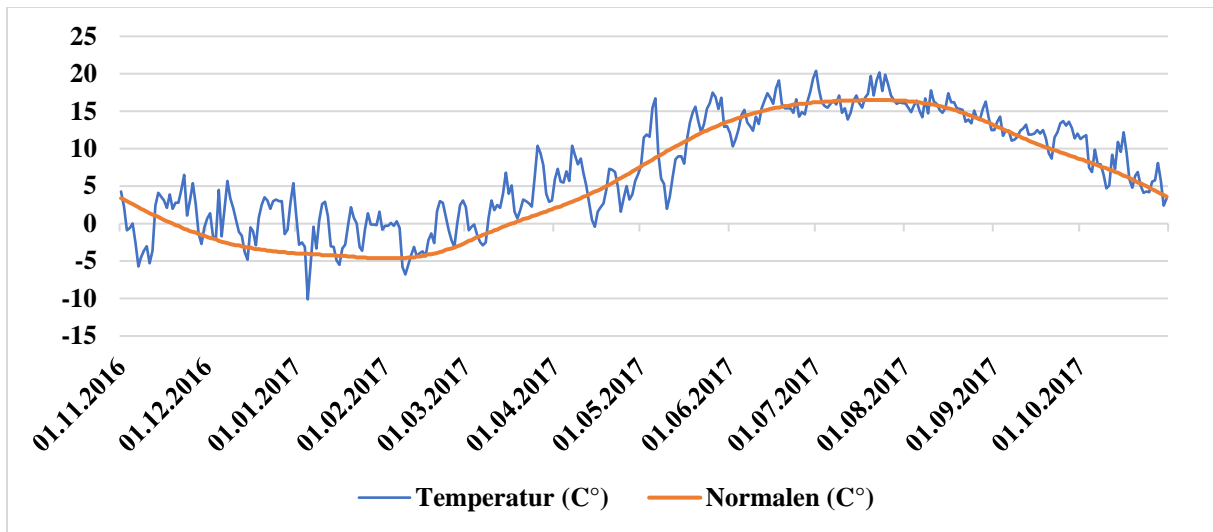
Figur 2 Temperaturavvik fra normalen ved 0 (Meteorologisk institutt, 2019a)

Innenfor disse variasjonene over år, er det sesong- og månedsvariasjoner som er nærmere normalen enn andre år. I løpet av solcelleteknologien sin vekst er 2017 et av årene nærmest normalen (Meteorologisk institutt, 2019b).

Klimaet 2017

I analysen er det tatt utgangspunkt i perioden fra november 2016 t.o.m. oktober 2017. Året 2017 er brukt som utgangspunkt for analysen siden sommerhalvåret er nærme normalen uten store avvik. I 2017 var det i månedene april til september kun avvik på mellom +0,2 og -0,1 grader i forhold til normalen ved månedsgjennomsnitt (Meteorologisk institutt, 2019b).

Perioden inkluderer november og desember 2016 på grunn av manglende data fra solcelleanlegget fra slutten av 2017. Figur 3 viser daglig differanse i temperatur mellom referanseperioden og normalen.



Figur 3 Døgntemperatur over referanseperioden i forhold til normalen ved Blindern i Oslo

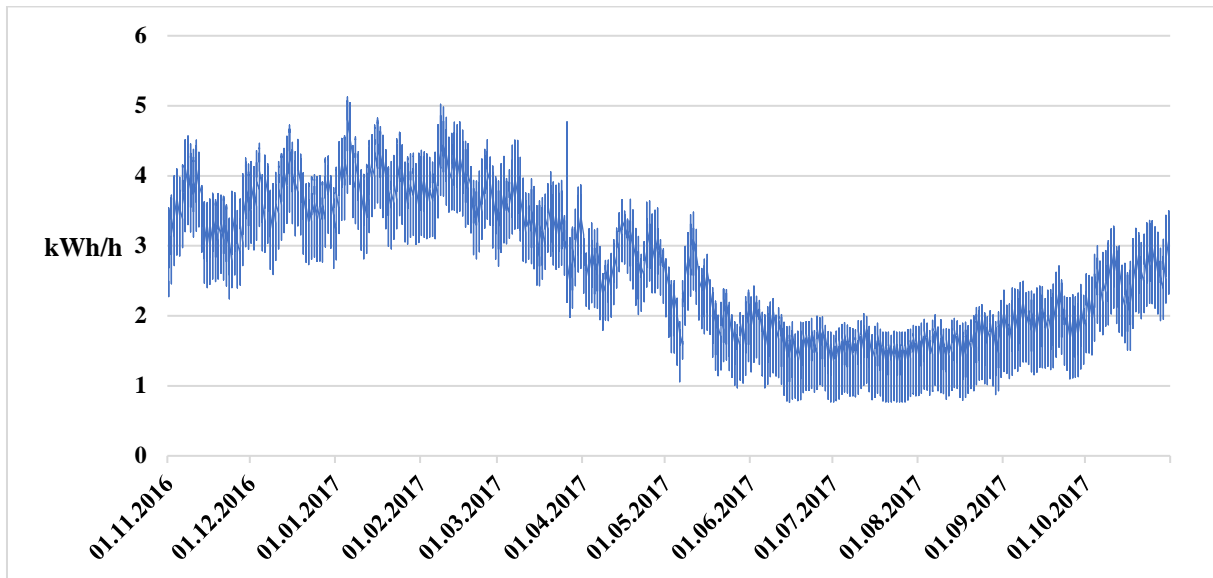
Temperaturmålingene er gjort ved Blindern i Oslo. Det forutsettes at været, produksjonen og forbruksprofilen er gjeldene som et gjennomsnitt for hele Oslo selv om det kan forekomme lokale forskjeller.

Det forutsettes at november 2016 til oktober 2017 er et representativt år for gjennomsnittlig solcelleproduksjon og forbruk.

3.3 Forbruksprofilen

Forbruksprofilen er basert på et datasett med 600 husholdninger i Ringerike fra 2013 til 2014 (Kipping & Trømborg, 2015). Datasettet er basert på flest eldre eneboliger som gjør at forbruksprofilen er en mer nøyaktig fremstilling av forbruket til eldre eneboliger enn nyere boliger eller leiligheter. Det er brukt en regresjonsmodell til å generere gjennomsnittlig timesforbruk (kWh/h) pr dag basert på gjennomsnittlig døgntemperatur (Kipping, 2019). Dette gjør at gjennomsnittlig effekt per time (kWh/h) vil være det samme som gjennomsnittlig timesforbruk.

Forbruksprofilen (figur 4) som blir brukt videre er basert på en gjennomsnittlig husholdning på to voksne og to barn i Oslo. Døgntemperaturserien som blir brukt går fra 1. november 2016 til 31. oktober 2017 ved Blindern sin målestasjon (se vedlegg 1). Temperaturene er hentet fra eKlima.no som er driftet av Meteorologisk Institutt.



Figur 4 Forbruksprofil over referanseperioden for en gjennomsnitts husholdning basert på to voksne og to barn

Forutsetninger

En husholdning på to voksne og to barn blir brukt som grunnlag for analysen og det forutsettes at dette er en gjennomsnittlig representativ forbruksprofil og at husholdningen ikke har el-bil eller annet utstyr som er spesielt effektkrevende. Det forutsettes videre at det ikke er store avvik mellom gjennomsnittlig effekt og maks effekt over en time, og at effekttoppene samsvarer med systemets topplaster.

Det antas at denne forbruksprofilen er en representativ forbruksprofil som kan brukes til å estimere nettariffenes kostnadsledd og at dette vil dekke nettopperatørens driftskostnader.

3.4 Solcelleproduksjon og solcelleanlegg

Optimering av solcelleanlegg i Norge

En viktig parameter for produksjonen fra solcelleanlegg er hvilken vinkel solen har når den treffer solcelleflaten. Når solstrålen treffer flaten med 90° vinkel, har solstrålen kortest reisevei og høyest energiinnhold. Siden vinkelen som solstrålen treffer solpanelet på er

avgjørende for produksjon, er asimut-vinkel⁶ og helningsvinkelen til solcellemodulene viktig for produksjonen. Asimut-vinkelen avgjør når på dagen produksjonen har sitt maksimum. Solinnstrålingen har sitt maksimum når solen står høyest på himmelen. Dette gjør at for å få flest kWh produsert fra anlegget burde retningsvinkelen være rett sør. Retning sør betegnes med en asimut-vinkel på 0°. Ved en vinkel mot øst angis asimut-vinkel med minusgrader og en forflytning av produksjonstoppen mot morgenen. Mot vest angis asimut-vinkel med plussgrader og en forflytning av produksjonstoppen mot ettermiddagen. Dette gjør at retningsvinkelen kan bestemmes etter når på dagen produksjonen skal optimeres til forbruket. Dette gjelder spesielt solcelleanlegg uten batteri, hvor det kan være mer ideelt å tilpasse vinklene for produksjon til forbruket (Messenger, 2010).

Helningsvinkelen er den vinkelen modulen har i forhold til bakkenivå. I Norge gir en mer horisontal vinkel høyere produksjon om sommeren og en mer vertikal vinkel gir en best mulig produksjon i vinterhalvåret når solen står lavere. I Norge ligger den faste helningsvinkelen som maksimerer produksjonen på opp mot 90° om vinteren, rundt 60° på høsten og våren, og på 20-40° på sommeren. Dersom anlegget ikke kan endre vinkel gjennom sesongen, vil helningsvinkelen bestemmes etter når på året produksjonen skal optimeres (Messenger, 2010).

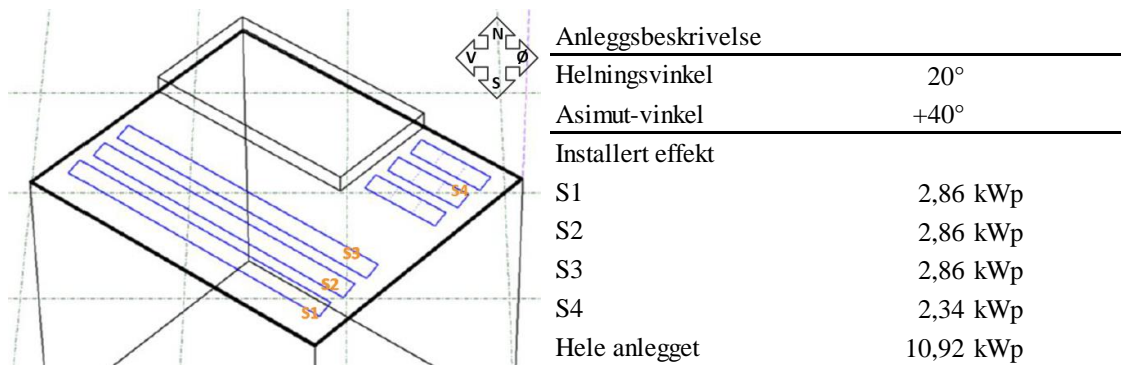
Norge ligger langt fra ekvator og solinnstrålingen er relativ lav i forhold til sørligere områder. Likevel er produksjonen fra solceller bedre enn forutsatt i Norge, spesielt på våren og høsten når temperaturen er lavere. Dette er fordi virkningsgraden til solceller er påvirket av temperatur, i tillegg materialer og moduloppbygning. Virkningsgraden til solceller vil ha en økning i effekt med 8% om solcellenes overflatetemperatur reduseres med 20° C (Hofstad, 2019).

Størrelse på anlegget som blir installert hos husholdninger varierer oftest mellom 2-5 kWp (Solcellespesialisten, 2019b). Størrelsen som installeres vil være estimert med bakgrunn i behov, investeringskapital, risiko, avkastningskrav og batterikapasitet. Størrelsen som vanligvis gir kortest tilbakebetalingstid for et forbruk på 25 000 kWh er et solcelleanlegg med en størrelse på 3-4 kWp (Solcellespesialisten, 2019a).

⁶ Asimut-vinkel er retningsvinkelen anlegget har. Den himmelretning anlegget orienteres mot.

Solcelleanlegget på Multiconsult

Solcelldataene er hentet fra solcelleanlegget på taket til Multiconsult sitt hovedkontor på Skøyen, se figur 5. Anlegget ble satt opp i 2016 og har en installert effekt på 10,92 kWp. Anlegget består av 42 moduler som gir en installert effekt på 0,26 kWp/modul. Anlegget er rettet mot sør-vest med en asimut-vinkel på + 40° og solpanelene har en helningsvinkel på 20°. Asimut-vinkelen gjør at solcellene har høyest produksjon på ettermiddagen istedenfor når solen står høyest på himmelen. Ved en helningsvinkel på 20° vil solcellene fange mer av solstrålene når solen står høyere på himmelen om sommeren i motsetning til når den står lavere på himmelen om vinteren. Installasjonen er konstruert slik at de panelene som ligger bak andre får refleksjonsståler når solen står opp bak panelene og skaper refleksjon i ryggen på panelene.



Figur 5 Solcelleanlegget på taket til Multiconsult

Anlegget er delt i fire enheter; S1, S2, S3, S4. De tre første strengene har 11 solcellemoduler hver og er koblet til hver sin vekselretter. Hver av strengene har en installert effekt på 2,86 kWp.

Multiconsult sitt anlegg er et stort solcelleanlegg, og for å analysere det til privat bruk er det nødvendig å dimensjonere anlegget ned. Det antas at produksjonen for et mindre anlegg med en installert effekt på 3,3kWp vil tilsvare 30% av produksjonen fra anlegget til Multiconsult.

For denne analysen settes installert effekt til 3,3 kWp for solcelleanlegget. I forhold til forbruket er dette en standardstørrelse som gjør at den største delen av den produserte strømmen blir brukt for å dekke eget forbruk (Solcellespesialisten, 2019a).

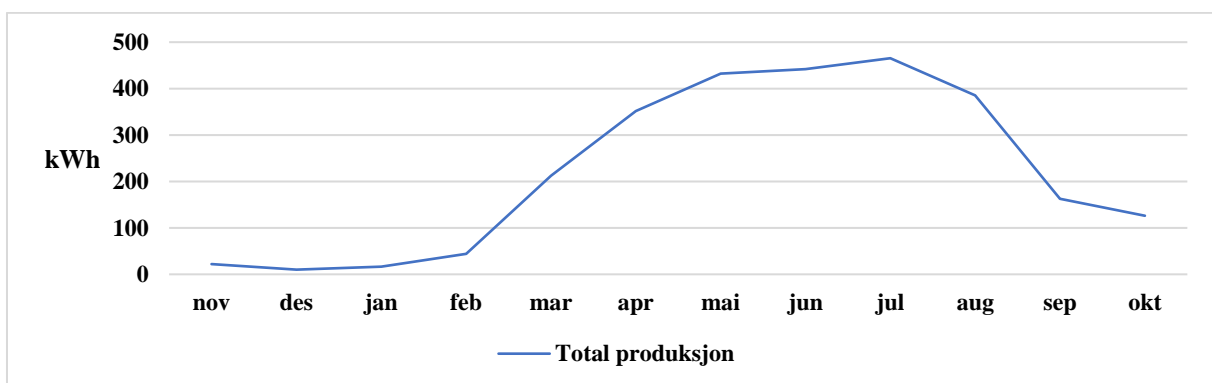
Modulene som ble installert på Multiconsult var IBC Solar sin modell polysol 260 CS. Vekselretteren som ble installert var StecaGrid 3010x. Solcelleanlegget kom på plass i 2016 og i perioden til 2019 har solcellemodulene fått oppgraderte modeller. Investeringskostnadene

som blir brukt i modellen er for de nye modellene, og det antas at et anlegg med installert effekt på 3,3 kWp med IBC Solar sin nye modell polysol 275 CS5 gir samme produksjon som 3,3 kWp av Multiconsult sitt anlegg.

Det forutsettes at produksjonen fra et flatt tak vil ha samme refleksjon som de to første radene med solcellepaneler på anlegget til Multiconsult. Det forutsetter også at all solcelleproduksjon som ikke blir brukt til å dekke eget forbruk vil bli solgt til spotpris i markedet. I de timene dette skjer vil husholdningen ikke ha noen kostnader i forbindelse med strøm- eller nettariff.

3.5 Produksjonsprofilen

I modellen blir produksjon fra S_1 brukt til å lage produksjonsprofilen for den tenkte husholdningen. Produksjonen fra anlegget blir registrert i 5 min. intervaller. For å få en timesprofil blir effekten for 5 min. intervallene summert for hver time og gjort om til et gjennomsnitt over hver time. Siden det er den gjennomsnittlige effekten som blir brukt over en time gir dette kWh/h. Produksjonsprofilen (figur 6) viser hvor stor produksjon et solcelleanlegg har på et skrått hustak med 20 grader helningsvinkel mot sørvest.



Figur 6 Produksjonsprofil for anlegget på 3,3 kWp med total produksjon per måned

3.6 Tariffmodeller

Nettariffene som blir brukt i analysen av solceller er utviklet på bakgrunn av at forbruksprofilen med kun elektrisitet til oppvarming blir brukt som en gjennomsnittlig forbruksprofil som kan brukes til å estimere nettariffene. Dette vil si at alle nettariffene vil gi samme nettkostnad som dagens nettariffen uten endring i forbruket. Det faste leddet er likt for alle tariffene. Den flate tariffen viser nettleie nivået i 2017.

Flat tariff

Formelen for den flate nettariffen som brukes for å kalkulere årlig kostnad for nettleie er:

$$\text{Årligkostnad} = \text{fastledd} + \text{kr} / \text{kWh} * \text{kWh}$$

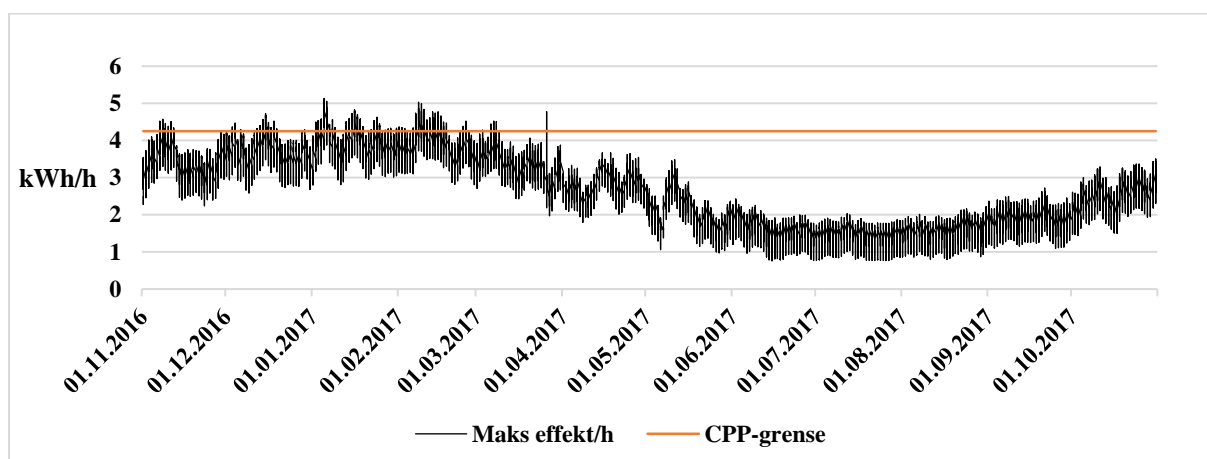
Prisene som blir brukt er basert på Hafslund Nett sine priser for private kunder i 2017 (Hafslund Nett, 2018). Som vist i tabell 1 er det faste leddet satt til 750 kr/år og energileddet er satt til 0,46 kr/kWh.

Tabell 1 Flat tariff

Tariffstruktur	Beskrivelse	Fastledd	Energitariff	Effekttariff
Flat tariff	0-alternativ	750kr/år	0,46 kr/kWh	ingen

Flat tariff + Critical peak pricing

Denne tariffen blir i hovedsak beregnet på samme måte som flat tariff, med den forskjellen at den har et effektledd i tillegg. Effektleddet gjelder for makseffekt per time når forbruket overstiger CPP-grensen. Som figur 7 illustrerer, er denne grensen satt slik at den kun aktiveres ca. 5% av årets timer (Hansen et al., 2017; Kirkerud et al., 2016). Det blir derfor antatt at grensen ligger på 4,25 kW og at kostnaden for energileddet og for effektleddet ligger på 0,42kr/kWh/h, se tabell 2.



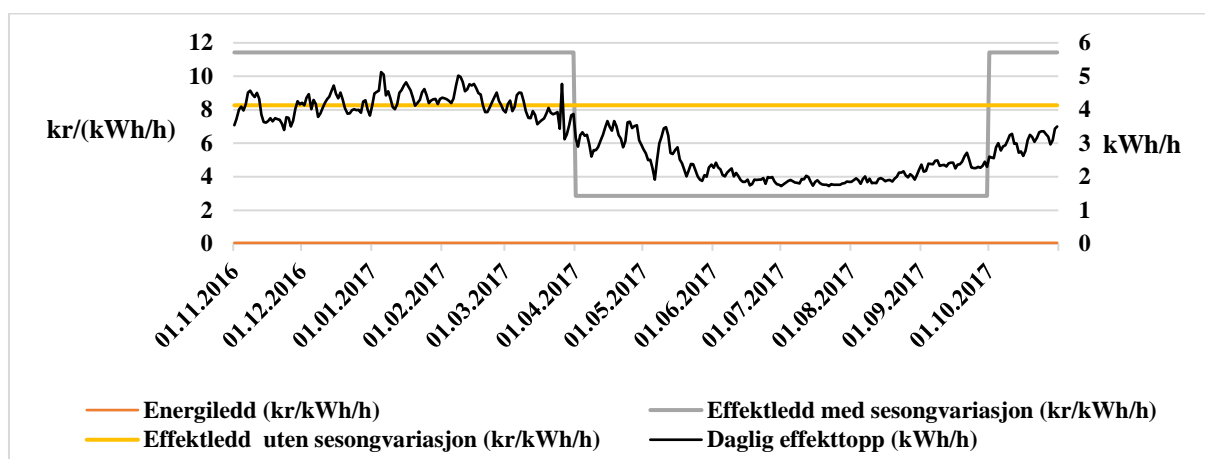
Figur 7 Periodene CPP vil gjelde vises over CPP-grensen

Målt effekttariff

Målt effekttariff har et energiledd som skal gjenspeile marginaltapskostnaden i nettet og settes til 0,05 kr/kWh (Hansen et al., 2017). For at effektleddet skal dekke den resterende kostnaden og gi en lik årskostnad som de andre tariffene, er dette leddet estimert til 8,27 kr/kWh/h per dag som vist i tabell 2 og figur 8. Beregning av årskostnaden for nettariffen er summen av fastleddet + energileddet ganget med totalt energiforbruk + effektleddet ganget med høyeste registrerte kWh/h per dag for alle dagene i perioden.

Målt effekttariff med varierende sesongtariff

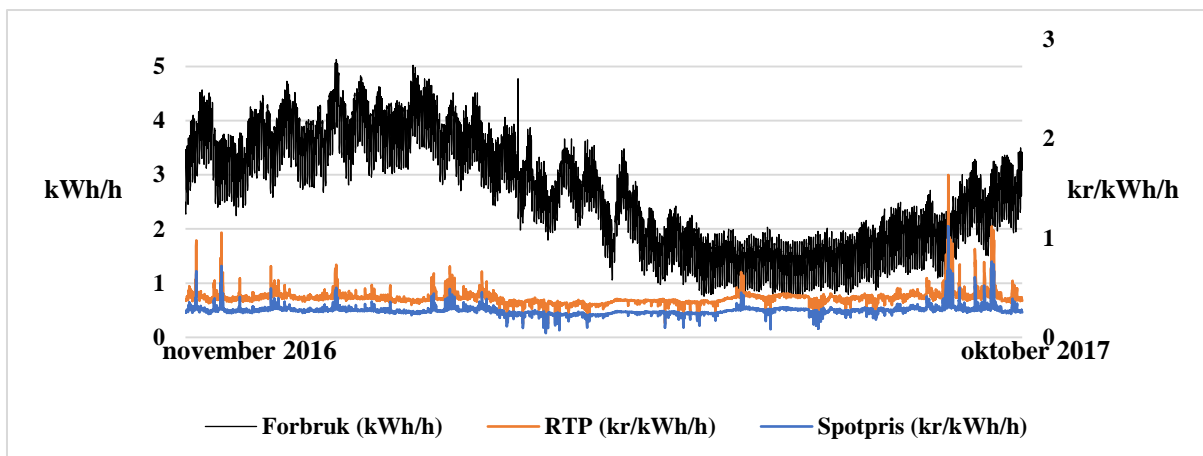
Denne effekttariffen har også et energiledd som settes til 0,05 kr/kWh. Sesongstrukturen er basert på Hafslund Nett(2018) sin effekttariff for bedriftskunder, men noe forenklet. Som figur 8 viser har effekttariffen et høyere effektledd i månedene oktober til mars på 11,43 kr/kWh/h_{maks} per dag og et lavere effektledd de resterende månedene på 2,86 kr/kWh/h_{maks} per dag (tabell 2).



Figur 8 Målt effekttariff med og uten sesongvariasjon i forhold til forbruket over et år

Real-time pricing

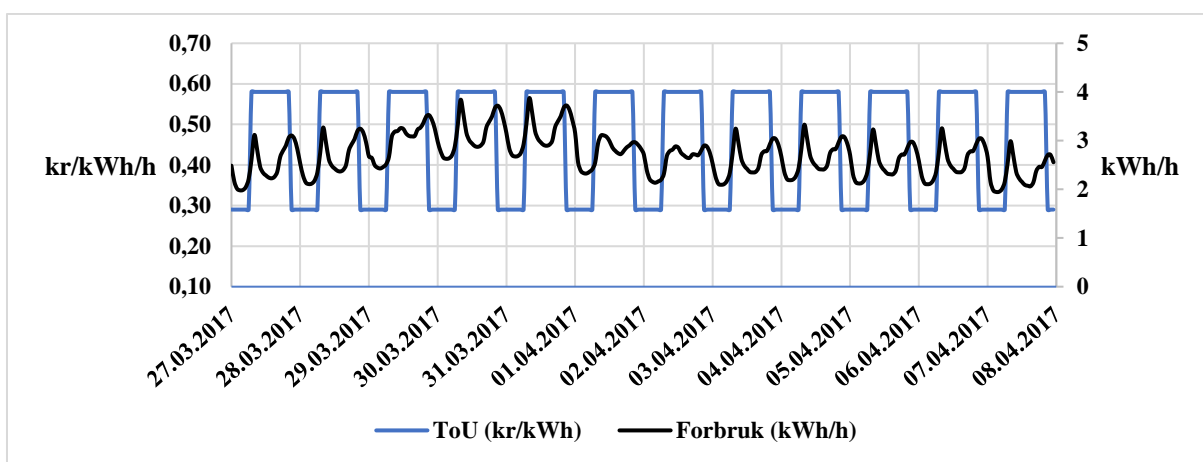
Årskostnaden for denne tariffen blir beregnet ved å ta kWh/h ganget med spotprisen*faktor for hver time (Kirkerud et al., 2016). RTP følger spotprisen og spotprisen er ganget med en faktor for at årskostnaden skal komme på samme nivå som de andre tariffene. Faktoren er satt til 164% og spotprisene er f.o.m. november 2016 t.o.m. desember 2017. Figur 9 viser hvordan RTP-tariffen følger spotprisene og i hvilke perioder RTP samsvarer med forbruket.



Figur 9 RTP tariffstruktur og forbruk

Time of Use med peak pricing

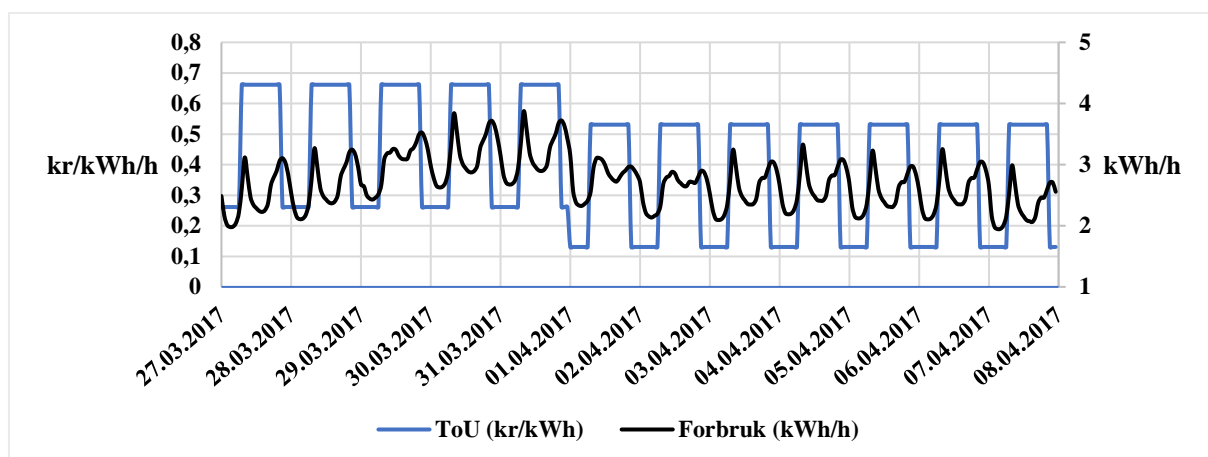
Peak timene er satt f.o.m. kl. 07.00 t.o.m. kl. 20.00. Timene mellom kl. 07.00 og kl. 20.00 inkluderer de timene hvor forbruket per time er høyest gjennom året. Denne energitariffen ganger peak-prisene med forbruket i peak-periodene og off-peak prisen med forbruket i off-peak periodene i løpet av året. Tariffleddene er satt til henholdsvis 0,58kr/kWh i peak-periodene og 0,29kr/kWh i off-peak periodene som vist i figur 10.



Figur 10 Eksempelperiode som viser når forbruket har en høyere tariff

Time of Use med peak pricing med varierende sesongtariff

Denne tariffen er basert på den forrige ToU tariffen og har samme peak-begrensning per døgn, f.o.m. kl. 07.00 t.o.m. kl. 20.00. I tillegg har perioden oktober til mars har et høyere effektledd enn perioden april til september. I peak-periodene har effektleddet ett tillegg på 0,40kr/kWh. Dette gjør at i perioden april til september er off-peak prisen 0,13kr/kWh og peak-prisen 0,53kr/kWh, og i perioden oktober til mars er prisene henholdsvis 0,27kr/kWh og 0,67kr/kWh som vist i figur 11.



Figur 11 Eksempelperiode i overgangen mellom sesonger som viser når forbruket har en høyere kostnad

Tabell 2 Sammendrag av nettariffene

Tariffstruktur		Energiledd	Effektledd	Beskrivelse
Flat tariff	0-alternativ	0,46 kr/kWh	ingen	Lik kostnad uansett tid hele året
Flat + CPP	Flat tariff med Critical Peak Pricing	0,42 kr/kWh	0,42 kr/kWh/h	I de timene med effektuttak over 4,25 kWh/h gjelder effekttariffen for hele uttaket
Målt	Målt effekttariff	0,05 kr/kWh	8,27 kr/kWh/h	Effekttariffen gjelder for høyeste effektuttak per dag
Målt sesong	Målt effekttariff med sesongvariasjon	0,05 kr/kWh	11,43 kr/kWh/h _{vinter} 2,86 kr/kWh/h _{sommer}	Effekttariffen gjelder for høyeste effektuttak per dag
RTP	Real Time Pricing	spotpris*164%	ingen	Tariffen følger spotprisen og har høye priser når kraftsystemet har høye priser.
ToU	Time of Use	0,58kr/kWh _{Peak} 0,29kr/kWh _{Off-peak}	ingen	I timene som anses som peak-periodene (07-20) er tariffen dobbelt så høy som off-peak-periodene
ToU sesong	Time of Use med sesongvariasjon	0,53kr/kWh _{Peak, sommer} 0,13kr/kWh _{Off-peak, sommer} 0,67kr/kWh _{Peak, vinter} 0,27kr/kWh _{Off-peak, vinter}	ingen	I timene som anses som peak-periodene har tariffen et tillegg på 0,40 kr/kWh i tillegg til energitariffen i off-peak-periodene. Off-peak tariffen er dobbelt så høy på vinteren.

Forutsetninger

Det forutsettes at forbruksprofilen er et representativt gjennomsnitt for alle husholdninger. Derfor forutsettes det at netteieren vil få dekket alle sine kostnader når denne forbruksprofilen blir brukt til å bestemme nivåene på alle tariffstrukturene. Siden fastleddet er likt for alle tariffstrukturene og ikke vil bli påvirket av installasjon av solceller blir disse kostnadene ikke tatt med i videre beregninger. Det er vanlig at netteiere endrer tariff 1. januar. Det forutsettes at tariffene ikke endres i referanseperioden.

3.7 Strømpris

For å beregne hvor mye som spares på strømregningen, er det tatt utgangspunkt i Hafslund Strøm sitt abonnement «Strøm». Abonnementet «Strøm» er det mest kjøpte abonnementet fra Hafslund Strøm og det følger spotprisene time for time. Forbrukerrådet (2019) viser at dette er et gjennomsnittlig dyrt abonnement. Abonnementet har en fast månedspris på 59,90 kr og i tillegg til spotpris per kWh kommer et tillegg på 6,95 øre/kWh (Hafslund Strøm, 2019a).

$$\text{Årskostnad} = \text{fastledd} + \sum_{t=1}^{8760} (\text{spotpris}_t \times \text{kWh}_t) + (0,0695 \text{kr} / \text{kWh} \times \text{kWh}_t)$$

Forutsetning

Siden den faste årskostnaden er lik for alle tariffer og ikke vil bli redusert med solcelleanlegget, vil denne bli sett bort fra i videre beregninger. Det forutsettes at denne strømvartalen også eksisterte i 2017 med et likt prisnivå og at det ikke skjer en prisjustering fra 1. januar 2017.

Forbrukeravgiften på strøm settes til 16,32 øre/kWh (Skattedirektoratet, 2017). Det antas at merverdiavgiften settes til 25% av strøm- og nettleien inkl. forbrukeravgift (Hafslund Strøm, 2019b).

3.8 Årskostnad

For å finne årskostnaden for de forskjellige tariffene vil strømtariffen, nettatariffen, avgift og mva. bli beregnet for forbruket over et år i perioden november 2016 til oktober 2017. Forbruket av energi med gjennomsnittlig effekt per time vil bli brukt som grunnlag. Kostnadene blir beregnet for hver dag og summeres opp til en årskostnad. Dette gjøres for hver av tariffmodellene. Denne prosessen gjøres med forbruksprofilen uten og med installert solcelleanlegg.

3.9 Lønnsomhet for solcelleanlegg

Lønnsomheten til et solcelleanlegg kan vurderes ved en spesifikk energikostnadsberegning (LCOE) og en nåverdiberegning. Nåverdiberegningen tar hensyn til inntekter og kostnader over hele anleggets levetid neddiskontert til et referanseår, mens ved LCOE brukes årlige produksjon og kostnader..

Spesifikk energikostnad (LCOE)

LCOE beskriver hvilken kraftpris anlegget trenger i inntekt per kWh for å få igjen investeringen i anlegget, gitt avkastningskrav og neddiskontering av fremtidige kostnader og produksjon. LCOE tar utgangspunkt i alle kostnadene i anleggets levetid. Den neddiskonterer alle kostnader og all produksjon som vist i formel 1 (Sidelnikova et al., 2015).

$$LCOE = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (1)$$

t = År

I_t = Investerings- og utviklingskostnader i år t

M_t = Drift- og vedlikeholdskostnader i år t

F_t = Energi- og brenselskostnader i år t

E_t = Energi produsert i år t

n = Økonomisk levetid i år

r = Kalkulasjonsrente

Nåverdi

Nåverdien til anlegget viser lønnsomheten til prosjektet. Nåverdiberegningen summerer alle kostnader og inntekter i alle årene i anleggets levetid og neddiskonterer det til i dag som vist i formel 2. Ved en nåverdi på 0 har prosjektet en lønnsomhet lik avkastningskravet. Ved en negativ nåverdi er anlegget ulønnsomt og ved en positiv nåverdi gir anlegget en høyere avkastning enn avkastningskravet (Statens vegvesen, 2014).

$$NV = -I_0 \sum_{t=1}^a \frac{n_t - k_t}{(1-r)^t} \quad (2)$$

NV = Nåverdi

I = Investeringskostnad i år 0

t = År

n_t = Inntekt i år t

k_t = Kostnad i år t

a = Økonomisk levetid i år

r = Kalkulasjonsrente

Forutsetninger

Investerings-, drifts- og vedlikeholdskostnader

Investeringskostnadene for solcelleanlegget og montering er hentet fra Solcellespesialisten. Den totale kostnaden for montasje av solceller, vekselretter, montagesystem og materiell er estimert til 56 900 kr for et 3,3 kWp solcelleanlegg (Solcellespesialisten, 2019c). I tillegg kommer installasjonskostnader for å koble anlegget til det elektriske systemet, frakt og eventuelle andre kostnader som vil variere fra anlegg til anlegg. Rapporten til Multiconsult og Asplan Viak (2018) setter denne til 6 000 kr som gjør at den totale investeringskostnaden kommer på 62 900 kr. Investeringskostnaden reduseres til 48 775 kr med en investeringsstøtte fra Enova som ligger på 10 000 kr for anlegget og 1 250 kr per installert kWp (ENOVA, 2016).

Levetiden til solceller ligger mellom 20-30 år. Annet utstyr som vekselretteren har kortere levetid. Det legges derfor inn et bytte av vekselretter etter 12 år (Multiconsult, 2013). Vekselrettere har hatt en lignende kostnadsreduksjon som solcellemoduler (Fraunhofer ISE, 2015). Etter 12 år antas det at kostnaden for vekselretteren er nærmere halvert og vil koste 5 000 kr. Investeringskostnaden for den første vekselretteren er inkludert i investeringskostnaden, mens den andre vekselretteren inkluderes som en årlig kostnad på 200 kr. per år gjennom hele levetiden og regnes ikke som en del av investeringskostnaden.

Drift- og vedlikeholdskostnadene for et solcelleanlegg anses å være ganske lave for en enebolig i forhold til større anlegg for næringsbygg. For lønnsomhetsberegningen antas kostnadene for drift og vedlikehold å utgjøre 0,5% av investeringskostnaden per år

(Multiconsult, 2013). 0,5% av investeringskostnadene vil gi en årlig kostnad på 315 kr til drift og vedlikehold.

Alle kostnader, priser og tariffer er oppgitt i faste priser i 2017 kr. Det vil derfor ikke bli tatt hensyn til fremtidig inflasjon og løpende priser. Det forutsettes også at alle parameterne er like for alle år og det vil ikke bli tatt stilling til eventuelle endringer i drift- og vedlikeholdskostnader eller produksjonsendring som følge av degradering av anlegget, se tabell 3.

Analysen inkluderer ikke kostnader knyttet til alternative teknologier, som spart CO₂-avgift, og det blir ikke tatt hensyn til skatt eller avskrivning for anlegget.

Økonomisk analyseperiode og levetid

Den økonomiske analyseperioden er den samme som antatt levetid for anlegget. Denne settes til 25 år som er innenfor estimert levetid på 20-30 år.

Kalkulasjonsrente

Kalkulasjonsrenten er det avkastningskravet som legges til grunn for investeringen. Den består av en risikofri del og en del som skal ta høyde for systematisk risiko ved investeringen. Disse er henholdsvis satt til 2,5% og 1,5% som gir en reell kalkulasjonsrente på 4% for samfunnsøkonomiske analyser. Ved en høy kalkulasjonsrente veier kostnader og inntekter i starten av levetiden tyngre enn ved slutten av levetiden til anlegget. For å kunne ta en beslutning om lønnsomheten til et prosjekt burde avkastningskravet være satt til et nivå som alternative investeringer. For et langt tidsperspektiv er dette vanskelig å anslå. (Finansdepartement, 2014). Kalkulasjonsrenten settes derfor til 4%.

Kraftpris

Kraftprisen som brukes for å beregne inntekten i en lønnsomhetsberegning vil bli basert på sparte kostnader ved de forskjellige effekttariffene.

Når det skal undersøkes hvordan en økende kraftpris påvirker resultatet vil det bli tatt utgangspunkt i en gjennomsnittlig fremtidig kraftpris. En kraftmarkedsanalyse fra NVE (Amundsen et al., 2017) antar at kraftprisen kan komme til å stige med 6-7 øre/kWh. Dette vil være det samme som at kraftprisen i snitt øker med 25 % i forhold til dagens nivå. Dette er høyst usikkert og usikkerhetsrommet til estimatet er stort.

Tabell 3 Oversikt over forutsetningene til lønnsomhetsberegningene

Kostnader	
Investering i anlegg og montering	56 900 kr
Installasjonskostnad	6 000 kr
Total investeringskostnad	62 900 kr
Støtte Enova	14 125 kr
Investeringskostnad med støtte	48 775 kr
Årlige kostnader	
Drift- og vedlikehold	315 kr/år
Bytte av vekselretter	200 kr/år
Totale drift- og vedlikeholdskostnader	515 kr/år
Andre forutsetninger	
Levetid	25 år
Kalkulasjonsrente	4 %

Følsomhetsanalyse

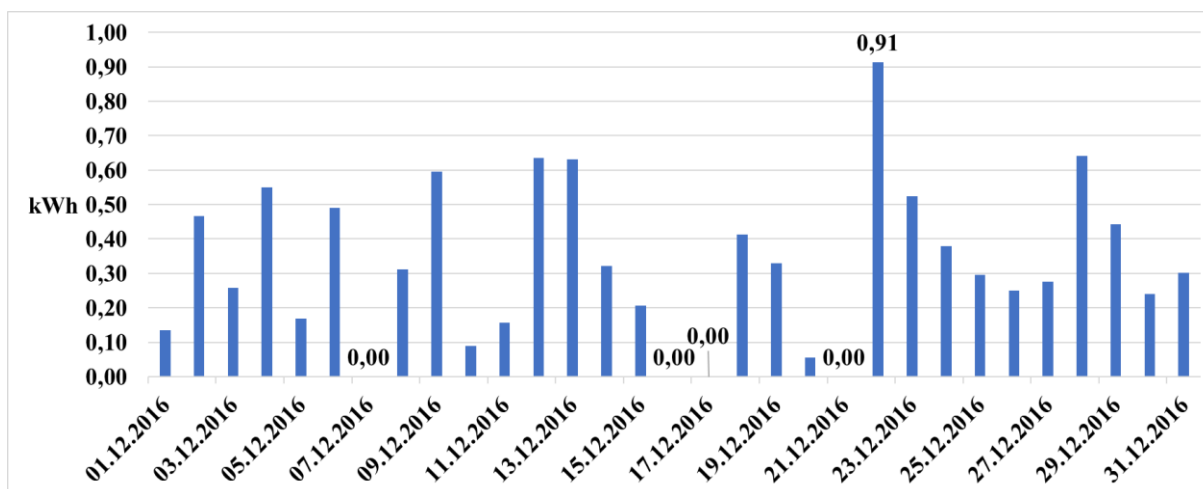
Det vil bli gjort en følsomhetsanalyse for effekttariffen for å se hvordan resultatet endres ved et økt nettariff. Følsomhetsanalysen vil vise hvor mye resultatene endrer seg ved en 25% økning i årskostnaden for nettariffen.

Tre andre usikkerhetsmomenter er investeringskostnad, produksjon fra solcelleanlegget og kraftpris. Det vil bli gjort en følsomhetsanalyse for resultatene for LCOE og nåverdiberegningen som vil ta for seg hvordan en endring på +/-10% av investeringskostnad og produksjon vil påvirke resultatene. For kraftpris vil det bli sett på hvordan en økning på 25% vil påvirke resultatene. Det vil også bli gjort en følsomhetsanalyse for en reduksjon i kalkulasjonsrenten.

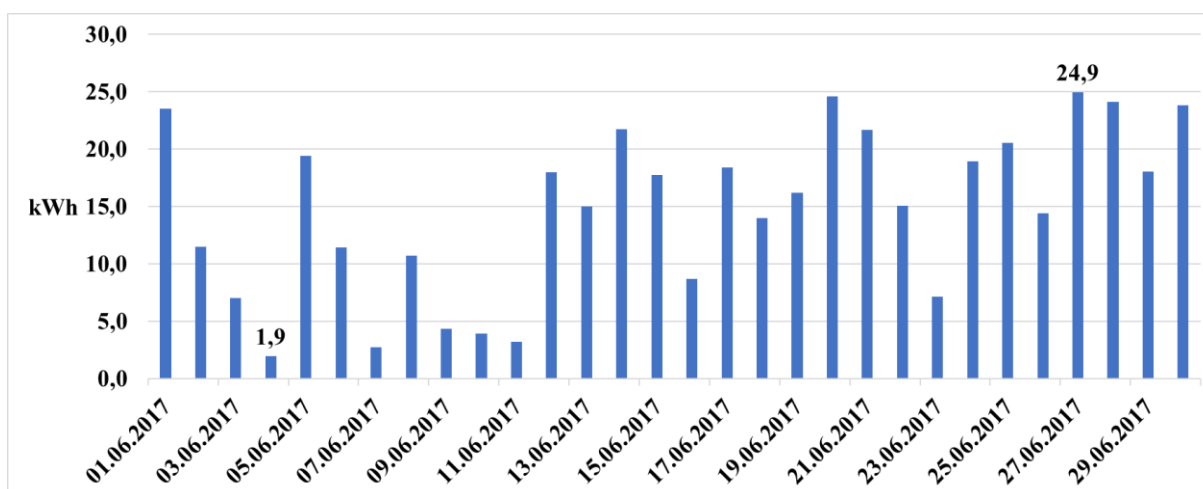
4 Resultater

4.1 Solcelleproduksjon

I referanseperioden er årsproduksjonen 2 671 kWh og produksjonen varierer i løpet av perioden med daglengdene. Det lokale været påvirker solcelleanlegget slik at produksjonen har store variasjoner innenfor hver måned. Som vist i figur 12 og 13 har alle dagene i desember en brøkdel av produksjonen til juni. Solcelleanlegget produserte kun 10,1 kWh i hele desember, hvorav det var fire dager som ikke produserte i det hele tatt. Den dagen som produserte mest, produserte 1 kWh. I juni var produksjonen over 4 000% høyere. Den totale produksjonen var 442 kWh. Dagen med laveste produksjonen lå på 1,9 kWh og den høyeste produksjonen for en dag var 25 kWh. Juni er måneden som har høyest produksjon på en dag, men juli har en 5% høyere totalproduksjon enn juni.

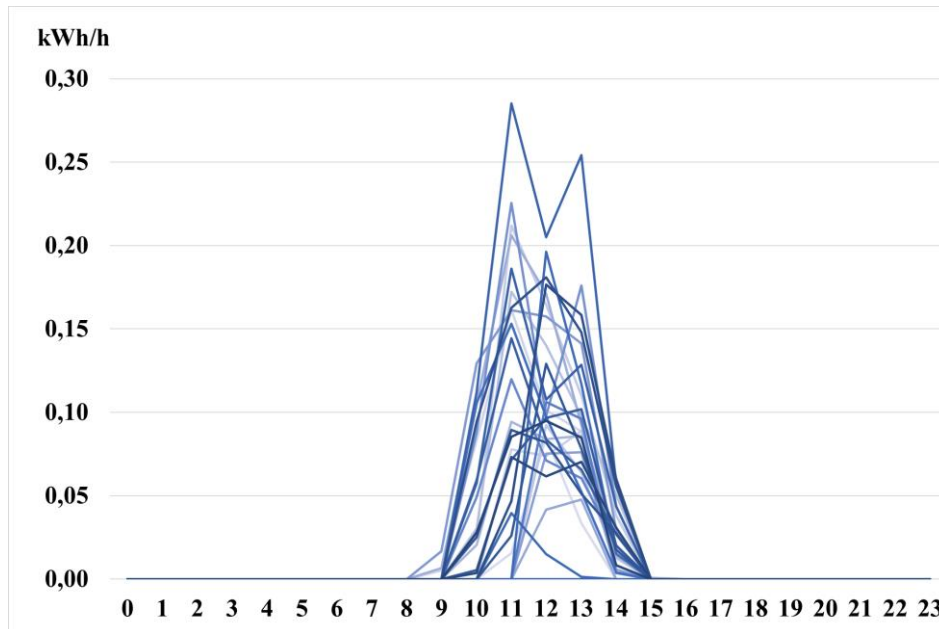


Figur 12 Solcelleproduksjon per dag i desember

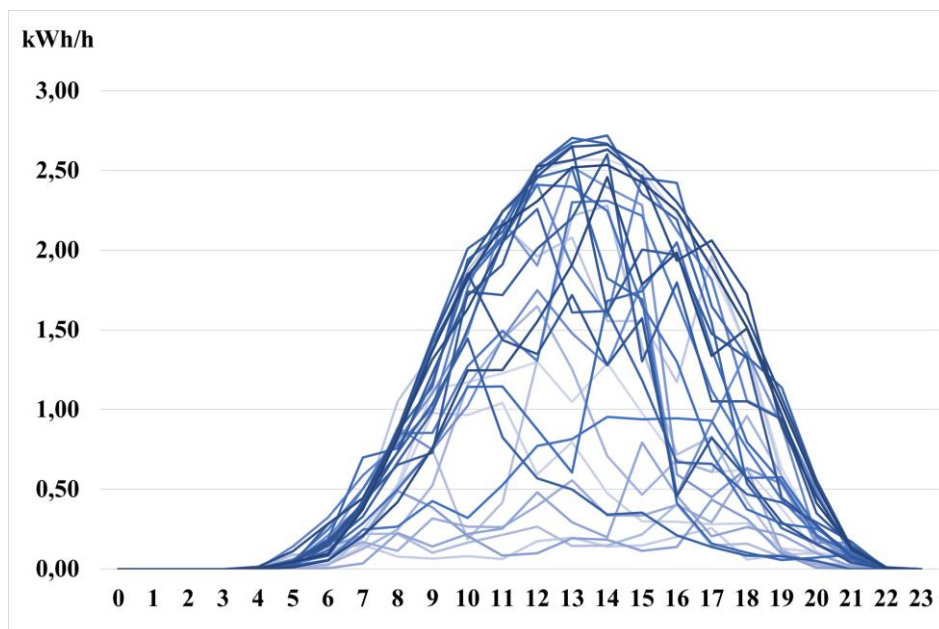


Figur 13 Solcelleproduksjon per døgn i juni

I juni er det noen få dager som nesten er nede på det samme nivå som den beste dagen i desember i forhold til totalproduksjon og makseffekt. Desember hadde i desember 2016 en registrert makseffekt på 0,285 kWh/h. Den dagen med lavest produksjon i juni hadde en makseffekt på 0,256, mens det var flere dager i juni som hadde en makseffekt på rundt 2,5 kWh/h, se figur 14 og 15.



Figur 14 Solcelleproduksjon i desember

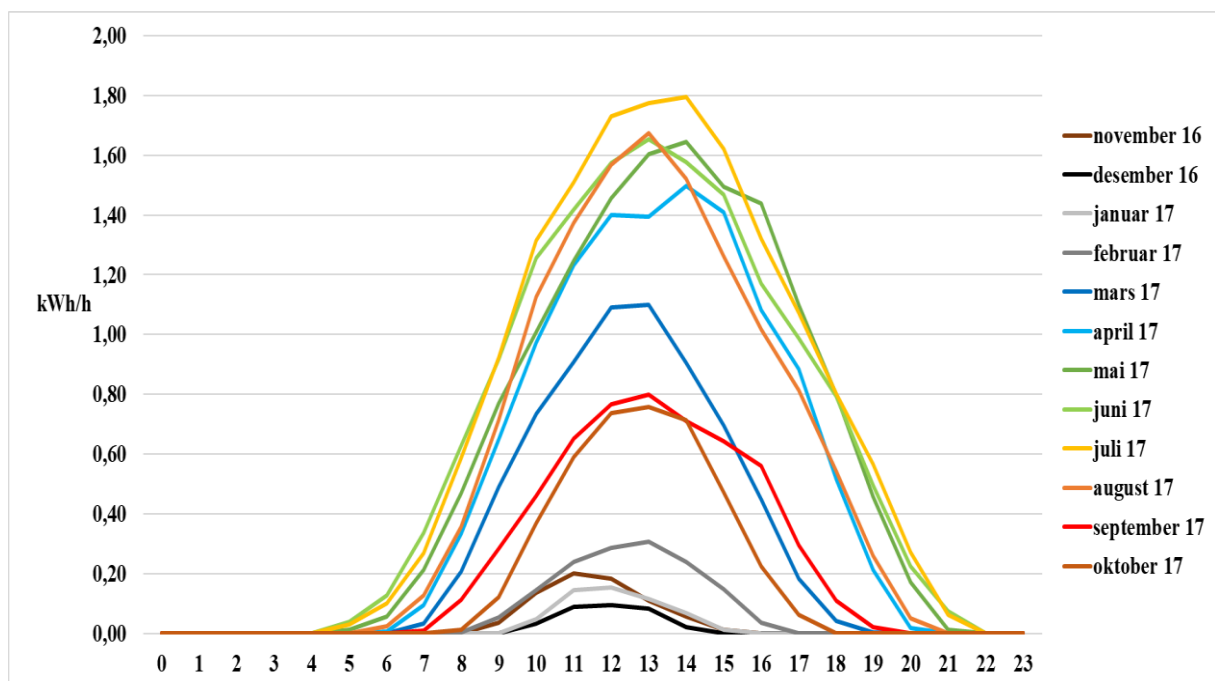


Figur 15 Solcelleproduksjon i juni

Resultatene viser at den gjennomsnittlige solcelleproduksjonen over en time kan nå 80% av installert effekt når solinnstrålingen er på sitt sterkeste. Siden ikke alle dager har sol, vil gjennomsnittet per måned ligge lavere. Figur 16 viser hvordan den gjennomsnittlige produksjonen per time er for hver måned. Juli er den måneden med størst gjennomsnittlig effektreduksjon av effekttoppene, mens desember er den måneden med lavest potensiale for reduksjon, tett etterfulgt av januar, november og februar. Det samme gjelder total månedlig produksjon (se tabell 4). Mai, juni og juli står for 50% av den totale produksjonen, mens november, desember, januar og februar står for kun 3,5% av den totale energiproduksjonen sammenlagt.

Tabell 4 Total produksjon i kWh per måned

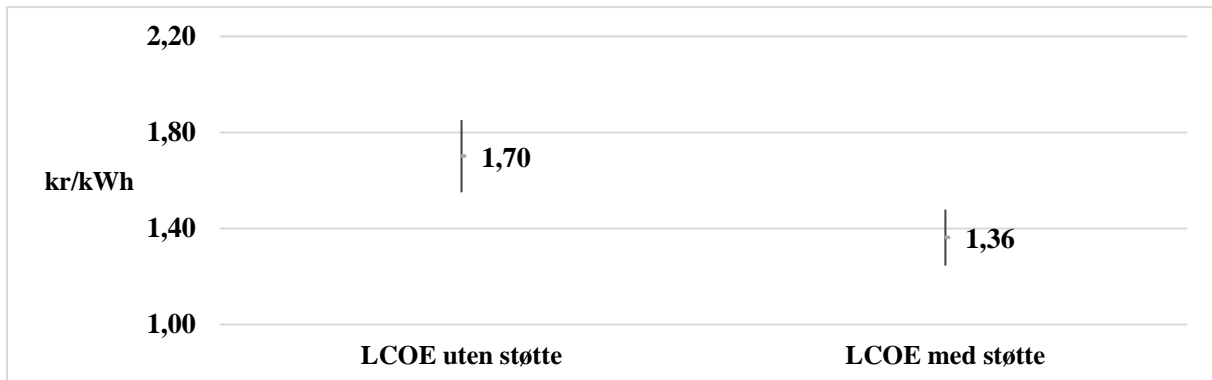
nov.16	des.16	jan.17	feb.17	mar.17	apr.17	mai.17	jun.17	jul.17	aug.17	sep.17	okt.17	Total produksjon
22	10	17	44	212	351	433	442	465	386	163	126	2671 kWh



Figur 16 Gjennomsnittlig daglig produksjon

4.2 Spesifikke energikostnader (LCOE)

Med forutsetningene for investeringskostnad, drift- og vedlikeholdskostnader, diskonteringsrente og produksjon (tabell 3), er den spesifikke energikostnaden for solcelleanlegget beregnet til å være 1,70 kr/kWh. Med en 10% økning eller reduksjon i investeringskostnaden (inkludert installasjon) økes/reduseres energikostnaden med ca. 0,15 kr (ca. 10 %) (figur 17). Dagens støtte fra Enova gir en reduksjon på 0,34 kr/kWh for et anlegg på 3,3 kWp, slik at spesifikk energikostnad med støtte kommer ned i 1,36 kr/kWh.



Figur 17 LCOE intervall for opptil 10% endring i investeringskostnad med og uten støtte fra Enova

4.3 Årskostnad med dagens tariffer

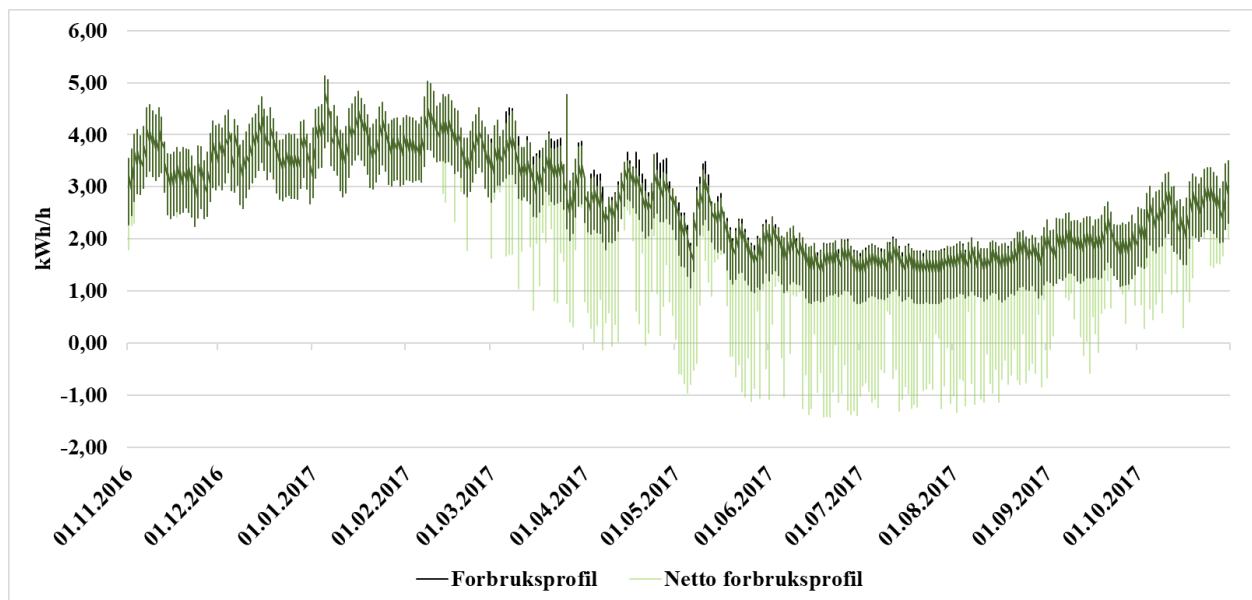
For en husholdning med et forbruk på 22 735 kWh i året kom årskostnaden på 28 000 kr, se tabell 5. Den gjennomsnittlige kostnaden over året er 1,23 kr/kWh. Med dagens strøm- og nettariff og 100% selvkonsum er det mulig å redusere årskostnaden med 1,21 kr/kWh ved å installere et solcelleanlegg. Solcelleanlegg er dermed ikke lønnsomt med dagens elektrisitetskostnader når den gjennomsnittlige kostanden som kan bli spart sammenlignes med den spesifikke energikostnaden. Det krever en støtte på 0,49 kr/kWh for at solcelleanlegg skal være lønnsomt gitt forutsetningene lagt til grunn. Enova bidrar med litt over halvparten av denne støtten, men det blir et underskudd på 15 øre per produserte kWh gjennom hele levetiden.

Tabell 5 Årskostnad for flat tariff

Resultat	Flat tariff
Strømtariff	8 100
Nettariff	10 600
Avgift	3700
MVA	5 600
Total kostnad uten solcelleanlegg inkl. avgifter og MVA	28 000

4.4 Netto forbruksprofil

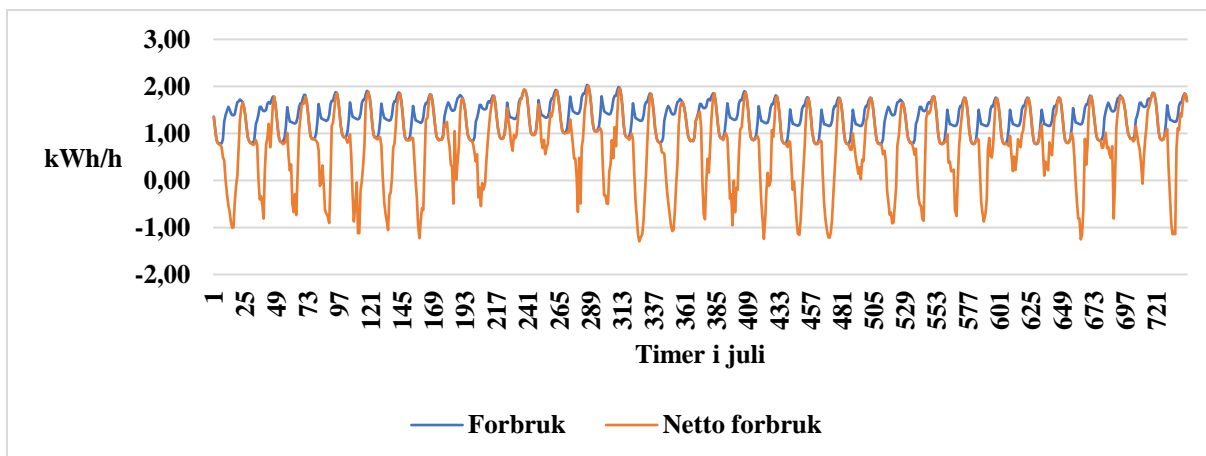
Solcelleproduksjonen er høyest i sommermånedene og vil påvirke forbruksprofilen i større grad mellom april til august. Figur 18 viser at i vintermånedene november til februar er det minimal endring i forbruksprofilen. Solcellene reduserer effekttoppene i størst grad fra mars til juni og noe i juli.



Figur 18 Forbruksprofil og netto forbruksprofil. Lysegrønn er netto forbruksprofil og det mellomgrønne er der de to forbruksprofilene overlapper. Det svarte er reduksjon i effekttopper.

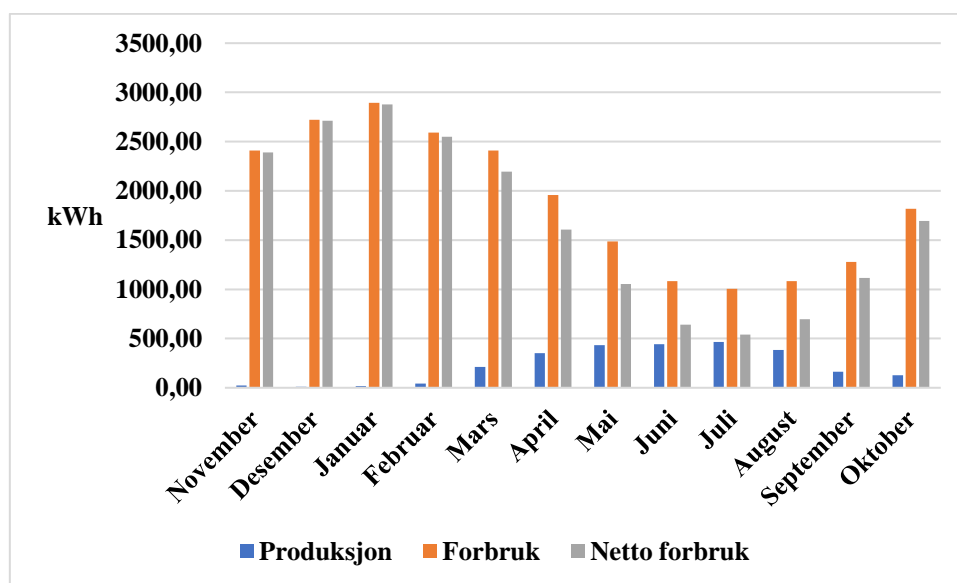
I referanseperioden var reduksjonen av effekttoppene størst i april og mai hvor det var stor produksjon i tidsrommene med høyt forbruk. Fra mars til oktober er det tydelig forskjell mellom forbruksprofilen og netto forbruksprofil, hvor energiforbruket blir kraftig redusert i perioder av dagen (se vedlegg 2 for daglig endring). I perioden mai t.o.m. august er det også negativt forbruk som er det samme som overproduksjon og fører til salg tilbake til strømleverandør. I løpet av året ble det solgt 277 kWh som er 10% av den totale produksjonen på 2 671 kWh. Produksjonen dekket 12% av det årlige forbruket på 22 735 kWh.

Figur 19 viser netto forbruksprofil i juli som er den måneden hvor solcelleanlegget har størst påvirkning på forbruket. Med unntak av fem dager gir solcelleanlegget negativt forbruk i løpet av formiddagen hele måneden. I vintermånedene november til februar er det minimal endring og netto forbruksprofil er nesten identisk med den originale forbruksprofilen. Fra mars til august/september er det mulighet for at effekttoppene reduseres på morgenen og ettermiddagen.



Figur 19 Forbruksprofil i måneden med størst differanse til netto forbruksprofil

Som vist i figur 20 gjør solcellene at netto forbruk går mer ned i sommerhalvåret enn vinterhalvåret. I alle månedene, utenom november til januar, er det dager med forholdsvis stor endring mellom forbruk og netto forbruk.

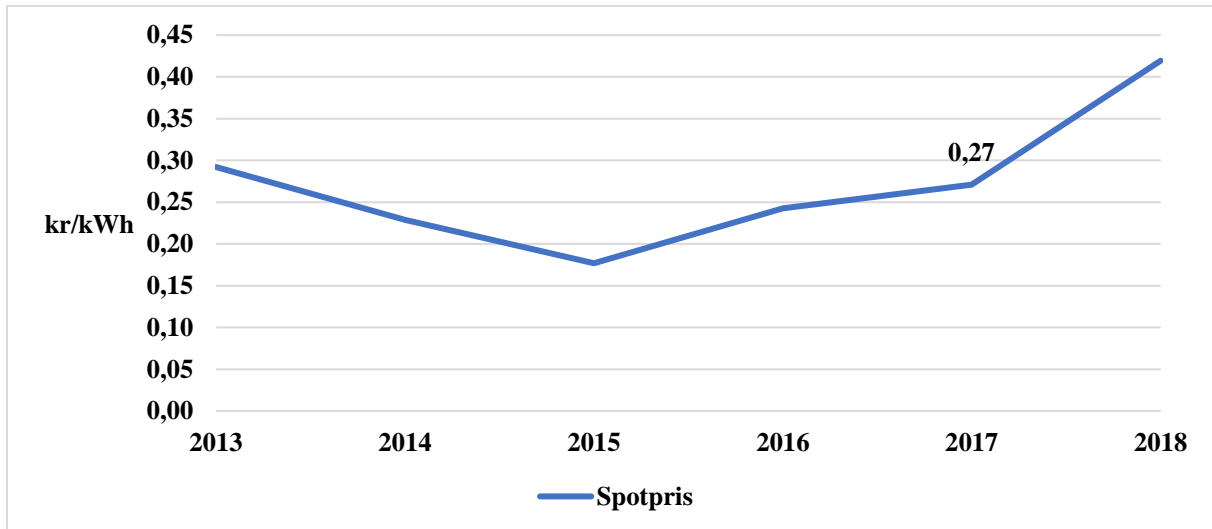


Figur 20 Oversikt over månedlig forbruk, produksjon og netto forbruk

En spart energikostnad på 1,21 kr/kWh er gitt 100% selvkonsum og det er ikke tatt hensyn til eventuell overproduksjon i perioder. Et anlegg har ofte en dimensjon som gir perioder hvor solcelleanlegget produserer mer enn forbruket. Som nevnt selger solcelleanlegget på 3,3 kWh ca. 10% av produksjonen. Ved antagelsen om at denne energien blir solgt til spotpris vil dette

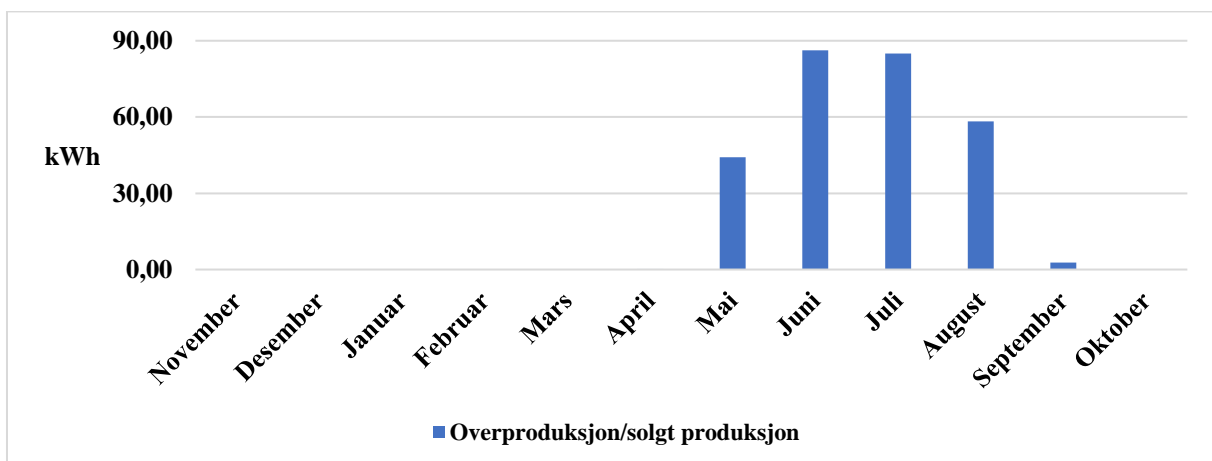
gjøre at gjennomsnittsinntekten per kWh går ned siden spotprisen er lavere enn de sparte kostnadene per kWh.

Den gjennomsnittlige spotprisen over referanseperioden var 0,275 kr/kWh. Dette er litt over gjennomsnittlig spotpris de siste seks årene (se figur 21). Fra 2014 til 2016 var spotprisen under 25 øre/kWh mens i 2018 hadde den et hopp til 42 øre/kWh.



Figur 21 Gjennomsnittlig spotpriser i perioden 2013 til 2018

Et solcelleanlegg produserer ofte i de periodene av året med lavere spotpriser enn andre perioder og det er da en lavere spotpris enn gjennomsnittet overproduksjonen blir solgt for. I løpet av året ble det solgt 277 kWh i perioden mai til september, se figur 22. Den gjennomsnittlige spotprisen i de timene det var overproduksjon er 0,246 kr/kWh, som resulterte i en inntekt på 68 kr for salget. Ved overproduksjonen går husholdningen glipp av sparte strøm- og nettleiekostnaden på 340 kr, som er et tap på 272 kr.



Figur 22 Overproduksjon for solcelleanlegget

4.5 Årskostnad med solcelleanlegg og endret tariffstruktur

Ved tariffstrukturene *Flat tariff*, *Flat + CPP* og *RTP* vil et 3,3 kWh solcelleanlegg gi en total kostnadsreduksjon på opp under 3 000 kr/år. *Flat tariff* gir et resultat som er 100 kr bedre enn *RTP* og *Flat + CPP*. Tariffstrukturen *ToU* med og uten sesongvariasjon kom bedre ut enn *Flat tariff*. *ToU* gir en kostnadsreduksjon på 3 300 kr/år, mens *ToU sesong* gir en reduksjon på 70 kr. Tariffstrukturene som reduserer årskostnaden minst er *Målt effekttariff* med og uten sesongvariasjon. *Målt tariff* reduseres årskostnaden med 1 800kr/år, mens med *Målt sesong* er reduksjonen 1 770 kr/år, se tabell 6.

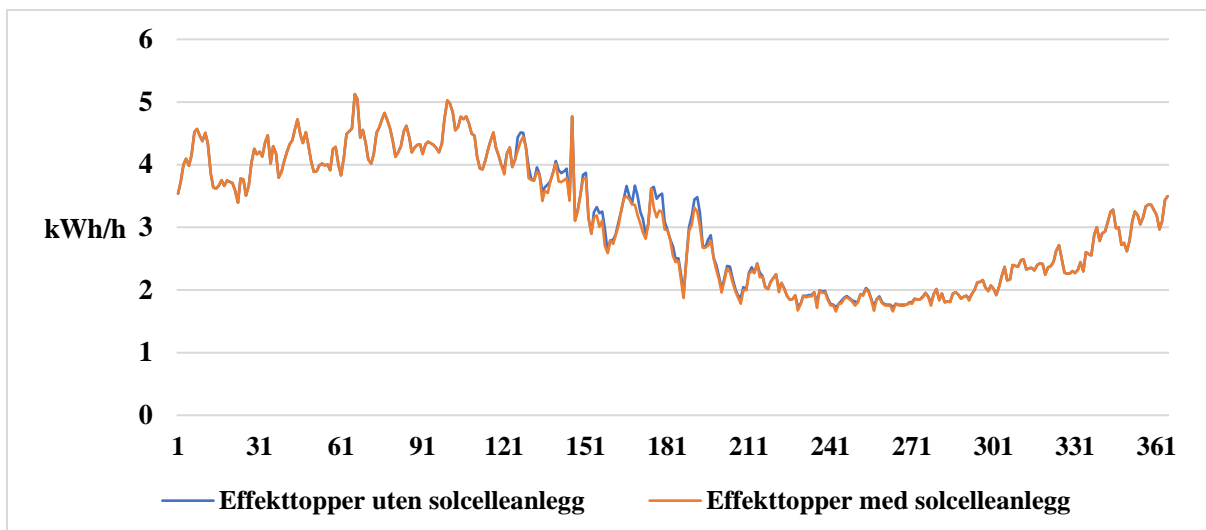
Tabell 6 Resultater⁷ for alle tariffstrukturene

Resultat i kr	TOU	TOU sesong	Flat	Flat + CPP	RTP	Målt	Målt sesong
Kostnad strømtariff	8 060	8 060	8 060	8 060	8 060	8 060	8 060
Kostnad nettariff	10 620	10 620	10 620	10 620	10 620	10 620	10 620
Kostnad mva og avgifter	9 310	9 310	9 310	9 310	9 310	9 310	9 310
Total kostnad uten solcelleanlegg inkl. avgifter og mva.	27 990	27 990	27 990	27 990	27 990	27 990	27 990
Reduksjon i strømtariff	870	870	870	870	870	870	870
Reduksjon i nettariff	1 380	1 330	1 120	1 030	1 030	190	160
Reduksjon i mva og avgifter	1 050	1 040	980	960	960	750	750
Total kostnad med solcelleanlegg inkl. avgifter og mva.	24 690	24 760	25 030	25 130	25 130	26 180	26 220
Differanse med og uten solceller	3 300	3 230	2 960	2 860	2 860	1 810	1 770

For alle tariffene utenom målt effekttariffene, er reduksjonen i årskostnad nesten lik. Det er *TOU*-tariffene som gir en størst reduksjon i årskostnad ved installering av et solcelleanlegg. Dette er fordi peak-timene med høyere priser overlapper med timene solcelleanlegget produserer. Resultatet for *ToU sesong* viser at når høyere effektkostnader blir lagt til tider hvor solcelleanlegget ikke produserer, reduseres lønnsomheten av anlegget med *ToU*-tariff.

Målt og *Målt sesong* som avregnes etter maks effektuttak per dag er de tariffstrukturene som gir minst reduksjon i årskostnadene. Dette er fordi anlegget demper i liten grad effekttoppen per dag som blir brukt for å beregne kostnaden, se figur 23.

⁷ Resultatene er rundet av.



Figur 23 Effekttopper per dag med og uten solcelleanlegg for husholdningen. Effekttoppene uten solcelleanlegg vises kun de dagene solcelleanlegget endrer effekttoppene.

Reduksjonen i årskostnaden fordelt på solcelleproduksjonen varierer fra 0,66 kr/kWh til 1,235 kr/kWh og er den gjennomsnittlige kostnadsreduksjonen per produserte enhet. Det var 277 kWh som ble solgt ut på kraftnettet og den gjennomsnittlige spotprisen for den solgte kraften var 0,25 kr/kWh. Inntekten for den resterende produksjonen på 2 394 kWh er spart strøm- og nettariiff-kostnad og varierer derfor mellom tariffene. Den sparte kostnaden varierer fra 0,71 kr/kWh til 1,35 kr/kWh (se tabell 7).

Resultatet viser derfor at ved en endring til *Flat + CPP* eller *RTP* vil differansen til den spesifikke energikostnaden kun øke marginalt. For *Målt tariff* og *Målt sesong* vil det kreve en støtte på over 1 kr/kWh for å bli lønnsom, mens *ToU* og *ToU sesong* mangler kun en støtte på 0,35-0,37kr/kWh, dvs. om lag dagens støtte fra Enova.

Tabell 7 Gjennomsnittlige sparte kostnader og spotprisinntekt for de nye tariffene

Resultat	Tou	TOU sesong	Flat	Flat + CPP	RTP	Målt	Målt sesong
Spart årskostnad egetforbruk (kr)	3 232	3 167	2 900	2 793	2 792	1 743	1 704
Forbruk egenprodusert strøm (kWh)	2 394	2 394	2 394	2 394	2 394	2 394	2 394
Spart kostnad kr/kWh	1,35	1,32	1,21	1,17	1,17	0,73	0,71
Total inntekt salg (kr)	68	68	68	68	68	68	68
Solgt strøm (kWh)	277	277	277	277	277	277	277
Inntekt solgt strøm kr/kWh	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25
Gjennomsnitt spart kostnad	1,24	1,21	1,11	1,07	1,07	0,68	0,66

4.6 Nåverdi

Som tabell 8 viser, er nåverdien generelt negativ og lønnsomheten for solcelleanlegg reduseres i forhold til dagens tariff med de tariffene som har en egen effektavregning. Desto større vekt forbruket og effektbruken i vinterhalvåret har, desto mer reduseres lønnsomheten for solcelleanlegg. Uten støtte ligger nåverdien på -19 000 kr for den mest lønnsomme tariffen *ToU* ved 90 % selvkonsum. For den mest ulønnsomme tariffen *Målt sesong* er nåverdien -43 000 kr. Resultatet er litt bedre for 100% selvkonsum, hvor nåverdien ligger henholdsvis på -15 000 kr og -41 000 kr. Med støtte fra Enova er solcelleanlegget nesten lønnsomt for *ToU* med en nåverdi på -500 kr. Internrenten viser hvilken kalkulasjonsrente og avkastningskrav som trengs for at anlegget skal få en nåverdi på 0. For *ToU* er den 0,8, for *ToU sesong* er den 0,6. Resten av tariffene har negativ avkastning ved en levetid på 25 år. En negativ avkastning indikerer at investeringen ikke blir tilbakebetalt i løpet av levetiden. Med Enova-støtte ligger internrenten på -2,5 til 3,9 for de tariffene, se tabell 8. Det er kun *Målt* og *Målt sesong* som har negativ avkastning i alle tre scenarier.

Tabell 8 Nåverdi (NV) i kroner og internrente for solcelleanlegget med forskjellige tariff, selvkonsum og støtte

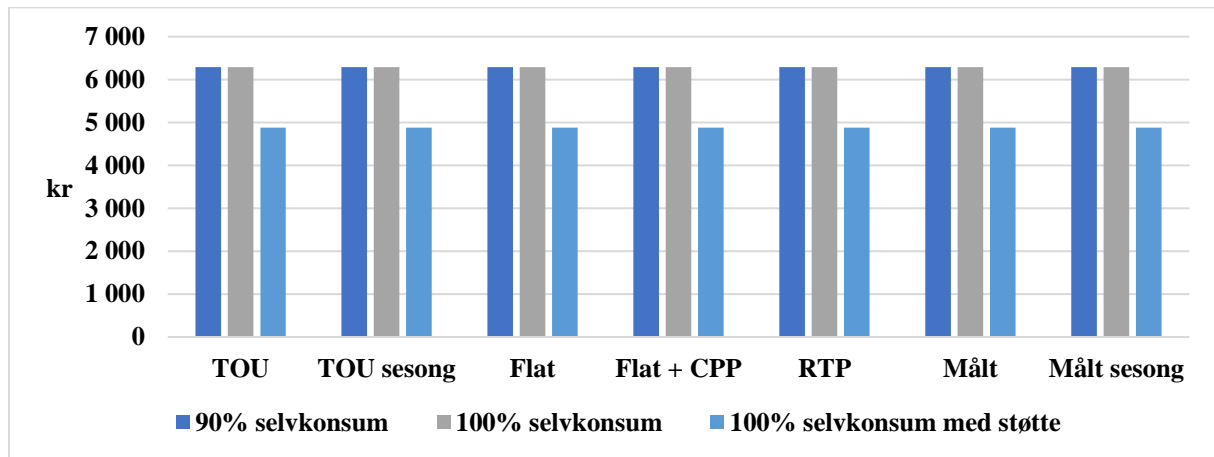
	TOU	TOU sesong	Flat	Flat + CPP	RTP	Målt	Målt sesong
90% selvkonsum (NV)	-19 230	-20 250	-24 440	-26 120	-26 130	-42 580	-43 190
Internrente	0,8	0,6	-0,2	-0,5	-0,5	-4,5	-4,7
100% selvkonsum (NV)	-14 620	-15 750	-20 420	-22 280	-22 290	-40 570	-41 240
Internrente	1,6	1,5	0,6	0,3	0,3	-3,9	-4,1
100% selvkonsum med støtte (NV)	-500	-1 630	-6 290	-8 150	-8 160	-26 440	-27 120
Internrente	3,9	3,7	2,7	2,3	2,3	-2,3	-2,5

4.7 Følsomhetsanalyse

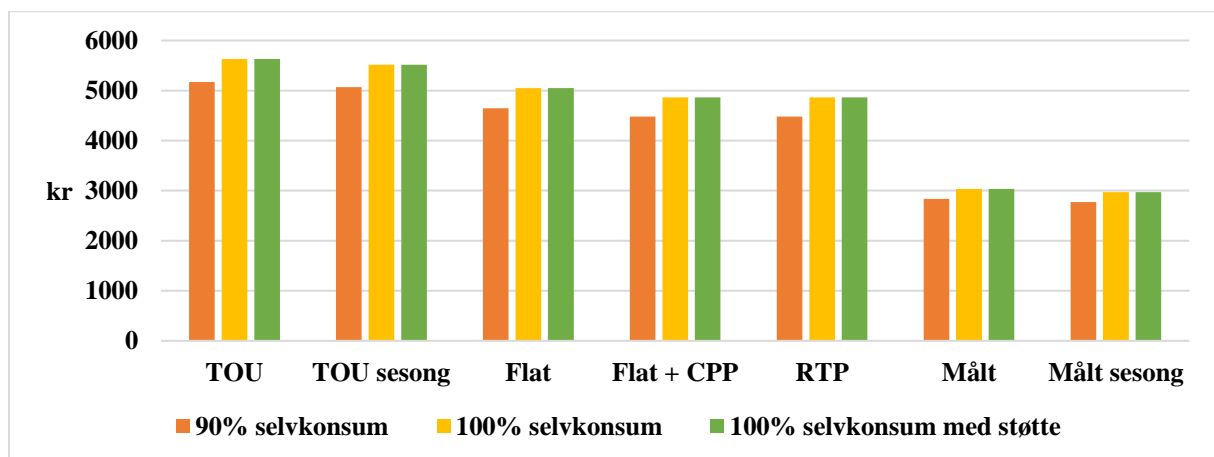
Endring i investeringskostnad og produksjon

Følsomhetsanalysen for nåverdien viste at differansen mellom de forskjellige tariffstrukturene holdt seg stabil. En endring i positiv eller negativ retning for investeringskostnad eller produksjon endret ikke hvilken tariff som er mest lønnsom for solcelleanlegg. Ved en endring i investeringskostnaden endret nåverdien seg like mye for alle tariffene (se figur 24). Nåverdien endret seg i litt forskjellig grad for endring i solcelleproduksjon, men differansene er relativt små, se figur 25. Endringen i nåverdi holdt seg relativt stabil innenfor endringer i selvkonsum og støtte for hver tariff. Nåverdien endret seg mest for *ToU* og *ToU sesong*, med en endring på 5 000 - 5 500 kr. *Flat tariff*, *Flat + CPP* og *RTP* endret seg i underkant av

5 000 kr, mens tariffene *Målt* og *Målt sesong* endret seg i underkant av 3 000 kr (for mer detaljert tabell for resultatene fra følsomhetsanalysen se vedlegg 3).

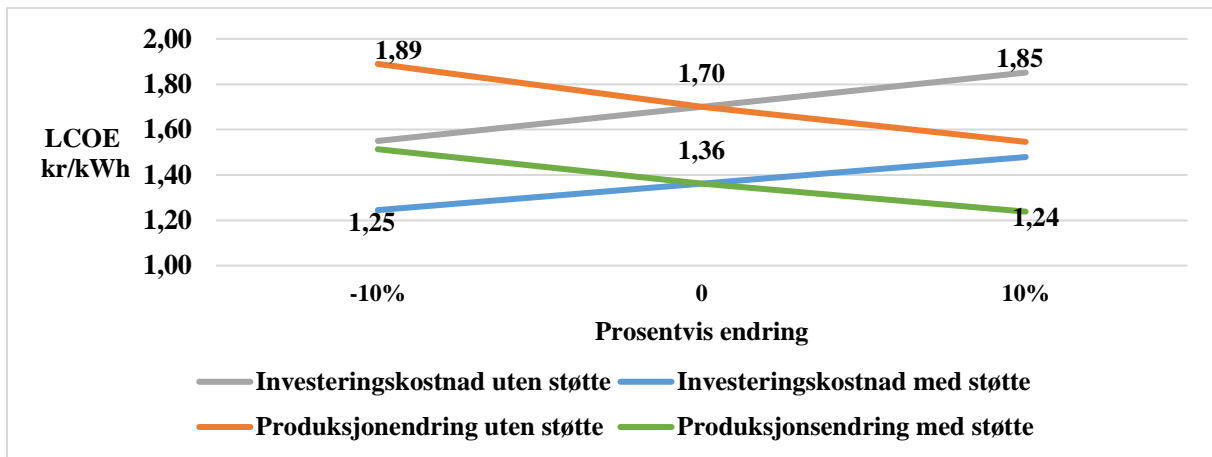


Figur 24 Endring i nåverdi ved 10% endring i investeringskostnad



Figur 25 Endring i nåverdi ved 10% endring i solcelleproduksjon

Den spesifikke energikostnaden (LCOE) økes/redueres prosentvis like mye som endringen til investeringskostnad eller produksjon. En prosentvis endring i produksjon har en noe større påvirkning på resultatet enn en like stor endring i investeringskostnaden. En 10% økning i investeringskostnad gir en 9% økning i LCOE, mens for produksjon vil en 10% reduksjon føre til en økning på nærmere 12%. Figur 26 viser at om solcelleanlegget produserer 10% høyere enn case-anlegget eller om man får ned investeringskostnadene med 10% vil solcelleanlegget nærme seg lønnsomhet med støtte fra Enova.



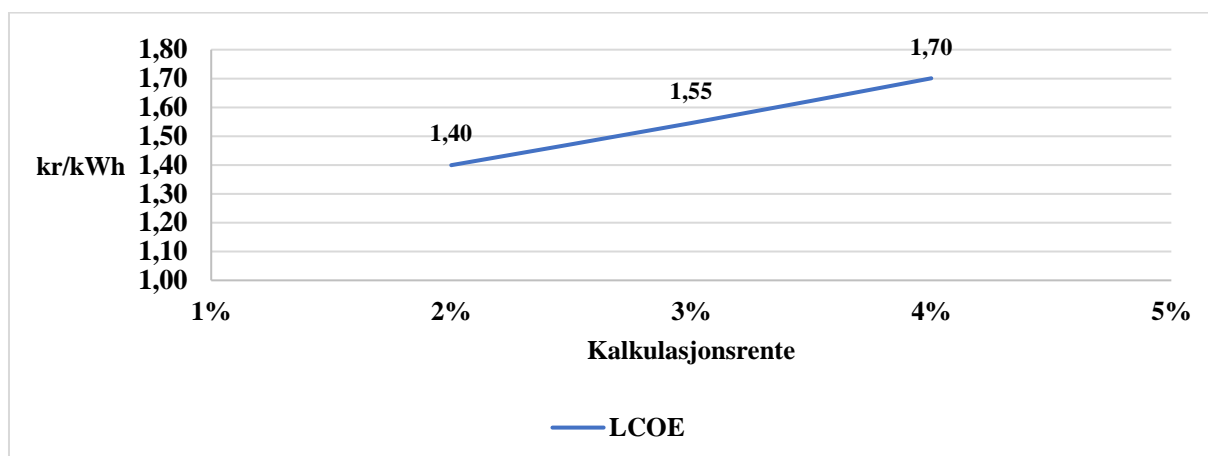
Figur 26 LCOE med en endring i investeringskostnad eller produksjon på +/- 10%, med og uten støtte fra Enova

Endring i kalkulasjonsrente

En reduksjon på 2 % i kalkulasjonsrente, og dermed avkastningskrav, har stor påvirkning på resultatet. Som tabell 9 viser vil en reduksjon i kalkulasjonsrente på 2 % ved 100% selvkonsum øke nåverdien. Internrenten (tabell 8) viste at et avkastningskrav må ned til 1,6% for at anlegget skulle bli lønnsomt med *ToU* ved 100% selvkonsum. Avkastningen reduseres ytterligere for de resterende tariffene. Internrenten er også avhengig av investeringskostnadens størrelse. Om anlegget allerede hadde fått Enova-støtte ville *ToU* gitt den høyeste avkastningen på 3,9% og tariffene *ToU* sesong, Flat, Flat + CPP og RTP er lønnsomme ved en kalkulasjonsrente på 2 %. Kalkulasjonsrenten påvirker også den spesifikke energikostnaden i relativt stor grad. Reduksjonen til LCOE er på 0,3 kr/kWh som er en nesten 20% reduksjon og valget til avkastningskrav har derfor en vesentlig påvirkning på resultatet, se figur 27.

Tabell 9 Resultat for nåverdi (kr) ved en kalkulasjonsrente på 2%

Rente: 2%	Flat	Flat + CPP	RTP	TOU	TOU sesong	Målt	Målt sesong
100% selvkonsum	-9 810	-12 140	-12 140	-2 570	-3 980	-34 990	-35 830



Figur 27 Endring i LCOE ved endring i kalkulasjonsrente

Endring i kraftpris og nettariff

For en endring i kraftpris ble det undersøkt hva en 25% økning ville ha å si for resultatene, gitt et konstant nettariff-nivå. Det økte den gjennomsnittlige spotprisen til 0,34 kr/kWh og den gjennomsnittlige spotprisen som overskuddsproduksjonen ble solgt for økte til 0,30 kr/kWh med et likt nivå som i 2017. Resultatet viste at alle tariffene økte nåverdiene akkurat like mye og det endret ikke rekkefølgen på hvilke tariffstrukturer som gjør solcelleanlegg mest lønnsomt. Alle tariffene ville spare ca. 200 kr mer per år ved en 25% økning i kraftpris, og nåverdien vil dermed øke med ca. 3 500 kr. Det er en økning i nåverdi på ca. 500 kr for hvert øre kraftprisen øker med i snitt. Gjennomsnittskostnaden øker med 0,08 kr/kWh. Dette betyr at for hvert øre den gjennomsnittlige kraftprisen øker, vil kravet til støtte reduseres med ca. samme mengde.

En økning i nettariff på 25% vil være det samme som å øke effektleddene med 25% for alle, unntatt *Målt tariff* og *Målt sesong*. For de sistnevnte blir økningen i effektledd 28% om årskostnaden for nettariffen skal være på 25%, se tabell 10.

Tabell 10 Tariffstrukturer ved en økning i nettariff på 25%, uten endret kostnadsnivå

Tariffstruktur		Energiledd	Effektledd
Flat tariff	0-alternativ	0,58 kr/kWh	ingen
Flat + CPP	Flat tariff med Critical Peak Pricing	0,54 kr/kWh	0,54 kr/kWh/h
Målt	Målt effekttariff	0,05 kr/kWh	10,59 kr/kWh/h
Målt sesong	Målt effekttariff med sesongvariasjon	0,05 kr/kWh	14,63 kr/kWh/h _{vinter} 3,66 kr/kWh/h _{sommer}
RTP	Real Time Pricing	spotpris*205%	ingen
ToU	Time of Use	0,73 kr/kWh _{Peak} 0,36 kr/kWh _{Off-peak}	ingen
ToU sesong	Time of Use med sesongvariasjon	0,67 kr/kWh _{Peak, sommer} 0,17 kr/kWh _{Off-peak, sommer} 0,84kr/kWh _{Peak, vinter} 0,34kr/kWh _{Off-peak, vinter}	ingen

Som vist i tabell 11, vil ikke denne endringen forandre på resultatene i stor grad. For målt tariff med og uten sesongvariasjon vil ikke resultatet endres i det hele tatt, noe som gjør den mindre lønnsom i forhold til dagsens tariff når nettariffen øker. For de resterende tariffene vil lønnsomheten øke til en viss grad, men ikke like mye som en økning i kraftpris. Endringen ligger på 300-500 kr i sparte kostnader per år for de forskjellige tariffene. Dette gjør en økning i nettariff mer lønnsom for alle tariffene unntatt målt tariff med og uten sesongvariasjon.

Tabell 11 Spart årskostnad før og etter en økning på 25% i nettariff

Uten økning	ToU	ToU sesong	Flat	Flat + CPP	RTP	Målt	Målt sesong
Spart årskostnad	3 300	3 230	2 970	2 860	2 860	1 810	1 770
Differanse til Flat tariff	330	260	0	-110	-110	-1 160	-1 200
25% økt nettleie							
Spart årskostnad	3730	3650	3320	3180	3180	1840	1790
Differanse til Flat tariff	410	330	0	-140	-140	-1480	-1530

5 Diskusjon

5.1 Sammendrag av resultatene

Solcelleanlegget på 3,3 kWp har en estimert produksjon på 2670 kWh. Hovedvekten av denne produksjonen er i sommerhalvåret, mens kun 3,5% produseres i månedene november, desember, januar og februar. Anlegget reduserer de daglige effekttoppene flere av dagene i mai, juni og juli. Det er også mulig med effektreduksjon i hele perioden fra mars til september, gitt solrike dager.

Private solcelleanlegg er ikke lønnsomt i dag. Ved 100% selvkonsum av den produserte energien ligger den sparte kostnaden for de forskjellige tariffene mellom 1,35 kr/kWh og 0,71 kr/kWh, mens den spesifikke energikostnaden for solcelleanlegget ligger på 1,70 kr/kWh uten Enova-støtte og 1,36 kr/kWh med Enova støtte. For at solcelleanlegget skal være lønnsomt med dagens flate tariff må internrenten være -0,2% ved 10% salg til spotpris, 0,6% for 100% selvkonsum og 2,7% med 100% selvkonsum og Enova-støtte. ToU gir en For *Målt* og *Målt sesong* vil gi en negativ avkastning for solcelleanlegget i løpet av 25 år, selv med støtte. Lønnsomheten for solcelleanlegg reduseres når effektbaserte tariffen øker kostnaden og vekten til effektledet til vintermånedene, og om avregningsnivået for effekttoppene går fra time- til dagnivå. Med økende kraftpriser og nettatiffer vil lønnsomheten ved å installere solcelleanlegg øke ettersom det vil være mer å spare i årskostnad.

5.2 Vedrørende resultatene

Resultatene for den relative lønnsomheten mellom tariffene er ganske sikker. Det største usikkerhetsmomentet her er om resultatene vil endres ved en annen tariffoppbygning. ToU vil i større grad nærme seg *Flat tariff* om peak-periodene ikke korrelerer med solcelleanleggets produksjon, som ToU sesong er et eksempel på. For å få en større effekt av tariffen kan det være mer hensiktsmessig å ha flere tariffnivå med peak-perioder morgen og kveld, en middels pris midt på dagen og off-peak-periode på natten. Så lenge noe av solcelleproduksjonen korrelerer med peak-periodene er det likevel sannsynlig at ToU forblir den beste for solcelleanlegg. En målt tariffstruktur vil alltid være mindre lønnsom for solceller enn en flat struktur siden solcelleanlegg har vanskelig for å dempe effekttoppene. Selv med installasjon av AMS-målerne er det liten grunn til å legge målt tariff til avregning på timenivå. *Målt tariff* vil da bli identisk med den flate strukturen. RTP vil i større grad bli påvirket av

spotprisbevegelsene og forholdet mellom spotprisen og forbruket, men dette vil kunne gjøre *RTP* både mer ulønnsom og mer lønnsom enn den flate tariffen i et mer dynamisk kraftsystem eller med en liten endring i forbruksmønster. Selv om nivåene på effektavregningen økes eller de ønskede periodene for effektreduksjon flyttes, skal det store endringer til før rekkefølgen på hvilke tariffstrukturer som er mest og minst lønnsomme, bli annerledes.

Blant de ulike tariffene kom *ToU* ut som den mest lønnsomme for solcelleanlegget. Både Mills et al. (2008) og Ong et al. (2010) støtter resultatet om at *ToU* kan være mest lønnsomt for solcelleanlegg. Det kan også virke som om *ToU* er tariffen som har blitt valgt og forsket på i andre land i stor grad. For det norske kraftsystemet er det likevel mulig at det er andre tariffmodeller som vil kunne bidra med en mer samfunnsøkonomisk effektiv fordeling av nettkostnadene.

Selv om lønnsomheten til solcelleanlegg blir redusert ved en endring i nettariff, er det et viktig poeng at nettkostnadene må fordeles på solcelleeierne også. Om husstander med solcelleanlegg ikke greier å kutte effekttoppene, er de avhengig av at nettet bygges ut i like stor grad som de uten solcelleanlegg. NVE har foreslått å innføre en abonnements-tariff. Her regner de med et fastledd for et effektnivå og at det betales ekstra for overforbruk. Denne tariffen vil kun gi solcelleanlegg mulighet for å spare kostnader ved overforbruk. Om abonnementet dimensjoneres til overforbruk i 5% av timene vil grensen bli den samme for *Flat + CPP*. Som for *Flat + CPP* er timene med effektuttak over grensen i vintermånedene hvor solcelleanlegg ikke kan redusere forbruket, og lønnsomheten til solcelleanlegget vil mest sannsynlig være på samme nivå som målt tariff eller målt sesong. Det kan diskuteres om abonnements-tariffen vil fordele kostnadene for effektbruk mer jevnt, men det legger ikke opp til forbrukerfleksibilitet annet enn timene med overforbruk. Om husholdningen ikke bruker mer enn abonnementsgrensen i topplasttimene har de ikke noe insentiv for å bidra til å begrense topplasttimene. En mer dynamisk tariff vil kunne gi økt insentiv til reduksjon i topplasttimene i tillegg til å fordele nettkostnadene etter effektuttak.

Analysen tydeliggjør i hovedsak hva som vil skje med lønnsomheten til solcelleanlegg ved innføring av ulike nettariffer og hvordan dette påvirker avkastningen til investeringen. Det er en stor kjøpelyst hos private forbrukere for solcelleanlegg og en stor misnøye med økende strøm- og nettariffer. Lønnsomheten for tariffstrukturene er relevant som investeringsgrunnlag når det blir avgjort hvordan nettariffen i Norge skal formes. Resultatet for hvordan forskjellige tariffstrukturer påvirker lønnsomheten kan også brukes som et investeringsgrunnlag. Når det kan virke som NVE vil innføre en tariffstruktur som vil

redusere lønnsomheten for solcelleanlegg relativt mye, kan det være et insentiv til å heller investere i andre alternativ. Disse resultatene kan bidra til å se hvordan sammenhengen er når det investeres i et marked med en tariff, mens en stor del av anleggets levetid er i et endret marked. Om dette ikke blir tatt hensyn til vil det gi investeringsbeslutning på gale premisser og det kan vise at det også er en større risiko i det private markedet, noe som det burde legges vekt på. Det kan derfor være viktig å ta hensyn til risiko i lønnsomhetsanalyser for det private markedet og ikke legge avkastningskravet lik bankrenten uten risiko.

Det er uvisst hvorvidt interessen for solcelleanlegg vil fortsette å øke i samme fart som de to siste årene. I dag er den installerte kapasiteten 68 MWp i Norge, så dersom veksten øker i samme hastighet de neste ti årene vil solcelleproduksjonen fortsatt dekke en veldig liten andel av Norges totale elektrisitetsforbruk. Det kan likevel være et viktig bidrag i det fremtidige kraftsystemet selv om det er en liten aktør. Med Norges vannkraft trenger ikke dette gi stor systemproblematikk siden vannkraft kan bidra til å balansere ut forskjellene i produksjon og forbruk. Likevel er ikke solcelleproduksjon jevnt fordelt utover året slik at det er muligheter for lokale effektutfordringer i nettet dersom et område har mye lokal solcelleproduksjon som skal balanseres. En løsning på dette problemet er om tariffstrukturene stimulerer til mer off-grid løsninger for solcelleanlegg. Det kan derfor være hensiktsmessig å ta tariffstrukturenes påvirkning på lønnsomheten til solcelleanlegg.

For denne analysen er det valgt en størrelse på 3,3 kWp. Denne størrelsen ble valgt på bakgrunn av at dette er, som nevnt tidligere, en gjennomsnittlig størrelse for solcelleanlegg for eneboliger. I tillegg er den en standardstørrelse som gjør den er vanligere og billigere enn andre størrelser. For forbruksprofilen som er valgt til analysen virker det som om anleggsstørrelsen er riktig dimensjonert siden det kun er en overproduksjon på 10%. Ved et større anlegg vil både produksjon og kostnader øke, og den spesifikke energikostnaden ville trolig økt noe siden en større andel ville bli solgt til spotpris. Overproduksjonen i min modell er såpass liten at det ikke er mye å hente i lønnsomhet ved å redusere anleggstørrelsen. Ved en reduksjon i anleggsstørrelse vil også produksjonen i de timene med høyere priser på våren og høsten gå ned. Et anlegg på 3,3 kWp vil trenge 20 kvm som nok vil passe på de fleste tak. Det kan tyde på at dette er riktig anleggsstørrelse for denne analysen.

Resultatet for den spesifikke energikostnaden og nåverdien for et solcelleanlegg er beregnet med utgangspunkt i Oslo og ikke på et nasjonalt nivå eller i andre landsdeler. Som følsomhetsanalysen viste, endrer de relative resultatene seg lite ved en endring i produksjonen når det gjelder hvilken tariffstruktur som er mest lønnsom for småskala solcelleanlegg.

Lønnsomheten endret seg i noe større grad for de med høyest lønnsomhet enn for de med lavest lønnsomhet ved en endring i produksjon. Rekkefølgen for hvilken tariffstruktur som er mest lønnsom vil derfor forbli uendret. Dersom vi antar at spotprisene er relativt jevne over hele landet, er det i hovedsak produksjonen som endrer seg ved endring i lokasjon. Dette tyder på at resultatet for hvilken tariffstruktur som gjør solceller mest lønnsom vil være stabil uansett hvor i Norge anlegget settes opp. På et sted i Norge med høyere produksjon vil de lønnsomme tariffene få en relativt større lønnsomhet i forhold til de ulønnsomme tariffene. I de nordligere eller mindre solfylte områder i Norge vil lønnsomheten generelt gå ned, men den vil få en større lønnsomhet ved bruk av ToU enn ved målt effekttariff. Likevel er resultatene robuste for hele Norge i forhold til hvordan solcelleanlegget blir påvirket av de forskjellige tariffstrukturer. Den spesifikke energikostnaden reduseres i omtrent like stor prosentvis grad som produksjonen øker, slik at solcelleanleggets lønnsomhet vil variere i Norge med produksjonsnivå, gitt muligheten for like investeringskostnader og uendret forbruksprofil på bakgrunn av endret klima.

5.3 Klimaets påvirkning.

I denne analysen er det tatt utgangspunkt i produksjon og forbruk i perioden november 2016 til oktober 2017, og jeg har forutsatt at dette tilsvarer de årlige gjennomsnittsverdiene fremover. I virkeligheten varierer klima, temperatur og lokalt vær fra år til år og dette vil også påvirke resultatene. Om de neste årene følger utviklingen fra de siste fem årene, representerer ikke denne perioden et gjennomsnitt, men et «konservativt» referanseår. I referanseperioden hadde sommerhalvåret avvik fra normalen de siste 30 årene på under 0,2 grader i gjennomsnitt. Vinteren var derimot varmere enn normalen. Ved en mer solrik vår og sommer som 2018 og 2019, vil produksjonen øke og gi en bedre lønnsomhet selv om det vil føre til en økt andel negativt forbruk og solgt energi til spotpris. Om cirka 2 år kommer en ny normalperiode og da vil normalen trolig flytte seg 1-1,5 grader over dagens normal. I tillegg til at referanseperioden store deler av året lå over den snart utdaterte normalen, var vinteren 2016 varm og med lite snø. Slik vil trolig også fremtidens vintere være mange steder i Norge. Sammenlignet med de siste 10 årene gir referanseperioden et gjennomsnittlig resultat om det antas korrelasjon mellom årlig middeltemperatur, solinnstråling og solcelleproduksjon.

Forbruket varierer også fra år til år, og et år med mye sol er ikke nødvendigvis synonymt med redusert forbruk. Vinteren kan være kald, selv om sommeren er varm. Potensialet for produksjon av energi fra solceller er begrenset av innstråling og virkningsgrad. Forventet produksjon vil i liten grad kunne overstige 1 000 kWh/kWp i Norge de nærmeste årene (Hofstad, 2019). I tillegg har solceller en bedre virkningsgrad ved kaldere temperaturer og med en økende temperatur om sommeren vil virkningsgraden reduseres. Dette betyr at en gjennomsnittlig produksjon på litt under 2 700 kWh i året kanskje er et litt konservativt estimat i Sør-Norge, men i Oslo er det et plausibelt estimat med tanke at helningsvinkelen er 20 grader.

Et annerledes klima vil kunne føre til at det blir økt forbruk om sommeren i form av et større kjølingsbehov. Dette vil igjen kunne redusere det negative forbruket, om det er en korrelasjon mellom solcelleproduksjonen og kjølebehovet. En viss korrelasjon vil det sannsynligvis være, men som Glassmire et al. (2012) konkluderer med, bidrar ikke solcelleanlegg i særlig grad til å redusere effekttoppene ved kjøling. Det betyr at dersom kjølebehovet kommer når solen er på vei ned, vil det være like stor andel negativt forbruk som blir solgt til lave spotpriser i løpet av dagen og et fortsatt høyt forbruk om morgenen og kvelden med høyere strømpriser på grunn av økt forbruk. Om overproduksjonen må selges til spotpris, vil en økt produksjon øke lønnsomheten i mindre grad enn resultatene viser fordi en større andel av produksjonen vil selges til en lavere fortjeneste enn spart kostnad.

5.4 Forbruksprofilen

Beregningene for å estimere nivåene på tariffene er gjort utfra en forbruksprofil for referanseperioden. Om tariffene ble laget med en justert innmatingsprofil⁸ kunne årskostnadene for hver tariff hvert forskjellig og derfor påvirket resultatet. Det resultatene derimot viser med en slik fremgangsmåte er hvordan de ulike tarifftypene påvirker lønnsomheten til solcelleanlegg i forhold til hverandre og for et kostnadsnivå som i analysen.

⁸ Justert innmatingsprofil er en gjennomsnittlig forbruksprofil for et område som netteieren bruker for å estimere nettariffnivå (NVE, 2015a).

Denne forbruksprofilen har ikke spesielt høye effekttopper slik at det er mulig at den likevel kan fungere som en justert innmatingsprofil.

En grunn til at det etterspørres mer effekt er at stadig flere i den norske befolkningen skaffer seg mer effektkrevende applikasjoner som for eksempel el-bil og induksjonsovn i tillegg til at alt skal lades og brukes på likt. En vesentlig mangel ved min analyse er at jeg ikke kan si noe om forskjellen mellom forskjellige forbruksprofiler.

5.5 Solcelleproduksjon

I denne analysen er det kun brukt ett anlegg som grunnlag. Resultatene er derfor i hovedsak gjeldene for et anlegg med de samme vinklene og den samme typen solceller. Selv om det finnes måter å optimalisere anlegget annerledes med tanke på å øke produksjonen, er dette solcelleanlegget optimalisert i forhold til de tidspunktene da det oftest er effekttopper. Anlegget har en asimut-vinkel som gjør at solcelleproduksjonen er størst på ettermiddagen og anlegget er derfor godt egnet til å undersøke hvordan et solcelleanlegg kan redusere effekttoppene til en husholdning. Anlegget kan gi noe mer reduksjonen andre anlegg som er sørvendt for å oppnå høyest produksjon. Ved å sette vinkelen rett sør vil produksjonen øke, men også forskyves mer mot midten av dagen og dermed korrelere mindre med effekttoppene som kommer om ettermiddagen enn den gjør i dag. En endring av asimut-vinkel vil nok i størst grad påvirke *Flat + CPP*, *RTP* og *Målt effekttariff* med og uten sesongvariasjon. Disse vil trenge reduksjon i effekttopper for å gi en bedre lønnsomhet for solceller. Dermed vil en endring som gjør at solcelleproduksjonen og effekttoppene korrelerer i mindre grad, gi en økning i årskostnaden. Dette vil redusere prisen som overskuddsproduksjonen selges for og også redusere de sparte strøm- og nettkostnadene når produksjonstoppen flyttes fra tidlig ettermiddag til kl.12. Dette vil føre til en mindre reduksjon i effekttopper og den gevinsten som kommer fra den ekstra produksjonen som følge av å endre vinkler, vil bli borte ved lavere reduksjon i nettleie om nettariffen avregnes etter disse effekttoppene. Dette vil også gjelde om nettariffen vektlegger effekttoppene i vinterhalvåret.

Det er mulig at en vinkel som er brattere og derfor fanger opp mer solinnstråling når solen står lavt, kan gi en større reduksjon i effekttopper. Produksjonen på våren og høsten vil øke i perioden med høyere effekttopper og høyere spotpriser. Selv om en brattere vinkel vil kunne være gunstig, er de billigste solcelleanleggene til eneboliger standardpakker som vil øke i kostnad med tilpasning. Gevinsten fra effekttoppreduksjon vil mest sannsynlig ikke kunne

støtte den økte investeringskostnaden. Dette gjør at vinkelen til case-anlegget er godt tilpasset et standard hustak med litt lavere vinkel enn optimalt for et solcelleanlegg.

Et annet aspekt med solcelleanlegget er at det stadig kommer nye og bedre modeller. Solcelleanlegget til Multiconsult ble satt opp i 2016 og det er sannsynlig at nyere modeller har noe bedre virkningsgrad. Til gjengjeld er det ikke tatt hensyn til at solcelleanlegg ofte har en degradering slik at produksjonen reduseres med en viss prosentandel hvert år. En reduksjon på 0,5% hvert år vil gi en reduksjon i nåverdi på 12%. Det er sannsynligvis en større svakhet ved min analyse at jeg ikke tar hensyn til en degradering av solcelleanlegget enn at det er en liten økning i virkningsgrad for et nyere panel, men effekten av degraderinger er avtagende med et økende avkastningskrav. På den andre siden er produksjonen som er tatt med i beregningene litt under den forventede produksjonen til et solcelleanlegg i Oslo. I tillegg vil produksjonen uansett variere fra år til år. Så om det blir tatt hensyn til både bedre virkningsgrad i nyere modeller og degradering, er det mulig at den estimerte produksjonen som er brukt i denne analysen kan være representativ.

Det er ikke tatt hensyn til om produksjonen stoppes i perioder ved tekniske feil, reparasjoner eller snø. Ved anlegget til Multiconsult var det en periode på to til tre måneder vinteren 2017/2018 uten produksjon. Dersom driftsstans forekommer over lengre perioder eller flere ganger, vil det kunne påvirke resultatene. Det er mulighet for at en husholdning med et lite anlegg vil kunne oppdage en slik feil raskt og få den rettet opp. Dette kan også sammenlignes med perioder med mye snø som dekker til solcellepanelene. Det vil gi samme effekt. Snø er kun aktuelt i de periodene med lite solinnstråling slik at det vil ikke ha spesielt store konsekvenser for resultatet.

Produksjonsprofilen for solcelleanlegget i denne analysen er hentet fra anlegget til Multiconsult som er dimensjonert for et mye større anlegg enn til en enebolig, og Multiconsult sitt anlegg tester refleksjon fra modulene foran. For et så lite anlegg ga det en litt for liten differanse til å inkludere dette i analysen. Det var mulig å se at effekten av refleksjon ga økt produksjon om morgenen for solcellemoduler i to rader, men for et lite anlegg var denne effekten ubetydelig for resultatet. Derfor er ikke refleksjon inkludert i min analyse. Det er likevel interessant at med refleksjon gir det en økt produksjon om morgningen i tillegg til ettermiddagen, som er de to periodene i løpet av dagen med høyest kraftpriser og nettbelastning. For større anlegg med flere rader vil dette gi en økt effekt som kan bidra til reduksjon i effektbruk.

En parameter som kunne redusert mange effekttopper er muligheten til å lagre solenergien, for eksempel i et batteri. Batteriteknologien er på ingen måte i nærheten av å kunne lagre solenergien mellom sesonger. Den vil imidlertid kunne lagre solenergi mellom dager slik at den vil kunne redusere effekttoppene ved tidlig vår og sen høst i større grad, i tillegg til en økt reduksjon om sommeren. Slik vil overproduksjonen bli redusert og anleggets inntjening vil vært høyere. ToU vil ikke øke lønnsomhet ved et batteri i denne analysen, siden peak-prisene allerede gjelder for hele produksjonsperioden. Dersom designet ble endret til å ha peak-perioder bare om morgen og kveld, ville et batteri økt lønnsomheten for alle tariffene, inkludert ToU. Spesielt Målt tariff og Målt sesong ville fått redusert årskostnadene med et batteri ettersom en stor del av effekttoppene i løpet av året ville blitt redusert. Dette vil fortsatt ikke føre til reduksjon av topplasttimene i løpet av året ettersom disse timene ofte er i desember/januar.

5.6 Tariffstrukturene

Denne analysen ser på hvordan lønnsomheten for solceller endrer seg med innføring av forskjellige tariffen. Som en følge av en ny tariff vil flere forbrukere endre forbruksmønster. Resultatene i denne analysen er kun gjeldene for en husholdning som ikke endrer forbruk ved en innføring av effekttariff. Siden en del av forutsetningene var at denne husholdningen ikke brukte spesielt effektkrevende apparater kan det være at forbruksprofilen som er brukt vil ligne på en forbruksprofil med utjevnedde effekttopper som et resultat av en effekttariff. Poenget med å endre tariff er å gi insentiv til å endre forbruksvaner. Effektene av dette er derimot ikke alltid gunstige. Gottwalt et al. (2011) konkluderte med at mye effektbruk er mulig å flytte, men det kan oppstå nye effekttoppene ved innføring av en ToU-tariff. Om effekttoppene flyttes til off-peak vil det bidratt til at solcelleanlegget ville vært mindre egnet til å dempe effekttoppene enn det var før endret forbruksmønster. Selv om dette er en uønsket effekt ved *ToU* vil det ikke redusere lønnsomheten siden *ToU* fortsatt har like mye produksjon i peak-timene.

For *Flat + CPP* er det usikkert om de timene som jeg har brukt i analysen egentlig korresponderer med effekttoppene til husholdningen. Disse skal i hovedsak bli annonsert noe tid i forveien slik at det er mulig å tilpasse forbruket i topplasttimene, selv om det beste kanskje er å generelt endre forbruksvanene gjennom hele året. Spotprisen kan indikere når systemets topplasttimer er, og hvis dette er tilfelle vil det nok påvirke resultatet for *CPP* i noe

positiv retning fordi topplasttimene korresponderer i mindre grad enn antatt med effekttoppene til husholdningen. Det er også usikkert om spotprisen blir påvirket av mer enn systemets nettbelastning. Siden kraftmarkedet er koblet til Europa, er det timer med høye spotpriser uten høy nettbelastning. CPP-tariffen har konsekvent høyt forbruk om morgningen og ettermiddagen slik at det er trolig at effekttoppene skal korrelere med de fleste topplasttimene i systemet.

At spotprisene ikke nødvendigvis gjenspeiler nettbelastningen, påvirker egnetheten til *RTP* som tariff. Rent praktisk vil alle som har hatt en strømvtale basert på spotpris forstå til hvilke tider nettariffen vil ha høyere kostnad. I tillegg er infrastrukturen til å følge med og se forventet prisestimat allerede på plass. Spotprisen blir i stor grad påvirket av tilbud og etterspørsel, slik at ved en høy etterspørsel vil spotprisen være høyere enn normalt og gi insentiv til endring. Dette vil gjelde på årsbasis, men også på døggnivå. Det er nok likevel relevant å se i hvilken grad høye priser i timer uten stor nettbelastning påvirker årskostnaden. Spotprisen kan ha timer med høye priser og lavere etterspørsel som ved påvirkning av prisnivået i Europa. Det er ikke sikkert disse timene påvirker årskostnaden, men om dette skulle vise seg å være et problem kunne det vært mulig å lage en utjevningssfunksjon for prisnivået til *RTP* slik at timene med prishopp forårsaket av andre faktorer får en mindre innvirkning på nettleien.

Lønnsomheten og reduksjonen i årskostnadene er påvirket av utformingen av de forskjellige tariffleddene. For *Målt effekttariff* vil en avregningsmetode mot timesmåling øke lønnsomheten fordi solceller demper flere effekttopper på timesbasis enn på dagsbasis. Og motsatt - ved en årlig eller månedlig avregningsmodell vil lønnsomheten reduseres ytterligere. I tillegg er utformingen i analysen basert på et energiledd som kun dekker marginalkostnadene ved bruk av nett. Ved å balansere kostnadene jevnere mellom energi og effektleddet vil også lønnsomheten øke. *Målt effekttariff* (og sesong) vil nok uansett ha lavest lønnsomhet på grunn av daglig avregningsperiode istedenfor timenivå. I *Målt tariff* er det ikke noe skille på om det høyeste effektuttaket korresponderer med topplasttimene i nettet eller ikke. Derfor gir denne tariffstrukturen et godt insentiv til å endre forbruksvaner gjennom hele året siden det er muligheter til å redusere årskostnadene ved å begrense den daglige effekttoppen.

5.7 Metodisk evaluering og videre forskning

Med så mange beregninger og koblinger som i denne analysen, er det alltid mulig at jeg har gjort noen feil slik at noen tall ikke stemmer helt. Det kan være typiske kalkulasjonsfeil hvor det er blitt satt inn feil tall selv om fremgangsmåten er rett, eller det kan være parametere som er uteglemt. Selv om det skulle være noen slike feil i analysen, er differansen mellom tariffene robuste og det er også den spesifikke energikostnaden (LCOE).

Underveis i prosessen har jeg måttet ta valg for forutsetninger, modellvalg og datagrunnlag. Valgene jeg har gjort har hatt påvirkning på resultatet og det er flere deler av analysen jeg gjerne skulle utforsket nærmere for å se hvordan resultatene ville endret seg med endret eller et større datagrunnlag. En del jeg gjerne skulle sett nærmere på er hvordan solcelleanleggets posisjon kunne vært optimert for effekttoppreduksjon før jeg hadde utført analysen. Siden en ny tariffmodell i større grad skal ta hensyn til effekttoppene, vil forskning rundt hvilken helningsvinkel og asimut-vinkel som demper effekttoppene i vinterhalvåret, være aktuelt. Hittil har en optimering av produksjon vært viktigere enn en optimering av effektreduksjon. Det er lite sannsynlig at topplasttiden i året vil dempes, men en optimering for å dempe flest mulig effekttopper i vinterhalvåret vil kunne redusere den generelle belastningen på nettet. Her vil det også være interessant å se hvilken vinkel som fungerer best for kombinasjonen av strøm og nettariff. Strømtariffen vil mest sannsynlig bli redusert i størst grad om solcelleanlegget er designet for en høyest mulig energiproduksjon, mens en effektbasert nettariff vil tjene på en reduksjon i effekttopper. Denne balansen vil være aktuell når det gjelder å optimalisere solcelleanleggets vinkler.

Resultatene og optimalisering av vinkel vil i stor grad være påvirket av forbruksprofil. Jeg skulle gjerne ha utvidet denne analysen til å ta for seg forbruksprofiler med høyere effektbehov eller mer utypisk forbruk. Dette vil gi et bedre bilde av hvordan effekttariff og effekttopper påvirker lønnsomheten for solcelleanlegg for ulike husholdninger og om lønnsomheten for solcelleanlegg varierer med forbruksvanene til husholdninger.

Denne oppgaven er i tillegg bygd på en forbruksprofil for eneboliger, mens i byer er det leiligheter eller boligkompleks med garasjeanlegg som vurderer å investere i solcelleanlegg. Disse har en annerledes forbruksprofil og solcelleanlegg vil gi dem mulighet til å dempe forbruket på samme måte som eneboliger. Her kan det installeres større anlegg på tak, og større anlegg vil kan ha skalafordeler. Private småskala solcelleanlegg er fremdeles ikke lønnsomme uten støtte, og investeringskostnadene må falle med litt over 20% for å nå samme

nivå som dagens nivå med Enova-støtte. Selv da er lønnsomheten marginal om det forutsettes et avkastningskrav på lik linje med andre investeringsmuligheter i fornybar energi. Derfor kan det diskuteres om småskala solcelleanlegg egentlig er en samfunnsøkonomisk effektivt bruk av kapital. Kanskje er det bedre for privatpersoner og kraftsystemet om det blir investeringsprosjekt i større solcelleparker hvor alle får en del av profitten som en reduksjon i strøm- og nettkostnadene fra produksjonen til solcelleparken. For større solcelleanlegg er også den spesifikke energikostnaden (LCOE) lavere, slik at det er større muligheter for lønnsomme solcelleparker enn for småskala-anlegg. Jeg skulle gjerne sett på hvordan resultatene for lønnsomheten og fordeler for effektreduksjon påvirkes av skalafordeler og større anlegg og sett dette i forhold til byplanlegging og nettdrift.

6 Konklusjon

Et lite solcelleanlegg på 3,3 kWp kan dekke +/-10% av energiforbruket til en husholdning, men produksjonen er i sommerhalvåret og produksjonen variere mye fra dag til dag. Dette gjør at i sommerhalvåret kan effekttoppene til husholdningen dempes. Om mars og september er solfylte, vil et solcelleanlegg kunne redusere effekttoppene i disse månedene også. Nettet må derimot dimensjoneres etter det høyeste forbruket og topplasttimene i systemet som oftest er i desember eller januar, de månedene med lavest produksjon fra solcelleanlegg. Dette gjør at økt bruk av solcelleanlegg i liten grad vil redusere nettutbyggingskostnadene.

Analysen viste at private småskala solcelleanlegg er fremdeles ikke lønnsomt uten støtte som i dag er på ca. 20 % av investeringskostnaden. Selv med denne støtten er lønnsomheten marginal om det forutsettes et avkastningskrav på lik linje med andre investeringsmuligheter i fornybar energi. Analysene viste at *RTP* og *Flat + CPP* reduserte den mulige besparelsen i årskostnad fra solcelleanlegget på ca. 100 kr, *Målt* og *Målt sesong* reduserte den med 1100 kr, mens *ToU* økte den med 300 kr. Lønnsomheten for solceller er derfor høyest ved innføring av *ToU* og lavest ved innføring av *Målt tariff*. For å få et lønnsomt solcelleanlegg må avkastningskravet være lavere enn 0,6% og negativ for de resterende tariffene ved 90% selvkonsum. Avkastningskravet må være lavere enn 2,7% for 100% selvkonsum og under 3,9% med støtte. Ved et høyere avkastningskrav enn disse gir det en negativ nåverdi.

Ved en endring til en mer effektbasert tariffmodell vil derfor lønnsomheten til småskala solcelleanlegg reduseres. Om produksjonen fra solcelleanlegget reduserer effekttoppene som effekttariffen bruker som avregningsgrunnlag eller om produksjonen samsvarer med de periodene med høye tariffpriser vil solcelleanlegg kunne få en øktende lønnsomhet. I Norge er dette mindre sannsynlig at vil skje siden det er på vinteren effektuttaket er høyest og styrende for kostnadsnivået for nettbruk. Det kan likevel hende at en form for effektreduksjon gjennom hele året ville være gunstig for å endre forbruksvaner på sikt. Da vil dynamiske modeller som oppfordrer til effektreduksjon gjennom hele året være gunstig. Det er likevel klart at solcelleanlegg vil ha større sannsynlighet for å oppnå en bedre lønnsomhet med en dynamisk nettariff som *ToU* hvor deler av peak-periodene med høye priser korrelerer med produksjonen i sommerhalvåret enn en nettariff som vektlegger daglig makseffektuttak eller effektuttaket i vinterhalvåret.

Om NVE innfører abonnementstariffen vil det gjøre alle investeringene i private småskala solcelleanlegg de siste årene og fremover mindre lønnsomt enn det er antatt å være i dag. Om

formålet med å investere i solcelleanlegg er å redusere kostnaden til strøm- og nettleien vil det i mange tilfeller gi en større avkastning med å la pengene stå i banken til en avkastning på 2%. Derfor kan det diskuteres om småskala solcelleanlegg egentlig er en samfunnsøkonomisk effektivt bruk av kapital. Dagens avregning gir private småskala anlegg, mens større solcelleanlegg kunne gi lavere investeringskostnader og bedre tilpasninger til variasjon i effektbehovet mellom kundene.

7 Litteraturliste

- Amundsen, J. S., Bartnes, G., Endresen, H., Ericson, T., Fidje, A., Weir, D. & Øyslebø, E. V. (2017). *Kraftmarkedsanalyse 2017 - 2030*. Oslo: Norges vassdrags og energidirektorat.
- Askim, P. (2016). *Småskala nettilknyttede solcelleanlegg i Norge : energikostnad og påvirkning av en effektbasert tariffmodell*: Norwegian University of Life Sciences, Ås.
- Bartusch, C., Wallin, F., Odlare, M., Vassileva, I. & Wester, L. (2011). Introducing a demand-based electricity distribution tariff in the residential sector: Demand response and customer perception. *Energy Policy*, 39 (9): 5008-5025. doi: 10.1016/j.enpol.2011.06.013.
- BloombergNEF. (2018). *New energy outlook 2018*. New York: BloombergNEF. Tilgjengelig fra: <https://bnef.turtl.co/story/neo2018?teaser=true>.
- BloombergNEF. (2019). *Clean Energy Investment Exceeded \$300 Billion Once Again in 2018*. New York: BloombergNEF. Tilgjengelig fra: <https://about.bnef.com/blog/clean-energy-investment-exceeded-300-billion-2018/> (lest 18.03.2019).
- Borenstein, S. (2005). The long-run efficiency of real-time electricity pricing. *Energy Journal*, 26 (3): 93-116. doi: 10.5547/ISSN0195-6574-EJ-Vol26-No3-5.
- Engan, T. T. & Kristofferse, V. (2014). *Abonnert effekt – erfaringer fra Hvaler og Steinkjer*. Trondheim: Sintef. Tilgjengelig fra: https://www.sintef.no/globalassets/project/devid/link1_sg_konferanse_tariff.pdf (lest 07.05.2019).
- ENOVA. (2016). *El-produksjon*. Trondheim: ENOVA. Tilgjengelig fra: <https://www.enova.no/privat/alle-energitiltak/solenergi/el-produksjon/> (lest 10.05.2019).
- Ericson, T. (2006). *Time-differentiated pricing and direct load control of residential electricity consumption*: Statistics Norway, Research Department.
- Everett, E. N. (2013). *Husholdingskunders tilpasning i kraftmarkedet*, 80/2013. Oslo.
- Faruqui, A. & George, S. S. (2002). The Value of Dynamic Pricing in Mass Markets. *The Electricity Journal*, 15 (6): 45-55. doi: [https://doi.org/10.1016/S1040-6190\(02\)00330-5](https://doi.org/10.1016/S1040-6190(02)00330-5).
- Faruqui, A. & Sergici, S. (2010). Household response to dynamic pricing of electricity: A survey of 15 experiments. *Journal of Regulatory Economics*, 38 (2): 193-225. doi: 10.1007/s11149-010-9127-y.
- Finansdepartement, D. k. (2014). *Prinsipper og krav ved utarbeidelse av samfunnsøkonomiske analyser mv*. Oslo: Det kongelige Finansdepartement.
- Forbrukerrådet. (2019). *Sjekk strømprisene*. Oslo: Forbrukerrådet. Tilgjengelig fra: <https://www.strompris.no/> (lest 27.03.2019).
- Fraunhofer ISE. (2015). *Current and Future Cost of Photovoltaics*. Long-term Scenarios for Market Development, System Prices and LCOE of Utility-Scale PV System. Germany: Study on behalf of Agora Energiewende.
- Glassmire, J., Komor, P. & Lilienthal, P. (2012). Electricity demand savings from distributed solar photovoltaics. *Energy Policy*, 51: 323-331. doi: 10.1016/j.enpol.2012.08.022.
- Gottwalt, S., Ketter, W., Block, C., Collins, J. & Weinhardt, C. (2011). Demand side management—A simulation of household behavior under variable prices. *Energy Policy*, 39 (12): 8163-8174. doi: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2011.10.016>.
- Hafslund Nett. (2018). *Historiske priser*. Oslo: Hafslund Nett. Tilgjengelig fra: <https://www.hafslundnett.no/artikler/nett-og-nettleie/historiske-priser-4Cp1q7FhFYIow6aiYWcg0Q> (lest 11.03.2019).

- Hafslund Strøm. (2019a). *Strømvavtaler og priser*. Oslo: Hafslund Strøm. Tilgjengelig fra: https://www.hafslundstrom.no/strom/privat/alle_str_mvavtaler/12 (lest 26.03.2019).
- Hafslund Strøm. (2019b). *Vilkår Hafslund Strøm privat*. Oslo: Hafslund Strøm. Tilgjengelig fra: <https://www.hafslundstrom.no/vilkaar-privat> (lest 26.03.2019).
- Hansen, H., Jonassen, T., Løchen, K. & Mook, V. (2017). *Forslag til endring i forskrift om kontroll av nettvirksomhet*. Høringsdokument nr 5-2017. Oslo.
- Henley, A. & Peirson, J. (1998). Residential energy demand and the interaction of price and temperature: British experimental evidence. *Energy Economics*, 20 (2): 157-171. doi: 10.1016/S0140-9883(97)00025-X.
- Herter, K. & Wayland, S. (2010). Residential response to critical-peak pricing of electricity: California evidence. *Energy*, 35 (4): 1561-1567. doi: 10.1016/j.energy.2009.07.022.
- Hofstad, K. (2019). *Solenergi*. Oslo. Tilgjengelig fra: <https://snl.no/solenergi> (lest 18.03.2019).
- IRENA. (2018). *Renewable Power Generation Costs in 2017*. Abu Dhabi: The International Renewable Energy Agency.
- Kipping, A. & Trømborg, E. (2015). Hourly electricity consumption in Norwegian households – Assessing the impacts of different heating systems. *Energy*, 93: 655-671. doi: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2015.09.013>.
- Kipping, A. (2019). *E-post vedrørende bakgrunnen til forbruksprofilen*. Oslo (e-post fra Anna Kipping til Heidi Pegill Haugstad 09.01.2019 og 10.04.2019).
- Kirkerud, J. G., Trømborg, E. & Bolkesjø, T. F. (2016). Impacts of electricity grid tariffs on flexible use of electricity to heat generation. *Energy*, 115: 1679-1687. doi: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.06.147>.
- Kost, C. & Schlegl, T. (2018). *Levelized Cost of Electricity- Renewable Energy Technologies*. Freiburg, Tyskland: Fraunhofer ISE. Tilgjengelig fra: https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/en/documents/publications/studies/Fraunhofer-ISE_LCOE_Renewable_Energy_technologies.pdf (lest 22.03.2019).
- Masson, G. & Kaizuka, I. (2018). *TRENDS 2018 IN PHOTOVOLTAIC APPLICATIONS*, Report IEA PVPS T1-34:2018. Switzerland.
- Meld. St. 25 (2015-2016). (2016). *Kraft til endring*. Energidepartementet, D. k. O.-o. Oslo: Det kongelige Olje- og Energidepartementet.
- Messenger, R. (2010). *Photovoltaic systems engineering*. 3rd ed. utg. Boca Raton, Fla: CRC Press.
- Meteorologisk institutt. (2017). *Normalperiode*. Oslo: Store norske leksikon. Tilgjengelig fra: <https://snl.no/normalperiode> (lest 27.03.2019).
- Meteorologisk institutt. (2019a). *Klima siste 150 år*. I: normalen, T. f. (red.). Oslo: Meteorologisk institutt. Tilgjengelig fra: <https://www.met.no/vaer-og-klima/klima-siste-150-ar>.
- Meteorologisk institutt. (2019b). *MET-info*. Oslo: Meteorologisk institutt. Tilgjengelig fra: <https://www.met.no/publikasjoner/met-info> (lest 27.03.2019).
- Mills, A., Wiser, R., Barbose, G. & Golove, W. (2008). The impact of retail rate structures on the economics of commercial photovoltaic systems in California. *Energy Policy*, 36 (9): 3266-3277. doi: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2008.05.008>.
- Multiconsult. (2013). *Kostnadsstudie, Solkraft i Norge 2013*. Trondheim.
- Multiconsult & Asplan Viak. (2018). *Solcellesystemer og sol i systeme*, 10200404-1080-RAP-001 Oslo.
- Multiconsult. (2019). *Solkraft i Norge: Økte med 29 prosent på ett år*. Oslo: Multiconsult. Tilgjengelig fra: <https://www.multiconsult.no/solkraft-i-norge-okte-med-29-prosent-pa-ett-ar/> (lest 17.04.2019).

- NVE. (2015a). *Nettleie*. Oslo: Norges vassdrags- og energidirektorat. Tilgjengelig fra: <https://www.nve.no/stromkunde/nettleie/> (lest 12.05.2019).
- NVE. (2015b). *Nettleien for forbruk*. Oslo: NVE. Tilgjengelig fra: <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten-for-energi-rme-marked-og-monopol/nettjenester/nettleie/nettleie-for-forbruk/> (lest 16.01.19).
- NVE. (2015c). *Om forskjeller i nettleie*. Oslo: NVE. Tilgjengelig fra: <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten-for-energi-rme-marked-og-monopol/nettjenester/nettleie/nettleie-for-forbruk/om-forskjeller-i-nettleie/> (lest 16.01.19).
- NVE. (2015d). *Solenergi*. Oslo: Norges vassdrags- og energi direktorat. Tilgjengelig fra: <https://www.nve.no/energiforsyning-og-konsesjon/solenergi/> (lest 18.03.2019).
- NVE. (2015e). *Systemansvar*. Oslo: Norges vassdrags- og energidirektorat. Tilgjengelig fra: <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten-for-energi-rme-marked-og-monopol/systemansvar/?ref=mainmenu> (lest 02.05.2019).
- Olje- og energidepartementet (OED). (2008). *Faktaark 2008 Energi og vannressurser i Norge*. Oslo: OED. Tilgjengelig fra: <https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/fakta-2008-om-energi-og-vannressurser-i/id536186/> (lest 02.05.2019).
- Ong, S., Denholm, P. & Doris, E. (2010). *Impacts of Commercial Electric Utility Rate Structure Elements on the Economics of Photovoltaic Systems*. United States.
- Park, A. & Lappas, P. (2017). Evaluating demand charge reduction for commercial-scale solar PV coupled with battery storage. *Renewable Energy*, 108: 523-532. doi: 10.1016/j.renene.2017.02.060.
- Rosvold, K. A. (2017). *watt peak*. Oslo: Store norske leksikon. Tilgjengelig fra: https://snl.no/watt_peak (lest 12.05.2019).
- Sidelnikova, M., Weir, D. E., Groth, L. H., Nybakke, K., Stensby, K. E., Langseth, B., Fonnøløp, J. E., Isachsen, O., Haukeli, I., Paulen, S.-L., et al. (2015). *Kostnader i energisektoren*. Oslo: Norges vassdrags og energidirektorat.
- Skattedirektoratet. (2017). *AVGIFT PÅ ELEKTRISK KRAFT 2017* Oslo.
- Solcellespesialisten. (2019a). *Bolig*. Østfold: Solcellespesialisten. Tilgjengelig fra: <https://solcellespesialisten.no/solcelleanlegg/nokkelferdige-solcelleanlegg-med-montering.html> (lest 27.03.2019).
- Solcellespesialisten. (2019b). *Solcelleanlegg for enebolig*. Østfold: Solcellespesialisten. Tilgjengelig fra: <https://solcellespesialisten.no/solcelleanlegg.html> (lest 27.03.2019).
- Solcellespesialisten. (2019c). *Solcelleanlegg for enebolig 3.3 kWp*. Tilgjengelig fra: <https://solcellespesialisten.no/solcelleanlegg/bolig/solcelleanlegg-for-enebolig-3kwp.html>.
- Statens vegvesen. (2014). *Konsekvensanalyser*. Håndbok V712. Oslo: Statens vegvesen.
- Statistisk sentralbyrå. (2019). *Elektrisitetspriser*. Oslo: statistisk sentralbyrå. Tilgjengelig fra: <https://www.ssb.no/elkraftpris/> (lest 10.05.2019).
- Statnett. (2019). *Topplasttimer 2010-2019*. Tilgjengelig fra: <https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/avtaler-og-vilkar-for-kunder-i-sentralnett/topplasttimer/> (lest 17.04.2019).
- Statnett SF. (2017). *Nettutviklingsplan 2017*. Tilgjengelig fra: <https://www.statnett.no/contentassets/4f4eff224c4b4796a45307836b30bf9f/nettutviklingsplan-2017.pdf> (lest 24.03.2019).
- Statnett SF & Borgen, H. (2018). *Oppdatert investeringsplan 2018*. Oslo: Statnett SF. Tilgjengelig fra: <https://www.statnett.no/contentassets/4f4eff224c4b4796a45307836b30bf9f/Brev-til-NVE-om-oppdatert-investeringsplan-transmisjonsnettet-2018-til-nve.pdf> (lest 24.03.2019).

- Stokke, A. V., Doorman, G. L. & Ericson, T. (2010). An analysis of a demand charge electricity grid tariff in the residential sector. *Energy Efficiency*, 3 (3): 267-282. doi: 10.1007/s12053-009-9071-9.
- U.S. Energy Information Administration (EIA). (2019). *Electricity explained*. I: electricity, U. o. (red.). Washington, DC: U.S. Energy Information Administration (EIA). Tilgjengelig fra: https://www.eia.gov/energyexplained/index.php?page=electricity_use (lest 12.05.2019).
- Woo, C. K., Li, R., Shiu, A. & Horowitz, I. (2013). Residential winter kWh responsiveness under optional time-varying pricing in British Columbia. *Applied Energy*, 108: 288-297. doi: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2013.03.042>.

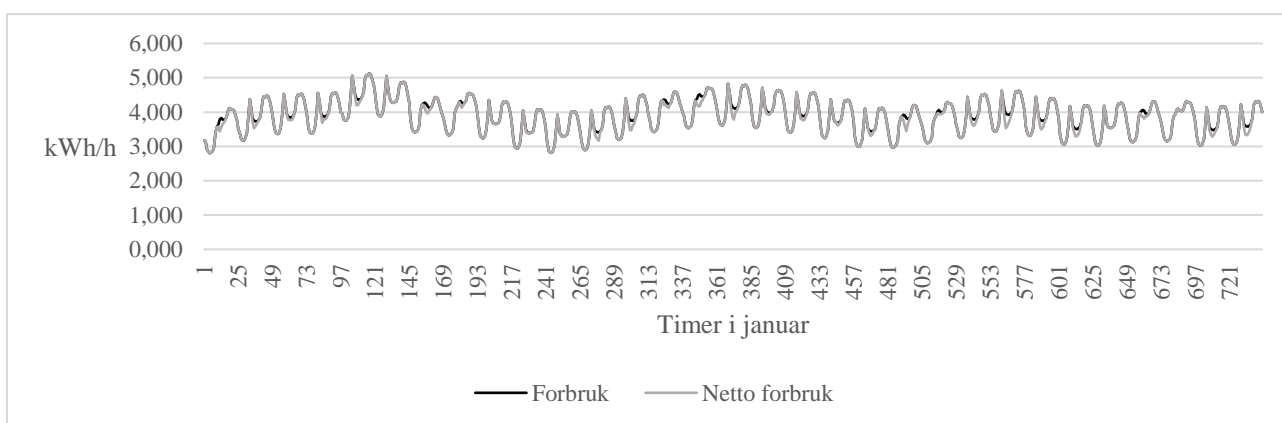
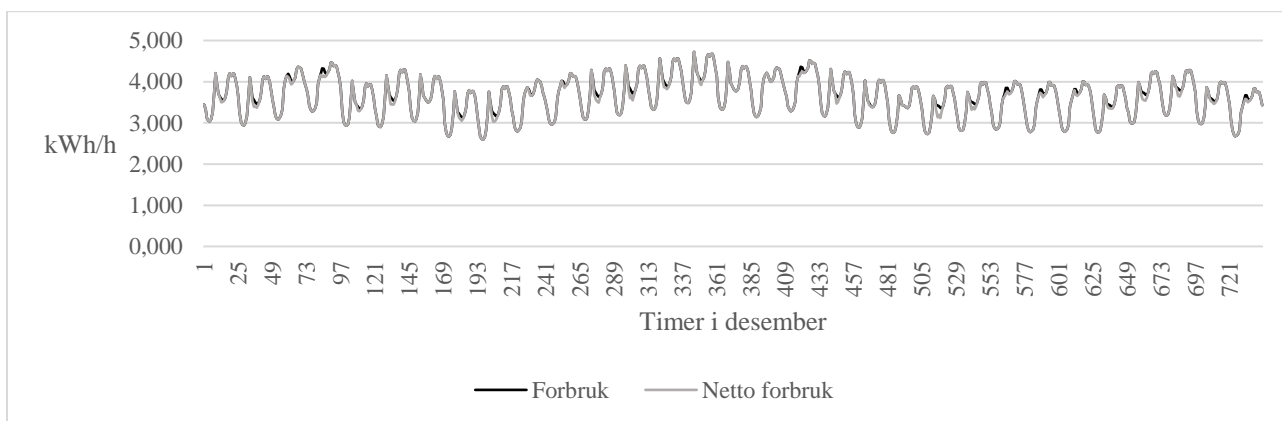
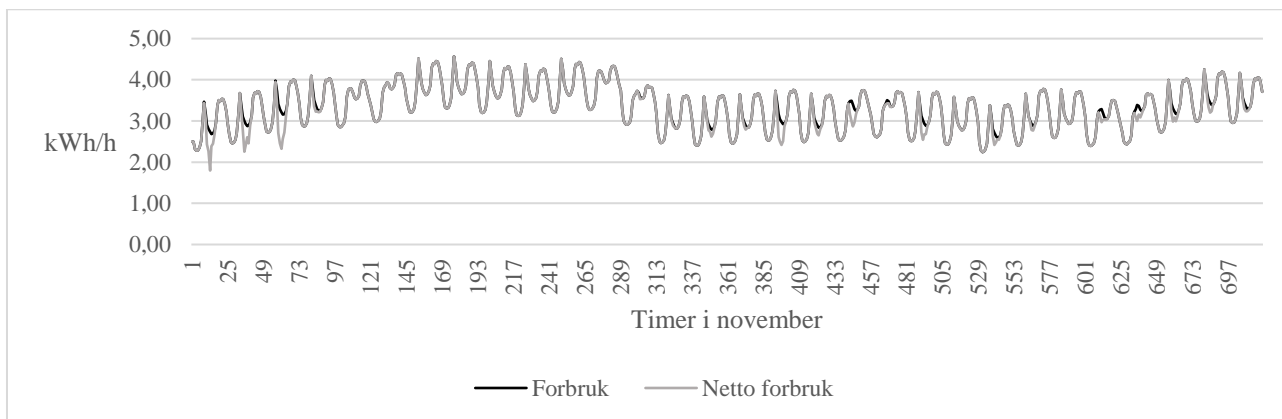
Dag	2016					2017					jul	aug	sep	okt
	nov	des	jan	feb	mar	apr	mai	jun	jun					
1	4,3	0,7	0,2	-0,4	1,6	5,9	7,6	11,3	19	15,3	12,4	10,9		
2	2,3	1,4	-4,8	-0,5	-0,9	7,3	10,5	10,2	17,6	15	11,5	11,6		
3	-0,9	-1,7	-2,6	-0,2	-0,5	5,1	11,4	11	16	14,3	11,9	11,6		
4	-0,6	-2	-3,3	-1	-0,1	5,2	9,8	12,3	15,2	15,6	11,3	6,8		
5	0	4,5	-11	-0,1	-1,4	6,5	13,6	14,3	14,5	15,6	12,6	5,4		
6	-2,6	-1,7	-4	-1,1	-2,5	4,7	15,9	15,4	14,3	14,4	12,4	7,1		
7	-5,7	2	-1	-6,3	-3,4	9,7	8,9	13,2	15,3	13	10,8	6,5		
8	-4,5	5,7	-3,2	-7,1	-2,7	7,9	5,5	12,5	15,8	16	10,9	6,5		
9	-3,6	3,4	1,2	-6,2	0,9	6,7	4,5	12,2	16,1	14,4	12	5		
10	-3	2,1	2,5	-4	1,7	8,7	1,7	14,4	14,6	17,2	11,9	3,2		
11	-5,3	0,5	3,1	-4,3	0,6	6,2	3,3	13,1	15,1	15,7	12,7	4,9		
12	-3,6	-1,1	2,1	-6,6	2,4	5,3	5,9	14,8	14,1	15,8	12,6	8,2		
13	2,4	-1,6	-3,7	-6	2,2	2,9	7,2	16,1	14,2	13,9	10,8	6,9		
14	4,1	-3,8	-3,6	-5,9	4,4	0,1	8,6	16,1	15,4	13	10,9	11,5		
15	3,6	-4,8	-5,4	-4	6,4	-1,2	9,1	15,5	16,1	15	10,1	11,1		
16	3,1	-0,5	-5,9	-1,7	3,6	1,2	8,4	15,3	15,9	17,3	10,3	11,9		
17	2,1	-1	-2,7	-1,9	4,4	2	11,1	17,3	14,7	15,6	9,9	10		
18	3,9	-2,9	-1,6	-2,4	0,3	1,3	13,8	19,2	16,3	16,1	11,8	4,8		
19	2	0,8	1,9	3,5	-0,5	3,3	13,9	15,9	15,8	14,9	11,1	3,1		
20	2,8	2,5	2,9	3,5	2,1	6,6	15,1	15	17,9	14	9,1	6,6		
21	2,8	3,5	-1,2	2,2	3,6	7,2	13,5	14,3	16,5	14,8	8,9	7,2		
22	4,5	3,1	0,4	1,5	3	6	12	15,1	17,9	12,4	11,4	5,3		
23	6,5	2	-3,4	-2,5	1	4,5	12,3	13,8	18,9	12,5	11,7	4		
24	1,1	3	-4,1	-3,5	2,7	1,4	14,1	15,1	18	13,1	13	4,4		
25	3,1	3,2	0,4	-3,5	5,6	2,9	15,5	13,1	18,6	14,4	13,5	4,7		
26	5,4	3	2,2	-1,1	7,9	4	16,8	13,7	18,1	13,4	12,6	5,9		
27	2,6	3	0	2,8	6,4	1,9	15,8	13,7	16,5	13,3	13,2	5		
28	-1,3	-1,4	-0,2	3,1	5,6	3,5	15,4	15,5	15,6	15,3	12,8	8,3		
29	-2,7	-0,8	-0,1		3	5,3	16,2	17,2	15	16,3	11,2	5,8		
30	-0,5	2,8	1,2		2,9	5,7	12,6	18,6	15,5	13,8	11,4	1		
31		5,4	-0,3		3,9		13,6		15,4	11,9		3,3		

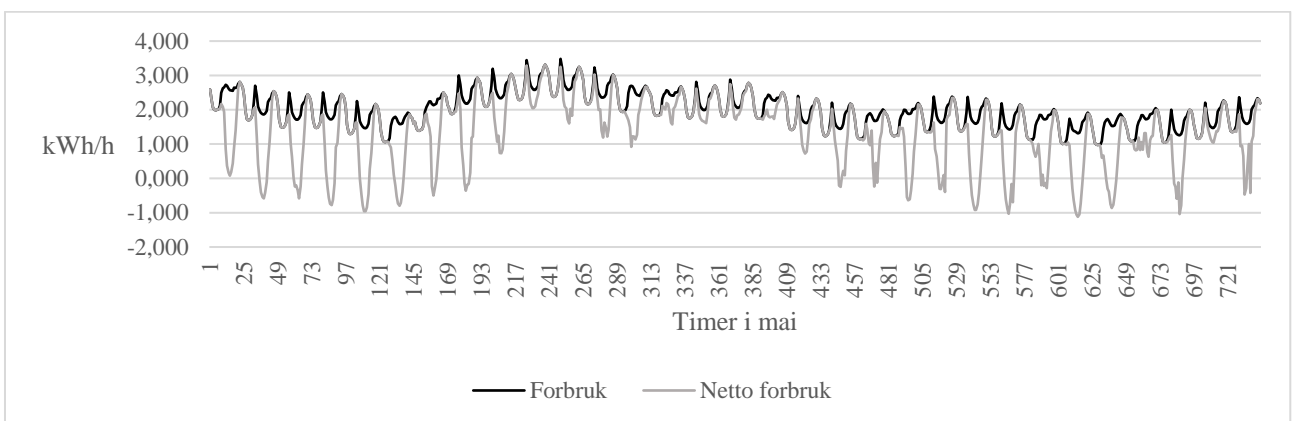
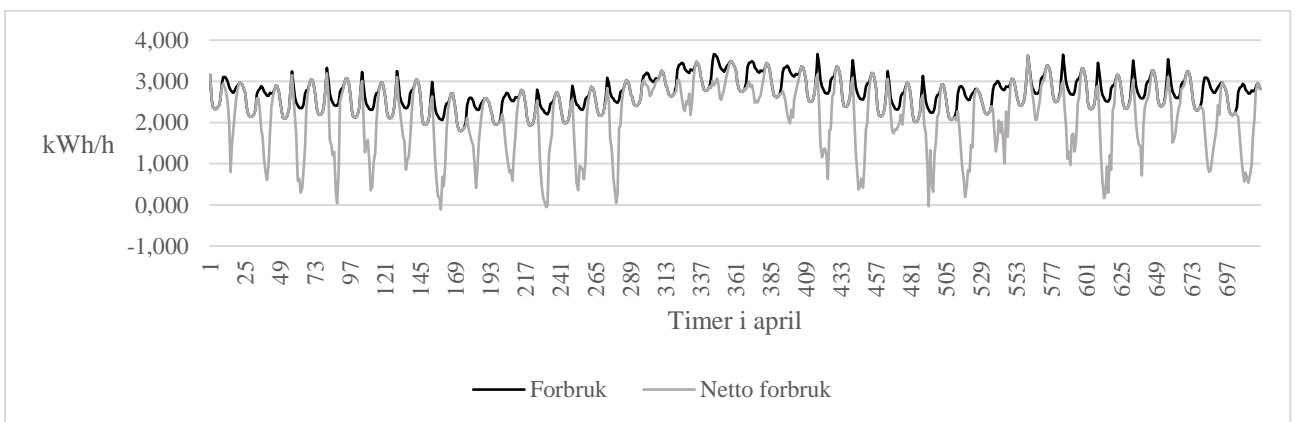
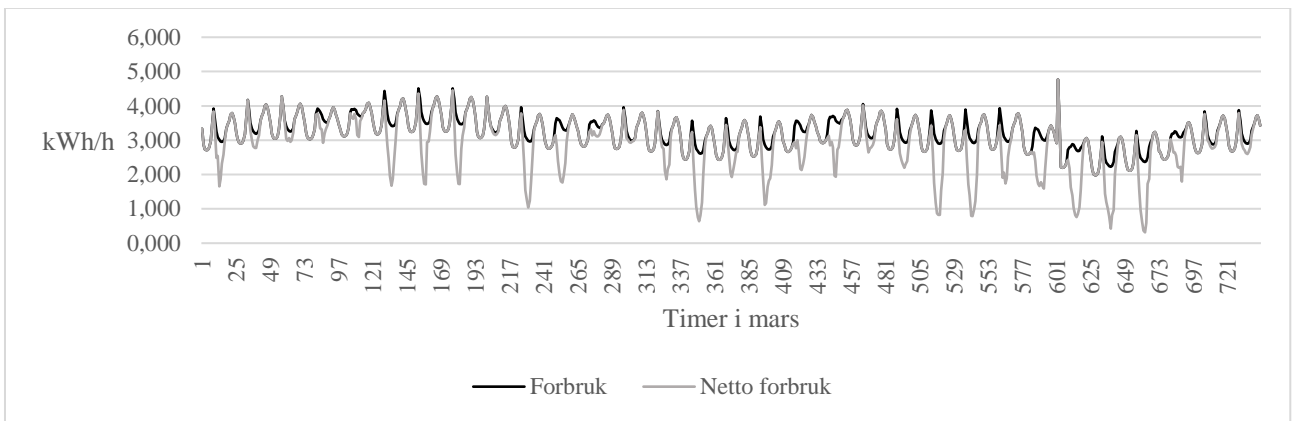
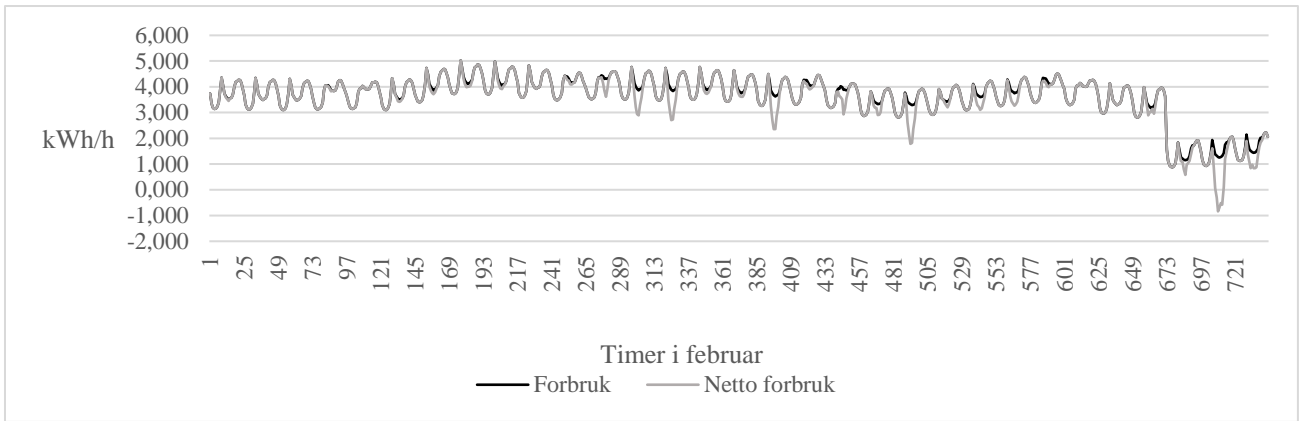
Vedlegg 1 Temperaturserien som er brukt som grunnlag for forbruksprofilen

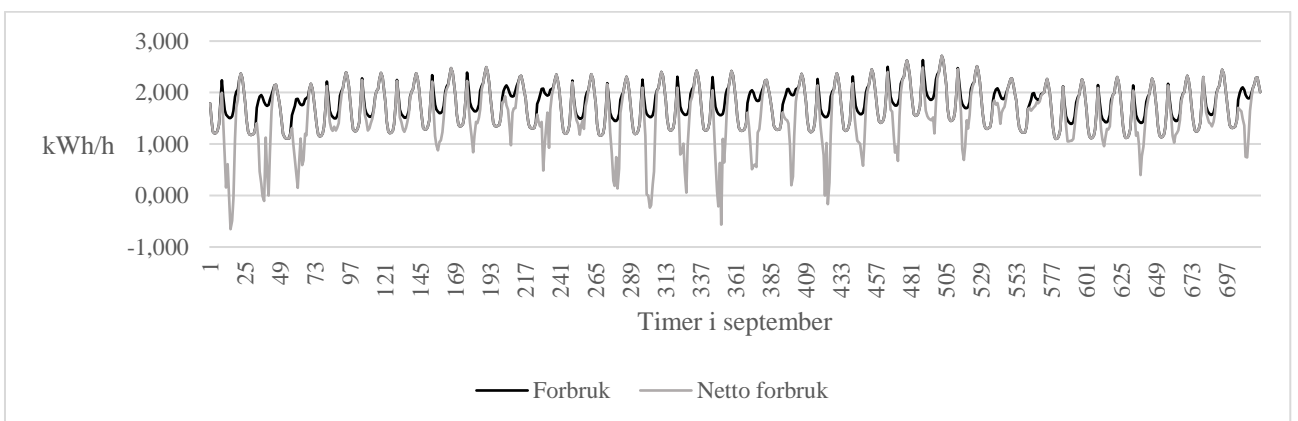
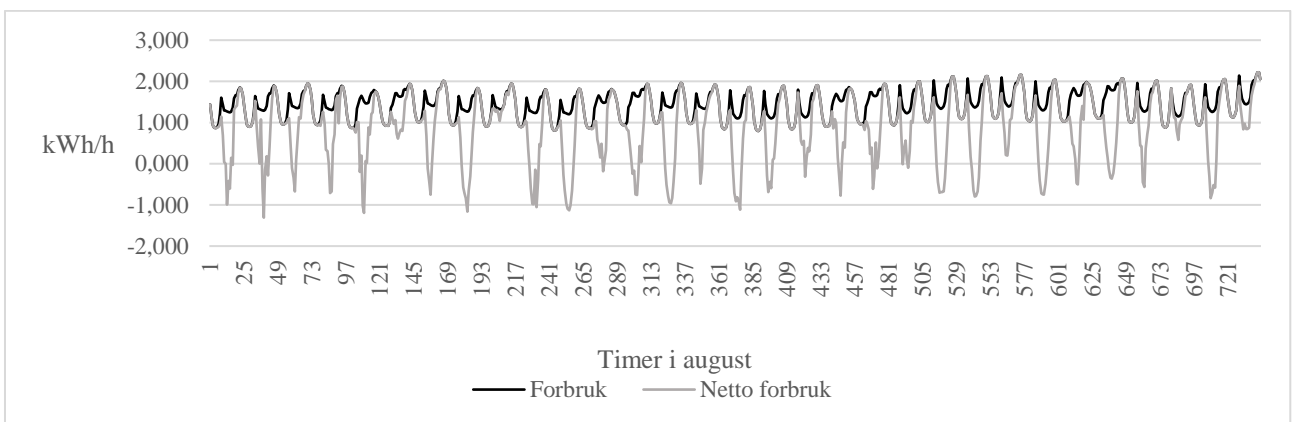
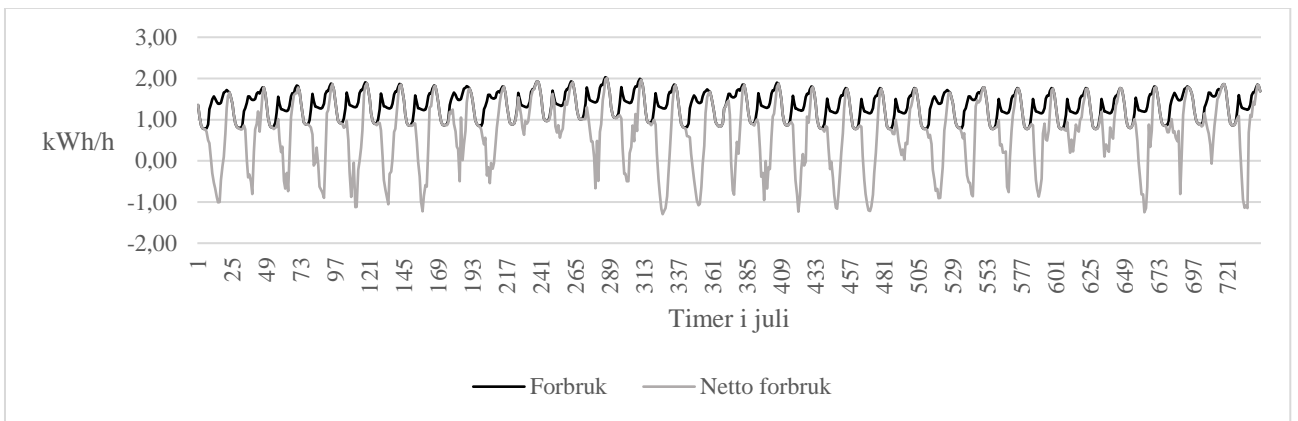
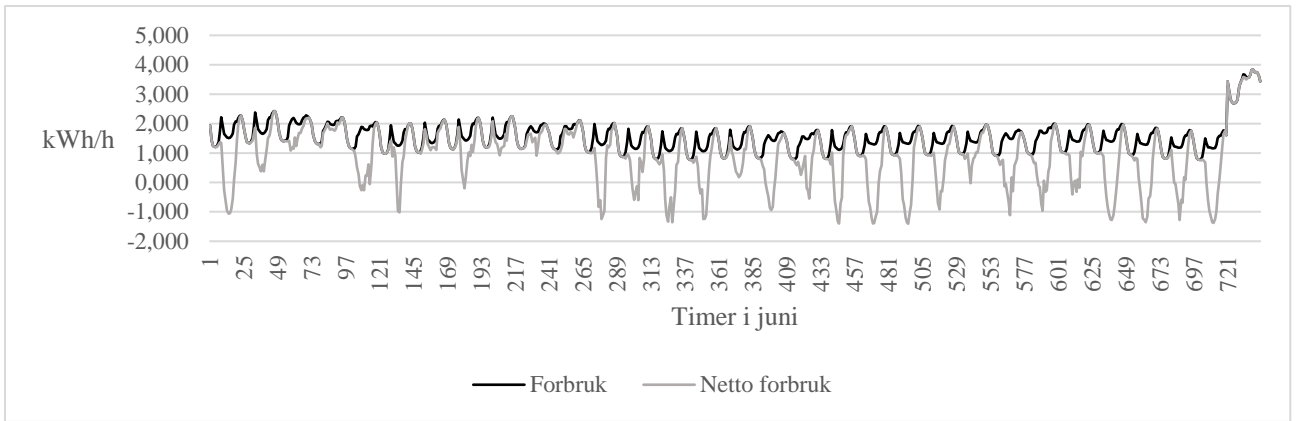
Vedlegg 2

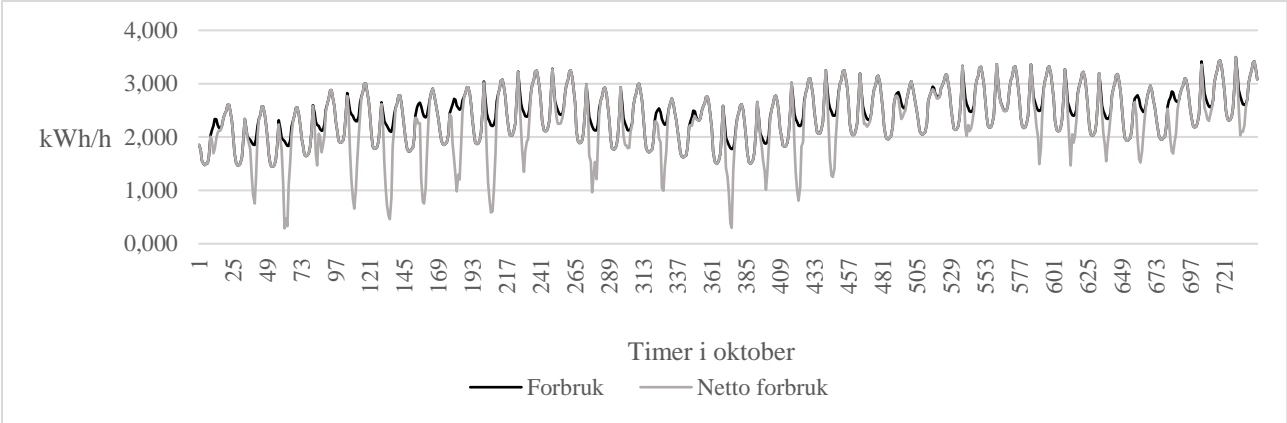
Vedlegg 2 Forbruksprofil og netto forbruksprofil for alle måneder

Den grå streken er netto forbruksprofil og i de periodene den endres vises forbruksprofilen i svart.









De to første tabellene viser faktisk nåverdi ved endring og de to siste viser hvor mye nåverdien endrer seg.

Investerings +/- 10%	TOU	TOU sesong	Flat	Flat + CPP	RTP	Målt	Målt sesong
90% selvkonsum +10%	-25 518	-26 535	-30 733	-32 410	-32 417	-48 868	-49 477
90% selvkonsum -10%	-12 938	-13 955	-18 153	-19 830	-19 837	-36 288	-36 897
100% selvkonsum +10%	-20 912	-22 042	-26 706	-28 569	-28 577	-46 856	-47 532
100% selvkonsum -10%	-8 332	-9 462	-14 126	-15 989	-15 997	-34 276	-34 952
100% selvkonsum med støtte +10%	-5 374	-6 504	-11 169	-13 031	-13 039	-31 318	-31 995
100% selvkonsum med støtte -10%	4 381	3 251	-1 414	-3276	-3 284	-21 563	-22 240

Produksjon +/-10%	TOU	TOU sesong	Flat	Flat + CPP	RTP	Målt	Målt sesong
90% selvkonsum -10%	-24 399	-25 314	-29 093	-30 602	-30 608	-45 414	-45 962
90% selvkonsum +10%	-14 057	-15 176	-19 794	-21 638	-21 646	-39 742	-40 412
100% selvkonsum -10%	-20 253	-21 270	-25 468	-27 145	-27 152	-43 603	-44 212
100% selvkonsum +10%	-8 990	-10 233	-15 364	-17 413	-17 422	-37 528	-38 273
100% selvkonsum med støtte -10%	-6 128	-7 145	-11 343	-13 020	-13 027	-29 478	-30 087
100% selvkonsum med støtte +10%	5 135	3 892	-1 239	-3 288	-3 297	-23 403	-24 148

Produksjon +/-10%	TOU	TOU sesong	Flat	Flat + CPP	RTP	Målt	Målt sesong
90% selvkonsum	+/- 5 170	+/- 5 070	+/- 4 650	+/- 4 480	+/- 4 480	+/- 2 840	+/- 2 780
100% selvkonsum	+/- 5 630	+/- 5 520	+/- 5 050	+/- 4 870	+/- 4 870	+/- 3 040	+/- 2 970
100% selvkonsum med støtte	+/- 5 630	+/- 5 520	+/- 5 050	+/- 4 870	+/- 4 870	+/- 3 040	+/- 2 970
Investeringskostnad +/- 10%							
90% selvkonsum	+/- 6 290	+/- 6 290	+/- 6 290	+/- 6 290	+/- 6 290	+/- 6 290	+/- 6 290
100% selvkonsum	+/- 6 290	+/- 6 290	+/- 6 290	+/- 6 290	+/- 6 290	+/- 6 290	+/- 6 290
100% selvkonsum med støtte	+/- 4 880	+/- 4 880	+/- 4 880	+/- 4 880	+/- 4 880	+/- 4 880	+/- 4 880

Prod	TOU	TOU sesong	Flat	Flat + CPP	RTP	Målt	Målt sesong
90% selvkonsum	27 %	25 %	19 %	17 %	17 %	7 %	6 %
100% selvkonsum	39 %	35 %	25 %	22 %	22 %	7 %	7 %
100% selvkonsum med støtte	1126 %	339 %	80 %	60 %	60 %	11 %	11 %
Invest							
90% selvkonsum	33 %	31 %	26 %	24 %	24 %	15 %	15 %
100% selvkonsum	43 %	40 %	31 %	28 %	28 %	16 %	15 %
100% selvkonsum med støtte	976 %	299 %	78 %	60 %	60 %	18 %	18 %



Norges miljø- og biovitenskapelige universitet
Noregs miljø- og biovitenskapelige universitet
Norwegian University of Life Sciences

Postboks 5003
NO-1432 Ås
Norway