

Mari Myrold Osnes

# Analyse av lastendringer på nettstasjonsnivå som følge av solkraftproduksjon på privathus og næringsbygg

Masteroppgave i Energi og Miljø

Veileder: Eivind Solvang

Juni 2020



Mari Myrold Osnes

# **Analyse av lastendringer på nettstasjonsnivå som følge av solkraftproduksjon på privathus og næringsbygg**

Masteroppgave i Energi og Miljø  
Veileder: Eivind Solvang  
Juni 2020

Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet  
Fakultet for informasjonsteknologi og elektroteknikk  
Institutt for elkraftteknikk



Kunnskap for en bedre verden



# Forord

Denne masteroppgaven er skrevet i det tiende semester og avslutter det 5-årige studiet Energi & Miljø ved NTNU i Trondheim. Oppgaven er skrevet i samarbeid med Sintef CINELDI. Benytter denne anledningen til å takke de som har bidratt i prosessen.

Jeg vil gjerne takke min veileder, Eivind Solvang, for støtte og veiledning gjennom skrivingen. Videre vil jeg takke institutt for elkraftteknikk og linjeforeningen EMIL for fem fine år ved NTNU.

Jeg vil takke Lyse Elnett som har vært behjelpelig med deling av forbruksverdier på nettstasjonsnivå som har hjulpet med å sammenligne relle forbruksdata mot eventuell framtidig produksjon av solkraft.

Jeg vil også benytte anledningen til å takke Magne Basmo som har installert sitt eget solcelleanlegg ved Byåsen i Trondheim. Han har vært behjelpelig med relle produksjonsverdier som har blitt brukt som referanse for mine framtidsscenarioer og har vært til stor hjelp med eventuelle spørsmål.

Ikke minst vil jeg også takke mine venner og familie som har bidratt med mye støtte gjennom svært annerledes corona-tider og mye alenetid på hybelen.

Trondheim, Juni 2020

*Mari Myrold Osnes*



## Sammendrag

Nettilknyttet solkraft har hatt en kraftig vekst i den norske solenerginæringen de siste årene. Det økende antallet plusskunder bidrar til en desentralisering av kraftproduksjonen, og kan skape utfordringer knyttet til kapasitet i fordelingsnett.

Denne oppgaven har analysert lastendring på nettstasjonsnivå for to nettstasjoner i Stavanger-området. Forbrukskurver som inneholder gjennomsnittlig effektverdi per time fra Lyse Elnett er sammenlignet mot framtidig produksjon fra solanlegg. Solkraftproduksjonen baserer seg på tre ulike framtidsscenarier der ulike mengder kunder i Stavanger-området har solanlegg installert på eget tak. Gjennom en plusskunde fra Trondheim, som siden sensommeren 2019 har hatt eget solanlegg i drift, har det vært mulig å benytte reelle produksjonsdata fra et solanlegg. Disse dataene har blitt brukt som en referanse for kundene i Stavanger.

De ulike scenariene med solkraftproduksjon ga forskjellige utfall. Felles for alle scenariene er at plusskundene vil bidra til endringer i lastprofil. I timer med mindre produksjon enn forbruk vil produksjonen virke avlastende for nettet, og timene med overskudd av produksjon vil føre til større belastning på nettet. Det tredje scenariet skilte seg ut ved sammenligning av overproduksjon med merkeeffekten på transformator. For dette tilfellet vil det være henholdsvis 359 og 378 timer for nettstasjon 1 og 2 gjennom året der overskuddet av kraft vil overskride transformatoreffekt. Disse timene gjennom året med overskudd kan være utfordrende med tanke på potensielle overspenninger og overbelastning av linjer og transformator som kan skade komponenter i kraftnettet.

Mengden overskuddkraft som kan være utfordrende for netteiere er i stor grad avhengig av de ulike framtidsutsiktene. Her er det store variasjoner, men de aller fleste spår en enorm økning i installert solkraftkapasitet de neste 10-20 årene. Endringer i tariffer og kutt i støtte kan på den andre siden bremse utviklingen.





## Abstract

Grid connected PV production has seen strong growth in the Norwegian industry of solar power within the recent years. The increasing number of prosumers contributes to a decentralization of the power generation, and may create challenges related to capacity in the distribution grid.

This thesis has analyzed load change at substations for two different stations in the area of Stavanger. Data that contains consumption of active power with values per hour from Lyse Elnett is compared to future production from PV. The PV production is based on three different scenarios where different amounts of costumers has PV installed. Through a prosumer in Trondheim, which has been producing from his own PV plant since the late summer of 2019 , it has been possible to operate with real production data. This data has been used as a reference for the prosumers in Stavanger.

The different scenarios of PV production have different outcomes. Common to all scenarios is that the prosumers will contribute to changing the load profile. During hours of less production than consumption, production will be relieving the grid, and the hours of surplus production will result in greater load on the grid. The third scenario stood out when comparing overproduction with the rated power of the transformer. In this case there will be 359 and 378 hours for substation 1 and 2 respectively during the year in which the surplus power will exceed the rated power of the transformer. These hours throughout the year can be challenging considering potential overvoltages and overloads of lines and transformers that potentially may damage components in the power grid.

The amount of surplus power that may be challenging for network owners is largely dependent on the different prospects. There are big variations in the prospects, but the vast majority predict a huge increase in installed solar power over the next 10-20 years. On the other hand, changes in tariffs and cuts in support may slow down the development.



## Figurliste

1	Utvikingen i norsk solkraftproduksjon de siste 17 år . . . . .	4
2	Fotovoltaisk effekt . . . . .	7
3	2 stringer bestående av 3 moduler i parallell . . . . .	8
4	Forbruk og solkraftproduksjon over døgnet . . . . .	9
5	Illustrasjon av plusskunde . . . . .	10
6	Spenningsnivå og struktur over kraftnettet . . . . .	11
7	Utvikingen i prisen for Lithium-Ion . . . . .	20
8	Årlig økonomisk tap for solcelleanlegg ved enebolig . . . . .	24
9	Skjerm bilde fra solkart.no - potensiale for strømproduksjon . . . . .	27
10	Forventet produksjon vs målt produksjon over året . . . . .	29
11	Gammelt estimat vs nytt estimat, årlig produksjon per mnd . . . . .	29
12	Framskrivninger for solkraftproduksjon fram mot 2040 . . . . .	31
13	Framtidsscenario 2 . . . . .	32
14	Forbruket til N1 og N2 gjennom året 2018, kWh per måned . . . . .	35
15	Forbruket til N1 og N2 gjennom året 2018, kWh per uke . . . . .	36
16	Forbruket til N1 og N2 gjennom året 2018, kWh per dag . . . . .	36
17	Årlig produksjon per mnd for kunde med anlegg på 12,09 kWp . . . . .	43
18	Ukentlig produksjon for kunde med anlegg på 12,09 kWp . . . . .	44
19	Daglig produksjon for kunde med anlegg på 12,09 kWp . . . . .	45
20	Produksjon mot forbruk over året for N1 . . . . .	47
21	Produksjon mot forbruk over året for N2 . . . . .	49
22	Ukesprofil av forbruk og produksjon for nettstasjon 1 i uke 21 . . . . .	52
23	Ukesprofil av forbruk og produksjon for nettstasjon 1 i uke 45 . . . . .	52
24	Ukesprofil av forbruk og produksjon for nettstasjon 2 i uke 21 . . . . .	54
25	Ukesprofil av forbruk og produksjon for nettstasjon 2 i uke 45 . . . . .	54
26	Døgnprofil av forbruk og produksjon for nettstasjon 1 for 21. mai . . . . .	55
27	Døgnprofil av forbruk og produksjon for nettstasjon 1 for 11. november . . . . .	56
28	Døgnprofil av forbruk og produksjon for nettstasjon 2 for 21. mai . . . . .	57
29	Døgnprofil av forbruk og produksjon for nettstasjon 2 for 11. november . . . . .	58

## Tabelliste

1	Parameterverdier fra solanlegg . . . . .	30
2	Kundesammensetning i nettstasjon 1 . . . . .	34
3	Kundesammensetning i nettstasjon 2 . . . . .	34
4	Scenario 1 - Kundegrupper fra N1 med solanlegg installert . . .	38
5	Scenario 1 - Kundegrupper fra N2 med solanlegg installert . . .	39
6	Scenario 2- Kundegrupper fra N1 med solanlegg installert . . .	39
7	Scenario 2 - Kundegrupper fra N2 med solanlegg installert . . .	40
8	Kundegruppe med kapasitet og årlig produksjon fra solanlegg .	41
9	Faktorer basert på plusskunden som referanse . . . . .	42
10	Totalt forbruk og produksjon over året for nettstasjon 1 . . . . .	48
11	Timer og dager gjennom året der produksjon overgår forbruket, N1 . . . . .	48
12	Totalt forbruk og produksjon over året for nettstasjon 2 . . . . .	49
13	Timer og dager gjennom året der produksjon overgår forbruket, N2 . . . . .	50
14	Antall timer der overskuddet overskrider transformatoreffekten .	50
15	Overskridelse av transformatoreffekt scenario 3, uke 21, N1 . . .	51
16	Overskridelse av transformatoreffekt scenario 3, uke 21, N2 . . .	53
17	Forbruk og produksjon gjennom 21. mai for nettstasjon 1 . . . .	55
18	Forbruk og produksjon gjennom 11. november for nettstasjon 1 .	56
19	Forbruk og produksjon gjennom 21. mai for nettstasjon 2 . . . .	57
20	Forbruk og produksjon gjennom 11. november for nettstasjon 2 .	58

# Forkortelser

AMS - Avanserte Måle- og Styringsystemer

AC - Alternating Current (Vekselsstrøm)

DC - Direct Current (Likestrøm)

DSO - Distributed System Operator

EU - Europeiske Union

IEA - International Energy Agency

KWP - Kilo Watt Peak, Inninstallert effekt ved solanlegg

KWH - Kilo Watt Hour, Produksjon av energi

NVE - Norges Vassdrags- og Energidirektorat

PQA - Power Quality Analysis - Bedrift som spesialiserer seg på spenningskvalitetsanalyser [1]

PV - Photovoltaic

PVGIS - Photovoltaic Geographical Information System

STC - Standard Test Conditions

TSO - Transmission System Operator

# Innhold

<b>Forord</b>	<b>ii</b>
<b>Sammendrag</b>	<b>iii</b>
<b>Abstract</b>	<b>iv</b>
<b>Figurliste</b>	<b>v</b>
<b>Tabelliste</b>	<b>v</b>
<b>Forkortelser</b>	<b>vii</b>
<b>1 Introduksjon</b>	<b>1</b>
1.1 Motivasjon . . . . .	1
1.2 Problemstilling . . . . .	1
1.3 Struktur . . . . .	2
<b>2 Framtidsutsikter for solkraft</b>	<b>4</b>
2.1 Situasjonen i Norge . . . . .	4
2.2 Globale framtidsutsikter . . . . .	5
<b>3 Solkraftproduksjon</b>	<b>7</b>
3.1 Solen som energikilde . . . . .	7
3.2 Plusskunde . . . . .	9
3.3 Kraftsystemet . . . . .	11
3.3.1 Det tradisjonelle kraftsystemet . . . . .	11
3.3.2 Overgang til en desentralisering . . . . .	12
<b>4 Utfordringer rundt nettilknyttet solkraft</b>	<b>14</b>
4.1 Kapasitet . . . . .	14
4.2 Spenningsforhold . . . . .	15
4.3 Tap i kraftlinjer . . . . .	15
4.4 Overspenninger . . . . .	16
<b>5 Tidligere studier</b>	<b>17</b>
<b>6 Batteri som en del av framtidens kraftnett</b>	<b>19</b>
6.1 Prisdregning i materialer . . . . .	20
6.2 Batteriteknologi . . . . .	20
6.3 Batterier og solceller . . . . .	21
6.3.1 Sesonglagring . . . . .	21
<b>7 Tariffer og regelverk</b>	<b>23</b>

7.1	Dagens situasjon . . . . .	23
7.2	NVEs nye tariffordning . . . . .	23
7.3	Tariffendring for plusskunder . . . . .	24
7.4	Enovas støtteordning . . . . .	25
<b>8</b>	<b>Metode</b>	<b>26</b>
8.1	Datagrunnlag . . . . .	27
8.1.1	Solkart . . . . .	27
8.1.2	Plusskunde fra Trondheim . . . . .	28
8.1.3	PVGIS . . . . .	30
8.2	Framtidsscenarier . . . . .	31
8.3	Antakelser . . . . .	33
<b>9</b>	<b>Forbruksdata</b>	<b>34</b>
9.1	Nettstasjonsdata . . . . .	34
9.2	Årsforbruk . . . . .	35
<b>10</b>	<b>Framtidig solkraftproduksjon</b>	<b>38</b>
10.1	Scenario 1 . . . . .	38
10.1.1	Nettstasjon 1 . . . . .	38
10.1.2	Nettstasjon 2 . . . . .	39
10.2	Scenario 2 . . . . .	39
10.2.1	Nettstasjon 1 . . . . .	39
10.2.2	Nettstasjon 2 . . . . .	40
10.3	Scenario 3 . . . . .	40
10.4	Takareal og kapasitet på solanlegg hos de ulike kundegruppene .	41
10.5	Beregning av framtidig produksjon . . . . .	42
10.6	Produksjonsprofiler fra referansekunden . . . . .	43
10.6.1	Årlig produksjon . . . . .	43
10.6.2	Ukentlig produksjon . . . . .	44
10.6.3	Daglig produksjon . . . . .	45
<b>11</b>	<b>Resultater</b>	<b>47</b>
11.1	Årsprofil . . . . .	47
11.1.1	N1 . . . . .	47
11.1.2	N2 . . . . .	49
11.1.3	Transformorkapasitet . . . . .	50
11.2	Ukesprofil . . . . .	51
11.2.1	NI . . . . .	51
11.2.2	N2 . . . . .	53
11.3	Døgnprofil . . . . .	55
11.3.1	N1 . . . . .	55
11.3.2	N2 . . . . .	57
<b>12</b>	<b>Diskusjon</b>	<b>60</b>



12.1	Tekniske utfordringer . . . . .	60
12.1.1	Overskridelse i transformator . . . . .	60
12.2	Endring av lastprofil . . . . .	61
12.3	Batterier og smartere nabolag . . . . .	61
12.4	Usikkerhet i framtidsprognoser . . . . .	62
12.4.1	Framtidig lønnsomhet . . . . .	62
<b>13</b>	<b>Konklusjon</b>	<b>63</b>
<b>14</b>	<b>Videre arbeid</b>	<b>64</b>
14.1	Sterke og svake nett . . . . .	64
14.2	Solkraft med batterier . . . . .	64
14.3	Produksjonsverdier fra eksisterende anlegg . . . . .	64
14.4	Framtidig lønnsomhet . . . . .	65
	<b>Referanser</b>	<b>66</b>
<b>A</b>	<b>Vedlegg</b>	<b>71</b>
A.1	Hente ut forbruksdata ved hjelp av Python . . . . .	71
<b>B</b>	<b>Vedlegg</b>	<b>73</b>
B.1	Framtidsscenario 2 . . . . .	73

# 1 Introduksjon

## 1.1 Motivasjon

De siste årene har mengden produsert energi fra solkraft økt kraftig både nasjonalt og globalt. Denne trenden er i følge de aller fleste framtidspregninger svært eskalerende, og det er i hovedsak den nettilknyttede solkraften som er i raskest vekst. Billigere materialer, økende bevissthet rundt klima og større teknologiinteresse er blant driverne for denne utviklingen.

De mest oppdaterte tallene er fra en lansering av nøkkeltall for solkraftnæringen som ble publisert av Multiconsult i mai 2020 på oppdrag for NVE og Solenergiklyngen. Tallene viser en økning på 52 % fra 2017 til 2018 i akkumulert installert solcellekapasitet i Norge, og videre 76 % økning fra 2018 til 2019. Dette resulterer i en samlet kapasitet på 119.8 MWp installert solcellekapasitet i Norge i utgangen av 2019. For å sette det i perspektiv i forhold til hva som er blitt innstallert per år - I 2017 ble 18 MWp ny kapasitet installert, mens i 2018 ble 23,5 MWp installert, som betyr en økning på 31 % i antall installasjoner. I 2019 fikk vi derimot 51 MWp i nye installasjoner, og en økning på 117 %. Dette betyr over doubling av markedet det siste året og enda et rekordår for den norske solenerginæringen [2].

Denne økningen skyldes i hovedsak at et økende antall privatpersoner og industri- og næringsbygg går til innkjøp av solanlegg for å dekke eget strømforbruk. Disse kundene som er knyttet til kraftnettet vil i visse tidsrom produsere mer strøm enn de forbruker og mater denne strømmen inn igjen på kraftnettet, derav kalt plusskunder [3]. Denne økende mengden plusskunder vil påvirke kraftnettet og føre med seg nye tekniske og økonomiske aspekter både for kunden og netteier.

## 1.2 Problemstilling

Denne oppgaven vil ta utgangspunkt i den enorme veksten den norske solnæringen står ovenfor. Med de framtidspregningene vi har er det rimelig sikkert å anta at desto flere etterhvert vil investere i egenproduksjon av strøm i form av solanlegg.

Basert på dette er det utviklet ulike scenarier for et nabolag i Stavangerområdet. Oppgaven vil benytte forbruksdata fra to nettstasjoner med 77 og

103 tilhørende boenheter, som er levert av Lyse Elnett. Dataene viser forbruk av aktiv effekt med snittverdier per time fra hele 2018.

Scenariene, som er utledet basert på framtidsprognoser, består av ulike mengder privatkunder med installert solkraftproduksjon på tak. Gjennom kontakt med en plusskunde fra Trondheim, som siden sensommeren 2019 har produsert solkraft på eget tak, har det vært mulig å få tak i produksjonsdata og estimater for produksjon. Disse er benyttet i denne oppgaven som en referanse for kundemassen i Stavanger-området. Hensikten er å sammenligne forbruk mot produksjon for de aktuelle nettstasjonene.

Forbrukskurvene fra Lyse Elnett viser samlet forbruk for kundene tilknyttet nettstasjonen, og produksjonskurvene blir funnet ved å legge sammen produksjon fra byggene med solanlegg installert. Oppgaven omfatter dermed en analyse på netto lastendring for kundene knyttet til de to nettstasjonene.

Hvordan vil produksjonen fra de installerte solanleggene endre lastprofilene til nettstasjonene? Vil produksjonen i stor grad overgå forbruket eller kun virke avlastende for nettet? Vil framtidens løsninger som smartere nabolag, integrerte batterier og digitale løsninger kunne bidra til å løse noen av utfordringene?

### 1.3 Struktur

Oppgaven er delt inn i følgende kapitler:

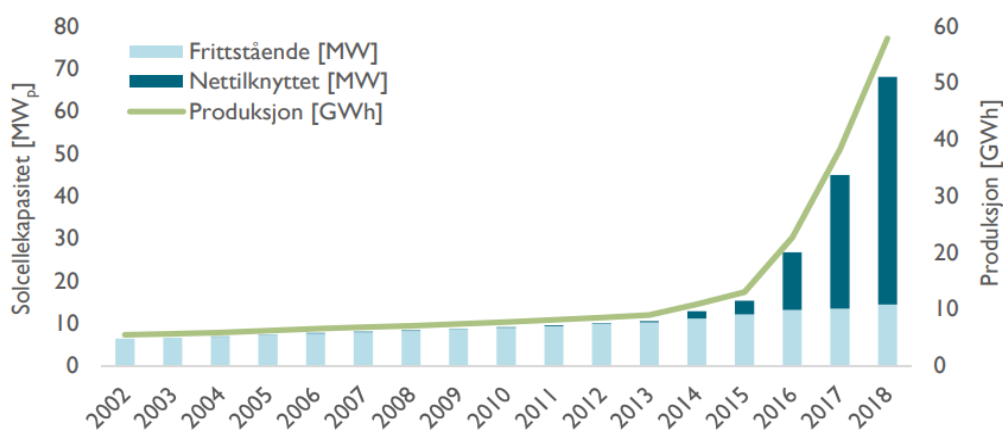
- Kapittel 2 - Tar for seg ulike framtidsutsikter for solkraft. Disse baserer seg på NVE og Solenergiklyngen sine prognoser nasjonalt, og IEA sine prognoser globalt.
- Kapittel 3 - Dette kapitlet omhandler solkraftproduksjon og definisjonen av en plusskunde. Videre presenteres oppbyggingen av det norske kraftnettet og hvordan kraftproduksjonen er i ferd med å desentraliseres i større grad.
- Kapittel 4 og 5 - Her blir de ulike utfordringene rundt nettilknyttet solkraft presentert i kapittel 4, mens kapittel 5 omhandler tidligere studier som har gjort analyser rundt disse utfordringene.
- Kapittel 6 - Dette kapitlet presenterer batteriets rolle i kraftsystemet, og nevner fordelene med å implementere batterier sammen med solanlegg.

- Kapittel 7 - Tar for seg tariffer knyttet til dagens nettstruktur, i tillegg til potensielle nye tariffendringer fra NVE sin høring. Kapitlet inkluderer også hvilke støtteordninger som finnes knyttet til privatinstallasjon av solanlegg og hvordan tariffendringene kan påvirke solkraftnæringen.
- Kapittel 8 - Her blir metoden for analysen presentert. Det ulike data-grunnlaget er presentert og begrunnet. Videre følger de ulike framtidssprognosene, i tillegg til hvilke antagelser som er gjort.
- Kapittel 9 - Presenterer nettstasjonene og tar for seg forbruksdata, hvordan de er hentet og presentert i årskurver per måned, uke og dag.
- Kapittel 10 - Presenterer nettstasjonenes kundesammensetning og antall hus med solanlegg i henhold til de ulike framtidsscenarier. Kapitlet viser også de ulike produksjonsdataene fra plusskunden og hvordan de videre blir brukt som en referanse for kundene i Stavanger-området.
- Kapittel 11 - Resultatene fra de ulike scenariene blir presentert og kommentert.
- Kapittel 12 - Dette kapitlet diskuterer funnene fra kapittel 11 og knytter det opp mot teori fra kapittel 2-7.
- Kapittel 13 og 14 - Inneholder konklusjon og forslag til videre arbeid.

## 2 Framtidsutsikter for solkraft

### 2.1 Situasjonen i Norge

Figur 1 viser utviklingen i norsk solkraftproduksjon fra 2002-2018. Som grafen viser har det vært en enorm økning i mengde installert kapasitet siden 2015. Det er ingen tvil om at utviklingen vil fortsette å øke i årene framover, men framtidsprognosene er mange og usikkerheten stor.



Figur 18: Utvikling i solkraft i Norge fra 2002 – 2018. Kilde: Asplan Viak/Multiconsult/IEA-PVPS

Figur 1: Utviklingen i norsk solkraftproduksjon de siste 17 år [4]

NVE publiserte høsten 2019 en framskrivning om kraftproduksjon i Norden fram mot 2040 [4]. Det er stor usikkerhet, men NVE anslår at produksjonen av solkraft vil ligge på et sted mellom 4-10 TWh i 2040. Basert på dette anslår de et basisscenario på 7 TWh i årlig energiproduksjon fra solkraft. Dette scenariet tilsvarende at omtrent 15 % av alle private husstander i Norge og rundt 20 % av alle næring og industribygg har solanlegg installert. Disse prognosene baserer seg på en fortsatt nedgang i kostnader knyttet til installasjon, samt en stadig utvikling i ny teknologi.

Rapporten "Solcellesystemer og sol i systemet" på oppdrag av Solenergiklyngen, skrevet av Multiconsult og Asplan Viak utviklet to ulike framtidsscenarier. Det første scenariet er basert på vekst drevet av markedet og anslår en samlet installert kapasitet på 2,31 TWh i 2030. Det andre scenariet baserer seg på EU's bygningsdirektiv og gir en kapasitet på 4,75 TWh i 2030. For å sammenlikne med NVEs prognose anslår de omtrent 2 TWh i 2030 [5].

For å sette tallene opp mot noen kjente energimengder kan en sammenlikne med årlig forbruk for en gjennomsnittlig husholdning som ligger på rundt 20 000 kWh [6], eller Norges totale årsforbruk på omtrentlige 235 TWh i 2018 [7]. NVE sitt basisscenario på 7 TWh i energi fra solkraftproduksjon vil dermed dekke forbruket til ca 350 000 norske husholdninger [4].

### 2.2 Globale framtidsutsikter

IEA, det internasjonale energibyrået, jobber sammen land over hele verden for å sikre enn bærekraftig framtid. De framlegger blant annet ulike prognoser som framskriver produksjon for fornybare kilder. I 2019 ble en ny framskrivning publisert for utviklingen i løpet av 2019-2024. Her er det estimert at den globale utviklingen innen distribuert solkraft vil stige med 250 % innen 2024 [8]. Utviklingen vil være størst innen industri- og næringsbygg grunnet den stabile lastprofilen gjennom året som gjør at de har mer å spare på egen produksjon.

Den globale solkraftproduksjonen lå på 585 TWh i 2018 og er estimert til å ligge på 1480 TWh i 2024. Et scenario basert på at vi forstatt er på vei mot en bærekraftig utvikling innen fornybarnæringen estimerer en produksjon på hele 3268 TWh i 2030 [9]. Dette tilsvarer omtrent 2 % av det hele verdens befolkning forbruker av energi i dag [10].

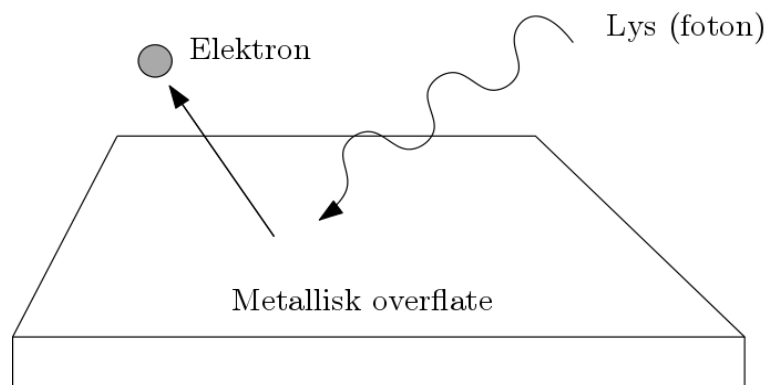
Det er med andre ord liten tvil om at sol vil få en større rolle for den globale kraftproduksjon i nær framtid. Disse estimatene er basert på en fortsatt nedgang i priser og ordninger som støtter utviklingen.



## 3 Solkraftproduksjon

### 3.1 Solen som energikilde

Solen er verdens største energikilde, og har potensial til å bli den største fornybare kilden vi benytter til strømproduksjon. Hvert år avgir sola 15000 ganger mer energi enn det hele verdens befolkning forbruker [11], det er dermed snakk om enorme mengder energipotensiale som kan benyttes til både oppvarming og strømproduksjon. Den elektriske kraften vi kan utvinne fra sola produseres ved hjelp av den fotovoltaiske effekten. Denne er illustrert i figur 2 der lysstråler fra sola treffer solceller som slår ut elektroner som flytter på seg.



Figur 2: Fotovoltaisk effekt [12]

Dersom solcellen er koblet til en sluttet krets vil elektronene bevege seg gjennom kretsen, som per definisjon betyr at strøm dannes [13]. Solceller koblet sammen i større paneler som igjen er koblet i serie eller parallell utgjør et solcelleanlegg. Serie eller parallellkoblingen vil avgjøre hvilken utgangsspenning solanlegget vil få.

En typisk spenningsverdi for en solcellemodul kan være ca 30 V [14]. Hvis denne modulen er seriekoblet 3 ganger i 2 parallelle stringer slik figur 3 viser vil utgangsspenningen være 90 V, ved bruk av ligning 1. Dersom merkestrømmen er 10 A, vil utgangsstrømmen være 20 A, og total effekt vil være 180 Wp, ved bruk av henholdsvis ligning 2 og 3. Enheten for effekt for et solanlegg blir målt i Watt Peak, dette tilsvarer enheten Watt, men det brukes betegnelsen peak

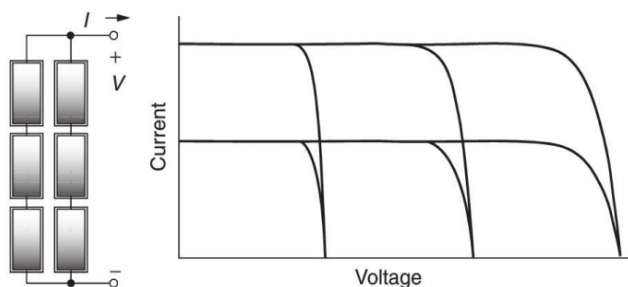


for å indikere at det er snakk om merkeeffekten når solanlegget produserer ved STC - standard testforhold [15]. STC er definert ved at solcellen har en celletemperatur på 25 °C, solinnstråling på 1000 W/m<sup>2</sup> og et luftmasseforhold på 1.5 [16].

$$V_{panel} = 3 \cdot V_{cell} \quad (1)$$

$$I_{panel} = 2 \cdot I_{cell} \quad (2)$$

$$P_{panel} = V_{panel} \cdot I_{panel} \quad (3)$$



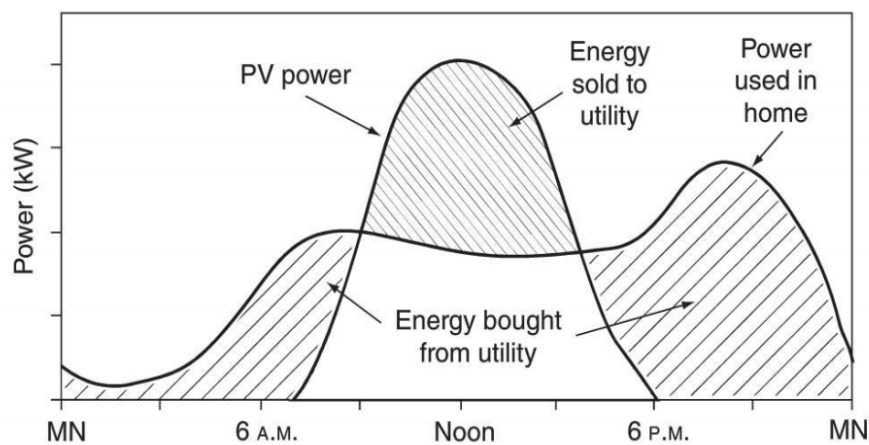
Figur 3: 2 stringer bestående av 3 moduler i parallell, [17]

For at solcelleanlegget skal levere strøm til forbrukere enten til privat bruk eller i form av større produksjon fra en produsent må spenningen tilpasses dette. Solcellen vil produsere DC-strøm ved en gitt merkespenning som vanligvis er forskjellig fra spenningen på nettet. Derfor er det nødvendig med en vekselretter som konverterer DC-strøm til AC-strøm og transformerer spenningen til passende verdi avhengig om strømmen skal inn til husstanden eller ut på kraftnettet. Solcelleanlegget må i tillegg være koblet opp mot et overspenningsvern. Dette er for å hindre store overspenninger inn på nettet som kan føre til belastningsskader.

Solcellepanelene kan monteres i store kvantum og utgjøre solparker som i dag er mest utbredt i land utenfor Norden, slik som eksempelvis Spania og Tyskland. I Norge har solcellene først og fremst blitt tatt i bruk for å forsyne fritidsboliger med strøm som befant seg utenfor rekkevidde til kraftsystemet, også kalt "off-grid". I de siste årene har trenden snudd slik figur 1 viser. Figuren vitner til en enorm vekst i nettilknyttet solkraft til både private husholdninger og nærings- og industribygg som benytter solanlegg til egenproduksjon av strøm og selger overskuddsstrøm tilbake til kraftnettet.

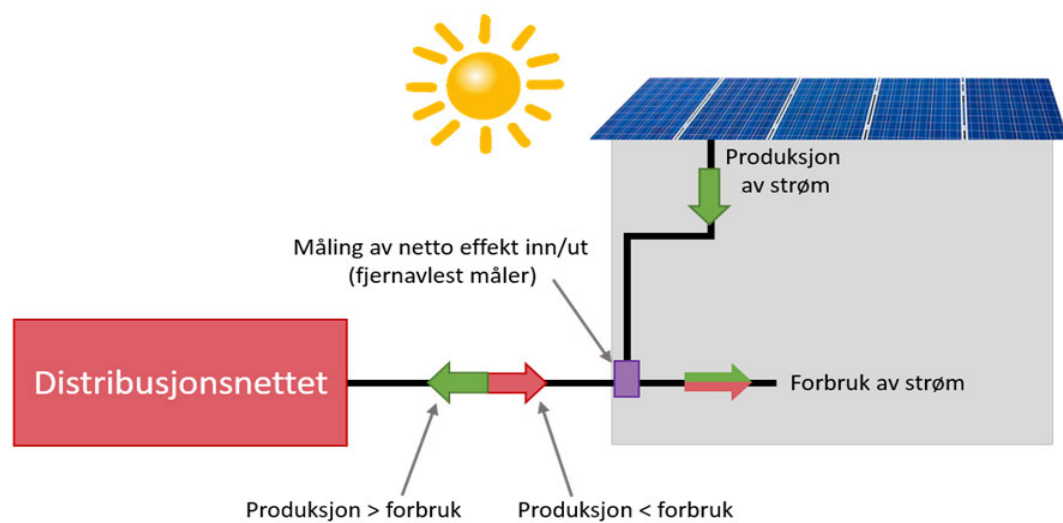
## 3.2 Plusskunde

Den økende veksten i nettilknyttet solkraft skyldes i hovedsak et økende antall plusskunder. En plusskunde er i følge NVE en kunde som både forbruker og produserer strøm. En ideell soldag med produksjon fra et solcelleanlegg kan gi en produksjonskurve tilsvarende det "PV power"- kurven i figur 4 viser. Sammenlignet med forbrukskurven oppstår det et overskudd av strøm midt på dagen som plusskunden kan mate inn igjen på kraftnettet. Innmatet effekt kan på ingen tidspunkt overstige 100 kW [3].



Figur 4: Forbruk og solkraftproduksjon over døgnet, hentet fra [18]

Figur 5 illustrerer hvordan en kunde både produserer og forbruker strøm. Som figuren viser vil kraftflyten gå begge veier avhengig av om forbruket eller produksjonen er størst. Den reverserte flyten som oppstår når kunden har overskudd kan skape utfordringer dersom flere plusskunder tilkoblet det samme fordelingsnettets mater inn strøm på samme tidspunkt. Utfordringene som kan oppstå er forklart nærmere i kapittel 4.



Figur 5: Illustrasjon av plusskunde, hentet fra [19]

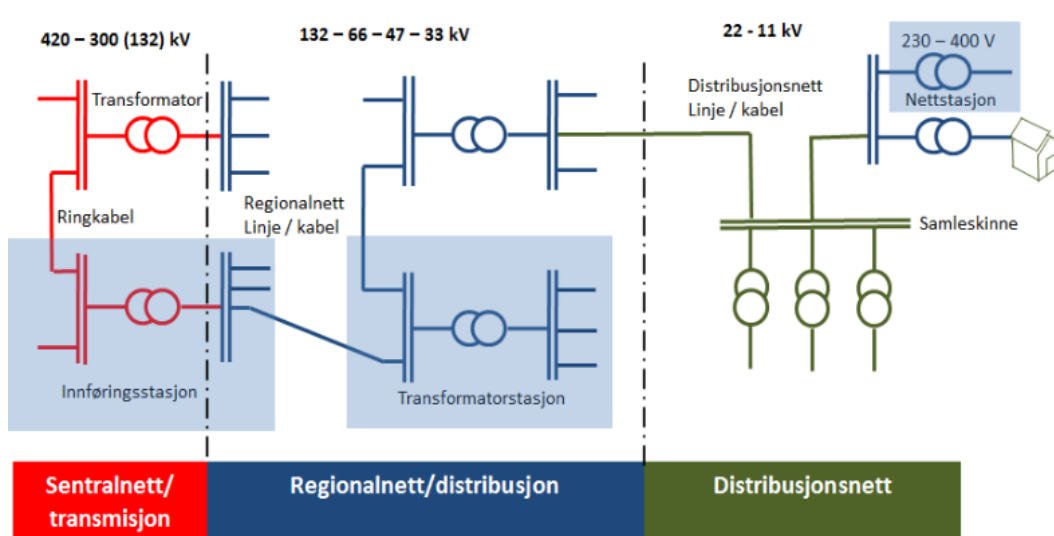
### 3.3 Kraftsystemet

#### 3.3.1 Det tradisjonelle kraftsystemet

Kraften fra produsentene beveger seg ut til forbrukerne gjennom luftlinjer og kabler som resulterer i et sammensatt kraftsystem. Det norske kraftnettet består av tre nivåer med ulik spenning. Det øverste nivået er det sentrale nettet som binder kraftnettet sammen på tvers av landet, også kalt transmissjonsnettet med en spenning på rundt 320-400 kV. Det mellomste nivået er utstikkere fra sentralnettet og beveger seg utover i ulike regioner. Regionalnettet har en spenning på 33-132 kV.[20]

Videre fra regionalnettet leveres kraften ut til kundene ved hjelp av et distribusjonsnett. Denne delen av nettet går først over i et høyspent fordelingsnett med spenninger på 11-22 kV, før strømmen fordeler seg videre utover i det lavspente fordelingsnettet med spenninger på 230-400 V. Det er til vanlig her strømmen blir fordelt ut til sluttkunden. Det lavspente fordelingsnettet har enten IT-, TT- eller TN- struktur med spenningsnivå på 230 eller 400 V. I Norge er det meste av fordelingsnettet bygd ut med IT-struktur med en spenning på 230 V.[21] Det er denne delen av fordelingsnettet som er av interesse når man ser på utfordringer rundt et økt antall plusskunder.

Mellom de ulike nettnivåene er det transformatorstasjoner som transformerer spenningen fra et spenningsnivå til et annet. Spenning ut fra transformatorne ved det laveste spenningsnivået i Norge er på rundt 230-400 V [22], og disse transformatorstasjonene blir betegnet som nettstasjoner. Figur 6 viser spenningsnivå og struktur over kraftnettet.



Figur 6: Spenningsnivå og struktur over kraftnettet, hentet fra [20]

### 3.3.2 Overgang til en desentralisering

Delkapittelet over forklarer hvordan kraftsystemet tradisjonelt fungerer. I Norge kommer mesteparten av elektrisitetsproduksjon fra store vannkraftverk. Disse kraftprodusentene er hovedkilden til energien som kundene forbraker. Denne måten kraftsystemet fungerer på er i en overgangsfase der vi er vitne til en større desentralisering av kraftproduksjonen. Desto fler privatpersoner driver egenproduksjon av strøm enten ved hjelp av solcelleanlegg eller annen elproduksjon, og småskala vannkraftverk får en mye større rolle. Denne typen produksjon kalles distribuert produksjon og desentraliserer kraftnettet i større grad. [23] Kraftnettet er konstruert for å bringe kraft fra produsent til forbruker slik som beskrevet i delkapittelet over. Økende mengder distribuert produksjon forstyrrer denne kraftflyten og kan skape utfordringer knyttet til blant annet kapasitet, planlegging og stabilitet i nettet.

I løpet av 2018 fikk alle husstander i Norge installert AMS-målere som er digitale strømavlesere som gjør det lettere for forbrukeren å holde styr på eget strømforbruk [24]. Denne digitaliseringen gjør det mulig for den enkelte forbruker å styre forbruket i større grad ved at man kan lese av strømavtrykk per tidsenhet og lettere finne ut hvilke enheter i hjemmet som drar mest strøm. Med et stadig økende antall plusskunder vil måleren kunne gjøre det mulig å selge og kjøpe strøm innad i nabolag. Prosjektet Smart Community Neighbourhood (SmartNEM) [25] ved universitet i Stavanger sikter på å finne løsningsalternativer som gir nabolag mulighet til å effektivt utnytte nabolagets elektrisitetsproduksjon og forbruk. Eksempler på dette kan være å dele eller selge overskuddsstrøm til naboer som har et høyt strømforbruk i det aktuelle tidsrommet. Slike løsninger vil avlaste nettet og kan føre til mindre kapasitetsproblemer.



## 4 utfordringer rundt nettilknyttet solkraft

*Deler av dette kapittelet er hentet fra prosjektoppgaven ”Lastendring som følge av solkraft i lavspennte fordelingsnett ” skrevet av undertegnede høst 2019 [26].*

Som beskrevet i kapittelet om framtidsutsikter for norsk solkraft vil den økende veksten i privatinstallasjoner av solanlegg eskalere i årene framover. Figur 4 viser overskuddet av kraft som oppstår midt på dagen hos en eksempelkunde med solanlegg. NVE sin ordning sier at innmatet effekt kan på ingen tidspunkt overskride 100 kW. Men la oss ta for oss et eksempelbolag der 30 husstander har solanlegg til 20 kWp installert på hvert sitt tak. På et tidspunkt på dagen kan disse produsere til samme makseffekt, og kanskje i tillegg ha et lavt forbruk fordi samtlige er på jobb. For å sette det på spissen vil da 600 kWp skulle mates inn på et lite fordelingsnett i samme tidsrom. Dette vil føre til utfordringer for fordelingsnettet som muligvis ikke er dimensjonert for å ta imot slike mengder effekt.

Disse utfordringene er nøye beskrevet i mange av de tidligere studiene som blir nevnt i kapittel 5, jeg vil derfor her kun trekke ut de viktigste essensene.

### 4.1 Kapasitet

Kraftnettet er dimensjonert for å forflytte strøm fra produsent til forbruker nedover i nettet. Kraften fordeler seg utover og belastningen blir lavere jo lenger ned i nettet du beveger deg. Dette resulterer i luftlinjer og kabler med mindre tverrsnitt i distribusjonsnettet enn i transmisjonsnettet. Optimalt tverrsnitt kan beregnes ved hjelp av 4, hentet fra [27].

$$A_{opt} = \frac{P}{U_L \cos \alpha} \sqrt{\frac{\rho K_{pek} \cdot 10^{-3}}{k_{tv}}} \quad (4)$$

Effekten vil dermed også minke nedover i nettet da den er proporsjonal med arealet. Kapasiteten i mange deler av distribusjonsnettet er dermed ikke i stand til å ta imot store mengder overskuddsenergi som plusskundene kan skape og fare for overbelastning er en mulig utfordring.

Transformatorer er plassert i nettstasjoner mellom det høyspennte og lavspennte fordelingsnettet og er ment for å transformere ned spenningen. Med større

og flere enheter som produserer i det lavspente nettet vil spenningen øke og utfordringer knyttet til kapasitet kan også oppstå her.

### 4.2 Spenningsforhold

For at kraften som flyter i nettet ikke skal skade komponenter og føre til overbelastninger er det utviklet ulike forskrifter for å sikre et fornuftig bruk av kraftnettet. Forskrift om leveringskvalitet sier blant annet følgende -

*”Nettselskap skal sørge for at langsomme variasjoner i spennings effektivverdi, er innenfor et intervall på  $\pm 10$  % av nominell spenning, målt som gjennomsnitt over ett minutt, i tilknytningspunkt i lavspenningsnettet.”* [28]

*”Nettselskap skal sørge for at grad av spenningsusymmetri ikke overstiger 2% i tilknytningspunkt, målt som gjennomsnitt over ti minutter”* [28]

Det norske IT-nettet med nominell spenning 230 V skal derfor holde seg innenfor et intervall på 207-253 V. En simuleringsstudie fra sintef viser at økte mengder plusskunder i svake nett kan føre til spenningsstigning og usymmetri som overgår det som er tillatt i forskrift for leveringskvalitet [23]. Mange solanlegg leverer 1-fase strøm. Ved produksjon fra solanlegg som mates inn på nett vil spenningen dermed øke i en av tre faser. PQA sine analyser viser at dette skaper en usymmetri i 3-fase spenningen på nettet, og det er derfor satt et krav om at den usymmetriske verdien ikke skal overstige 2% [29].

### 4.3 Tap i kraftlinjer

Tapene i kraftlinjene kan beregnes ved hjelp av ligning 5 og er proporsjonalt med kvadratet av strømmen  $I$ .

$$\Delta P = R \cdot I^2 \tag{5}$$

Når produksjonen fra plusskundene øker vil også strømmen øke, og tapene vil igjen øke som en konsekvens av dette. I tilfellene der kunden kun produserer til eget forbruk vil man derimot avlaste nettet som fører til mindre tap over linjene.



### 4.4 Overspenninger

For at et solcelleanlegg skal kunne settes i drift og kobles inn mot nettet er det nødvendig med et vern. Dette overspenningsvernet skal beskytte husstanden og nettet mot overspenninger som solanlegget kan produsere. Vernet skal også hindre skade på solanlegg dersom nettet skulle blitt utsatt for overspenninger fra koblingsfeil eller eventuelle lynnedslag. Ved overspenninger vil vernet koble ut anlegget for å hindre skade. Flere kunder har opplevd hyppige overspenninger som fører til jevnlig utkoblinger av anlegget [30]. Her vil det være økonomiske tap for kunden.

## 5 Tidligere studier

Fra 2014, når en begynte å se tendenser til en økt solproduksjon, har det blitt gjennomført en rekke studier om påvirkningen nettilknyttede solanlegg har på kraftnettet. Under følger noen eksempler der de viktigste essensene er poengtert -

- Masteroppgaven av Grindheim fra 2015 [31] ser på spenningsforholdene i nettet ved innslag av småskala distribuert produksjon. Solcelleproduksjon på hustak i et boligområde i Trondheim blir simulert ved hjelp av Powel NETBAS. Nettet anses som sterkt og området har kapasitet til å ta i mot opp mot 340 kW på kritiske tidspunkt. Oppgaven konkluderer med at innmating fra plusskunder kan påvirke nettet positivt til et visst punkt, mens betydelige mengder kan øke effekttapet og overbelaste nettet. Grindheim nevner trinning av transformator og implementering av batteribanker som mulige løsninger.
- Masteroppgaven av Ringheim fra februar 2020 "Grid Impact from Increased Prosumer Penetration in the Norwegian Distribution Grid" [32] viser at høy produksjon fra nettilknyttede solanlegg kombinert med lav last kan føre til overbelastninger og overskride spenning i forhold til hva som er tillatt i forskrifter. Det er blitt gjennomført simuleringer med ulik penetrasjon av plusskunder i et gitt område ved hjelp av analyseverktøyet Powel NETBAS. Det er brukt en felles effekt på solcelleanleggene lik 8 kWp, og noen av simuleringene er gjort med batterilagring. Resultatene viser at nettstyrke og nominell transformatoreffekt er begrensende faktorer ved økt implementering av solkraft hos privatkunder. Simuleringene viser også at utfordringene er størst i svake nett der kortslutningsytelsen er spesielt lav. Denne oppgaven nevner også fordelene av implementering av batterier kombinert med solanlegg.
- "Integrasjon av sol i det norske kraftsystemet" er skrevet og publisert av Gjørven i juni 2018 [33]. Her er det utført lastflytanalyser ved hjelp av simuleringverktøyet MATPOWER. I analysene er det innført effektbegrensninger for solanleggene i de timene der det oppstår for høye spenninger. Nettet som analyseres blir ansett som et sterkt nett der det kunne installeres 10 kWp solanlegg hos hver sluttbruker uten at det førte til overbelastning. Analysene viste at det var først ved 17,5 kWp at solkraft-

produksjonen førte til overbelastning, der effektflyten gjennom transformatoren ble for høy i forhold til merkeeffekt.

- I ”PV systemer i distribusjonsnettet” av Granum fra juni 2014 [34] er distribuert produksjon fra solanlegg studert ved simuleringer i PSCAD. Simuleringene er gjort for en radial i et distribusjonsnett eid av Elvia AS, daværende Hafslund Nett. Analysene viser store variasjoner i spenning og at spenningsusymmetrien overstiger de 2 prosentene som er tillatt i forskrift for leveringskvalitet. Oppgaven ser blant annet på hvordan regulering av den reaktive effekten bidrar til å holde spenningen nede. Granum inkluderer også trinning av transformator og forbedring av kapasitetet i fordelingsnettet som mulige løsninger på utfordringer som følge økt distribuert produksjon.

Felles for alle de ovennevnte studiene er at betydelig økte mengder plusskunder vil føre til spenningsvariasjoner og overspenninger over det som er tillatt i forskrift for leveringskvalitet. Studiene har fokusert på til hvilken grad økt distribuert produksjon påvirker spenningsforholdene og spenningskvalitet i nettet, i tillegg til kapasitetsutfordringer for kraftlinjer og -kabler. Denne oppgaven vil heller fokusere på hvordan lastprofiler over ulike tidsrom vil endres som følge av mer solkraftproduksjon. Vil det eksempelvis være større tidsrom hvor solanleggene kan virke avlastende for nettet, eller vil de fleste dager bestå utelukkende av overskudd av produksjon?

Prosjektoppgaven ”Lastendring som følge av solkraft i lavspente fordelingsnett” er skrevet av undertegnede og er ment som et litteratursøk og forløper til denne masteroppgaven [26]. Oppgaven ser på problemstillinger rundt nettilknytning solkraft og hvilken innvirkning et økende antall plusskunder har på nettet. Lastprofiler til ulike kundegrupper opp mot eventuell produksjon fra solkraft blir sammenlignet for å si noe om hvilke situasjoner som påvirker nettet mest. Her ble det funnet at solanlegg på industribygg vil redusere belastningen på nettet mens solanlegg på husholdninger vil føre til store overskudd midt på dagen.

## 6 Batteri som en del av framtidens kraftnett

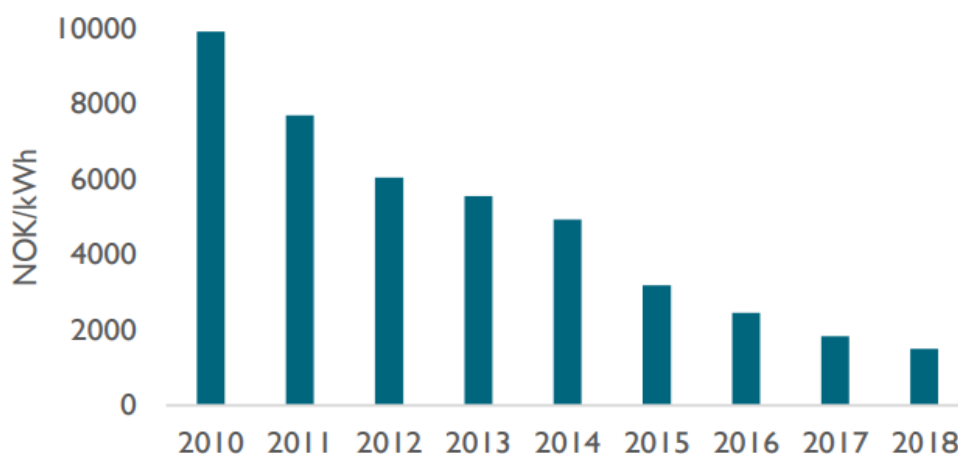
Batteriets rolle i dagens kraftsystem får en større rolle for hver dag som går og det skaper enorme fordeler med tanke på effektivisering av energiproduksjonen i større grad. Dagens kraftsystem er avhengig av en kontinuerlig likevekt mellom forbruk og produksjon for at frekvensen på nettet skal holde seg innenfor et intervall på 49.9-50.1 Hz [35]. Ved overskridelse kan komponenter i kraftsystemet skades eller ødelegges. Den minimale feilmarginen på  $\pm 0.1$  Hz gjør at nettet kontinuerlig må overvåkes slik at man kan øke produksjonen når forbruket er høyt og minke når forbruket er lavt. Tidligere måtte dette styres manuelt, men med nyere teknologi er det automatiske prosesser som styrer dette. Det finnes allikevel i visse tidsrom store ubalanser mellom forbruk og produksjon som ikke engang automatiske prosesser rekker å fange opp og regulere før eventuelle feil oppstår. Et stadig økende energiforbruk og elektrifisering av samfunnet gjør at vi blir mer og mer avhengige av sikrere krafttilgang med færre feil.

Med implementering av batterier i kraftsystemet kan flere av disse utfordringene løses. Ved ubalanse mellom forbruk og produksjon vil eventuelt overskudd av kraft kunne lagres og deretter benyttes når forbruket overgår produksjonen igjen. Slik vil man hele tiden ha tilnærmet ubegrenset kraftressurser tilgjengelig når behovet skulle være der.

Batterier vil i tillegg være viktig for framtidens kraftsystem i tilfeller der uforutsette hendelser som værforhold fører til feil i nettet. I NVE sitt faktaark fra 2019 viser de til en hendelse i Storbritannia der et lynnedslag førte til at 1.4 GW produksjon ble tatt ut og batteriene i systemet var helt nødvendige for å begrense konsekvensene [36]. I Norge har vi den første elfergen ME Ampe-re som er avhengig av tilstrekkelig strømforsyning ved opplading langs kaien. Batteriene i fergen på 350 kWh skal lades opp på kort tid. Ved land er det batterier som leverer en effekt på 1200 kW som vil lade opp batteriene i fergen til 100 prosent på 17,5 minutter. Et annet eksempel er det fullelektriske skipet Future of the fjords lades opp av en ladestasjon med kapasitet på 2.4 MWh. Dersom elfergen og skipet skulle hentet ut den samme mengden effekt fra nettet på kort tid kunne det bydd på utfordringer.

## 6.1 Prisedgang i materialer

Trenden i økt bruk av batterilagring er i likhet med solkraft mye grunnet prisedgang i materialer. Prisen på det mest brukte Lithium-Ion- batteriet har gått drastisk ned de siste årene, slik figur 7 viser, og er forventet å fortsette og synke i årene framover. I en rapport av Bloomberg fra 2019 legger de fram at de tror installert batterikapasitet vil være 122 ganger større i 2040 enn i 2018 fra en kapasitet på 9 GW i 2018 til 1095 GW i 2040 [37]. Dette er mye på bakgrunn av den synkende prisutviklingen.



Figur 1: Kostnadsutvikling for litiumionbatterier. Kilde: Bloomberg New Energy Finance

*Figur 7: Utviklingen i prisen for Lithium-Ion [36]*

## 6.2 Batteriteknologi

Batteriteknologien er i stadig endring. Med lavere kostnader kommer større etterspørsel og det er i dag stor aktivitet rundt forskning på nye og bedre løsninger. Det jobbes blant annet kontinuerlig med å utarbeide lagring i større skala med høy energitetthet. En status over patenter av batterier fra april 2018 viste at bare i 2017 ble det publisert mer enn 30 400 nye patenter [36].

En utfordring rundt batteriteknologi er at lagringskapasiteten har en tendens til å synke gjennom årene i bruk, de må derfor ofte erstattes etter en viss tid. Et konsept for å redusere kostnadene er å benytte seg av brukte batterier fra elbiler som fortsatt kan fungere godt i et stasjonært batterisystem [36]. Dette har blant annet Asplan Viak benyttet som batteriløsning for Bislett stadion [38].

### 6.3 Batterier og solceller

En av utfordringene rundt solkraft ved privatinstallasjoner er overskuddet av kraft som oppstår midt på dagen. Dette kan som nevnt mates inn igjen på kraftnettet, men med den utviklingen vi ser i dag vil det by på utfordringer dersom et høyt antall kunder mater inn på nettet samtidig. En mulig løsning her er å implementere batteri som en del av solcelleanlegget. Da har husstanden mulighet til å lagre overskuddskraften som oppstår og benytte seg av overskuddet når forbruket overgår produksjonen. På den måten vil husstanden være tilnærmet selvforsynt med strømtilgang og bidra til å minske belastningen på kraftnettet. Det finnes allerede flere som har tatt i bruk batteriløsninger for mer storskala produksjon. Batteriløsningen for Bislett stadion som er nevnt i delkapittelet over er implementert i tilknytning til solkraftproduksjon og er et av flere eksempler på dette.

Utfordringen rundt batterier knyttet til solanlegg er dagens prisnivå. Bare solanlegget i seg selv har en prislapp som gjør at det vil ta flere år før investeringen kan betraktes som lønnsom. Hvis man i tillegg skal implementere batteriløsning er det usikkert om den totale investeringen noen sinne kan betraktes som lønnsom. Dette vil trolig endre seg raskt i årene framover. Med synkende priser for Lithium-Ion, som blir hyppig brukt i både solcelleproduksjon og i batterier, vil trolig batterier sammen med solproduksjon bli mer og mer utbredt.

#### 6.3.1 Sesonglagring

Sesonglagring ved solkraftproduksjon er et tema som er svært aktuelt for Norge [39]. Med kalde vintre, høyt forbruk og mindre produksjon satt opp mot varmere somre, lavere forbruk og høy produksjon er kraftbalansen allerede i ubalanse. Med muligheter for å lagre energien i større tidsrom over sommeren vil det føre til mindre tap av energi og større effektivisering av den kraften som blir produsert. Dette kan skape større økonomiske fordeler for både pro-

duenter, netteiere og kundene. Det presiseres i artikkelen det er referert til at denne type lagring vil fungere best for storskala-løsninger som for eksempel et leilighetskompleks eller et mindre nabolag.

## 7 Tariffer og regelverk

### 7.1 Dagens situasjon

I dagens nettstruktur er Statnett systemoperatør for transmisjonsnettet, TSO. Ut i regionene har hvert sitt nettselskap systemansvaret og blir kalt DSO - systemoperatører for distribusjonsnettet [40]. Eksempler på disse er Elvia AS som er ansvarlig for Oslo og Viken, Lyse Elnett som er ansvarlig for det sørlige Rogaland og Tensio som har ansvaret i store deler av Trøndelag. Kundene tilhørende de ulike nettselskapet betaler nettleie som består av et fastbeløp, et energiledd som samsvarer med mengden forbruk og et effektledd. Effektleddet gjelder først og fremst for næringskunder [41]. Hvert nettselskap har monopol i sin region og for at situasjonen ikke skal utnyttes har NVE faste tariffer som regulerer ulike vilkår.

### 7.2 NVEs nye tariffordning

NVE sitt nye høringsforslag fra februar 2020 foreslår endringer i nettleiestrukturen slik at strømmettet kan utnyttes mer effektivt enn det gjør i dag [42]. Forslaget går ut på at kundene i større grad skal betale for effekten de bruker heller enn mengden energi. To kunder med likt forbruk på for eksempel 45 kWh i løpet av en dag kan dermed få forskjellig regninger. Den ene kunden drar strøm ved 9 kW i 5 timer, mens kunde nr 2 drar strøm ved 5 kW i 9 timer. Da vil NVE gjøre det mer lønnsomt å være kunde nr 2. Dette skal være et tiltak for å redusere de store effekttoppene som forekommer i de fleste norske husholdninger i løpet av morgenen og ettermiddagen som figur 4 viser, slik at lasten får en jevnere flyt i fordelingsnettet.

Næringskunder og kunder tilknyttet høyere spenningnivåer betaler i dag et effektledd. Dette leddet baserer seg på høyeste målte effekttopp gjennom måneden. NVE vil gjøre endringer der effektleddet i stedet skal basere seg på høyeste effekttopp per dag, i tillegg til å innføre effektledd for privatkunder. For energileddet og fastleddet vil NVE gjøre endringer slik at kundene heller betaler for mengde nettkapasitet de har bruk for.

NVE foreslår tre ulike modeller i sitt forslag der det vil bli opp til hvert enkelt nettselskap hvilken modell de vil benytte til sine kunder.

- Målt effekt - Denne modellen vil inneholde et fastledd, et energiledd og et effektledd. Effektleddet bestemmes ut fra høyeste effekttopp i løpet



av døgnet. Fastleddet og energileddet vil være noe lavere enn i dagens tariff.

- Abonnert effekt - Består av et fastledd og et energiledd. Fastleddet vil bestemmes ut i fra tidligere historisk forbruk for hver enkelt kunde, og vil plassere kunden på et trinn. Dersom kunden overgår dette trinnet vil det føre til et høyere energiledd i det aktuelle tidsrommet.
- Sikringsdifferensiert nettleie - Modellen inneholder et fastledd og et energiledd. Fastleddet bestemmes ut fra hvor stort forbruk kunden kan ha på en gang, og baserer seg derfor på sikringsstørrelsen.

### 7.3 Tariffendring for plusskunder

Forslaget til ny tariffordning kan være negativt for dagens plusskunder som tjener inn på å selge mengde overskuddsenergi tilbake til nettet. Ordningen i dag gjør at plusskundene også tjener inn ved at de får en redusert nettleie sammenlignet med vanlige kunder fordi de generelt forbruker mindre strøm fra nettet. Nelfo skriver blant annet om at innføring av nye tariffen vil ramme utvikling av lokal strømproduksjon, som privatinstallasjoner av solkraft, ved at den nye fastprisen ikke vil føre til lavere nettleie når man produserer egen strøm. Analysene til Nelfo viser også at det nye forslaget ikke bidrar til energi-effektivisering men heller fører til økt strømforbruk [43] [44].

I høringsdokumentet har NVE gjort beregninger av økonomiske konsekvenser for ulike kundegrupper. Her ble det funnet at kunder med egenproduksjon av strøm, eksempelvis solcelleanlegg, vil tape et årlig beløp på 300-800 kr avhengig av om det er et nytt eller gammelt bygg, slik figur 8 viser.

Boligstandard	Gammel		Gjennomsnittlig		Ny	
	5 kW	10 kW	5 kW	10 kW	5 kW	10 kW
<i>Abonnert</i>	- 496	- 754	- 459	- 664	- 411	- 531
<i>Målt effekt</i>	- 351	- 540	- 342	- 501	- 315	- 424
<i>Sikring</i>	- 502	- 756	- 487	- 700	- 448	- 597

Figur 8: Årlig økonomisk tap for solcelleanlegg ved enebolig, hentet fra [42]

Masteroppgaven av Haugstad fra 2019 [45] ser på lønnsomheten for solcelleanlegg ved innføring av nye effekttariffer. Oppgaven tar for seg ulike nettariffer basert på høringsforslaget fra NVE fra 2017. Med en økonomisk analyseperiode på 25 år konkluderer Haugstad med at ingen av tariffmodellene vil gjøre solanlegget direkte lønnsomt, men nettariffmodellen Time of Use (Tou) vil være mest lønnsom av modellene som er inkludert. Dette er en annen tariffmodell enn de NVE inkluderer i sin høring fra 2020, men den går ut på at tariffen får et tillegg i de timene som anses som peak-perioder som forbrukstoppene i figur 4 viser. Masteroppgaven viser også at det er tariffmodellen ”Målt Effekt” som vil være minst lønnsom i dette tilfellet.

### 7.4 Enovas støtteordning

Per dags dato gir Enova støtte på maksimalt 28750 norske kroner til kunder som ønsker å installere solanlegg til privat husholdning. Denne summen består av et fastledd på 10 000 kr, i tillegg til 1250 kr per installerte kWp, opp til maks 15 kWp. Fastleddet vil 1.juli 2020 minke til 7500 kr slik at maks støtte mulig å få utbetalt blir 26250 kr. Dette er fordi Enova mener støtten er ment som et dytt i riktig retning, og når de ser en økning i trenden blir det naturlig å redusere støtten [46].

## 8 Metode

Analysen i denne oppgaven går ut på å sammenligne kurver fra forbruk på nettstasjonsnivå mot eventuell framtidig produksjon fra solcelleanlegg. Dette kapitlet vil ta for seg hva som er lagt til grunn for å hente ut de ulike kurvene, samt hvilke antakelser som er gjort.

Det er tatt for seg nabolag i Stavanger-området der relle forbruksverdier fra to tilhørende nettstasjoner for et helt år er benyttet til å lage kurver som viser lastprofil over ulike tidsrom. Disse kurvene vil settes opp mot eventuell solkraftproduksjon som husstandene kan produsere. Her er det benyttet ulike scenarier, se kapittel 8.2, i henhold til hvor mange av husstandene i nabolaget som har solanlegg installert.

Forbrukskurvene er hentet ut fra exceldokumenter som inkluderer timesverdier for nettstasjon levert fra Lyse Elnett. Videre er dataene behandlet ved hjelp av programvaren Python og kurverne er produsert i Excel. For å estimere produksjonskurvene er en plusskunde fra Trondheim brukt som referanse. Solinnstrålingen er derimot noe mindre i Trondheim enn i Stavanger på grunn av vinkelhelning mot solen, noe som er tatt med i betraktningene.

## 8.1 Datagrunnlag

### 8.1.1 Solkart

Solkart.no er en digital tjeneste som gir privatpersoner mulighet til å se potensiell strømproduksjon ved installering av solanlegg på eget tak [47]. Tjenesten har kartlagt alle tak i hele Norge og baserer seg på det EU-godkjente verktøyet PVGIS [48]. Verktøyet viser alle takflater i Norge og rangerer potensialet for solproduksjon ved hjelp av fargekoder. Lyseblå tak viser lite potensiale, gule tak viser middels potensiale mens oransje/røde tak viser høy potensiell strømproduksjon, slik figur 9 viser. Den potensielle solstrømmen er beregnet basert på takvinkel og himmelretning. Solkart gir et pristilbud der du også får se estimert årlig produksjon, i tillegg til solens bevegelse over horisonten. Flere nettselskaper har tatt i bruk samme verktøy som solkart benytter for å kunne tilby kundene sine lettvinde måter å skaffe eget solanlegg på.



Figur 9: Skjerm bilde fra solkart.no som viser potensiale for strømproduksjon, hentet fra [47]

I denne oppgaven blir solkart benyttet i den grad at en tar for seg et eksempel tak i det tilhørende området der nettstasjonen befinner seg i. Størrelsen på takflaten i Stavanger-området blir sammenlignet med størrelse på takflate og produksjon fra anlegget til plusskunden i Trondheim. De ulike takflatene vil bestemme størrelse på framtidig kraftproduksjon. Informasjon om byggene som tilhører nettstasjonene fra Lyse Elnett er anonymisert slik at det ikke er

mulig å hente ut adresser. Det er derfor gjort noen antagelser som er beskrevet i kapittel 8.3.

### 8.1.2 Plusskunde fra Trondheim

I prosjektoppgaven ”Lastendring som følge av solkraft i lavspente fordelingsnett” fra høst 2019 [26], som også er nevnt i kapittel 5, ble det samarbeidet med en reell plusskunde fra Trondheim. Kunden er bosatt på Byåsen i Trondheim og installerte eget solcelleanlegg som har vært i drift siden sommeren 2019 [49]. Tilgang til reelle produksjonsdata fra anlegget gjorde det mulig å sette opp kurver over ulike tidsrom. I denne oppgaven vil dags-, ukes- og årskurvene for produksjon av solkraft bli brukt som referanse for boenhetene i Stavangerområdet.

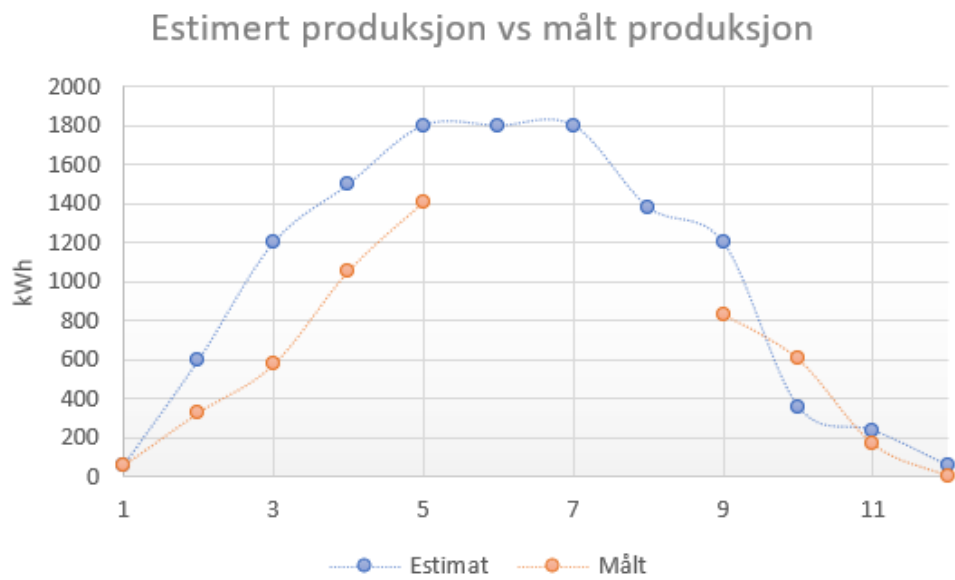
#### Solcelleanlegget

Anlegget til plusskunden består av 3 rader med 13 solceller som til sammen utgjør et anlegg på 39 paneler, der hvert panel har en effekt på 310 kWp. Dette utgjør en samlet kapasitet på 12,09 kWp. Gjennom leverandøren av anlegget fikk kunden estimert en årlig energiproduksjon på ca 12000 kWh på bakgrunn av solinnstråling, vinkel på taket og retning mot solen. Kurven ”Estimat” i figur 10 viser estimert årlig produksjon. Dette estimatet tilsvarer en produksjon på 992,6 kWh/kWp.

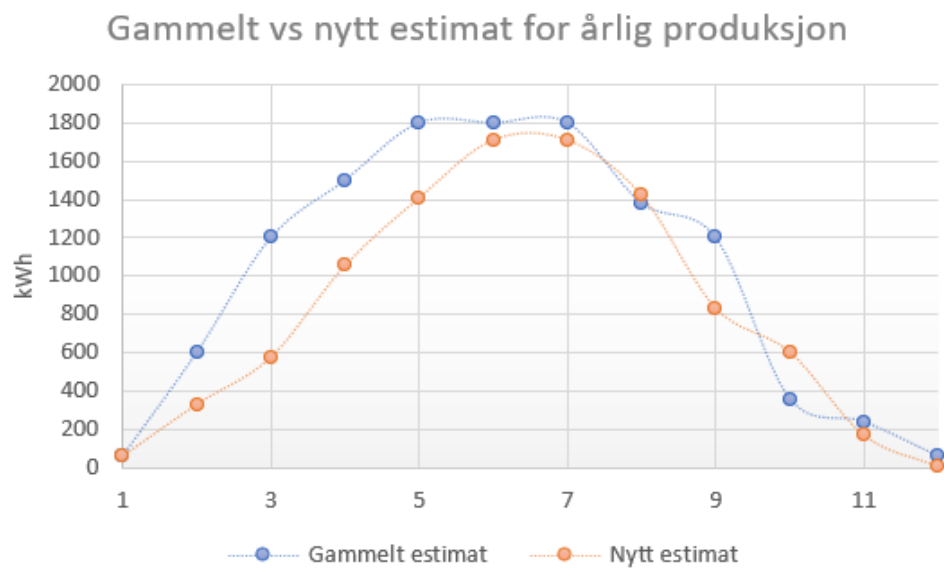
$$\frac{12000 \text{ [kWh]}}{12,09 \text{ [kWp]}} = 992,6 \frac{\text{kWh}}{\text{kWp}}$$

Etter i underkant av et år i drift ser det derimot ut til at solanlegget vil ende med å produsere omtrent 9900 kWh gjennom et år, der fordelingen per måned for det nye estimatet er vist i figur 11. Dette er basert på kurven ”Målt” i figur 10 som viser de faktiske verdier solanlegget har produsert per måned. Den totale produksjonsevnen blir derfor estimert til 818,9 kWh/kWp og blir benyttet i denne oppgaven som en referanse videre.

$$\frac{9900 \text{ [kWh]}}{12,09 \text{ [kWp]}} = 818,9 \frac{\text{kWh}}{\text{kWp}}$$



Figur 10: Forventet produksjon vs målt produksjon over året



Figur 11: Gammelt estimat vs nytt estimat, årlig produksjon per mnd

Tabell 1 viser nominelle verdier fra databladet til solpanelet. Ved bruk av ligning 1 og 2 vil utgående spenning og likestrøm fra solanlegget henholdsvis være 427 V og 28,3 A. Spenning og strøm vil transformeres og vekselsrettes slik at det kan mates inn på kraftnettet eller benyttes til eget forbruk. Det antas at kundene i Stavanger-området bruker samme type solcelle for egen produksjon.

Parameter	Verdi
$P_{max}$	310 Wp
$V_{mp}$	32.84 V
$I_{mp}$	9.44 A
Areal	1.635 m <sup>2</sup>

Tabell 1: Parameterverdier hentet fra [50]

### 8.1.3 PVGIS

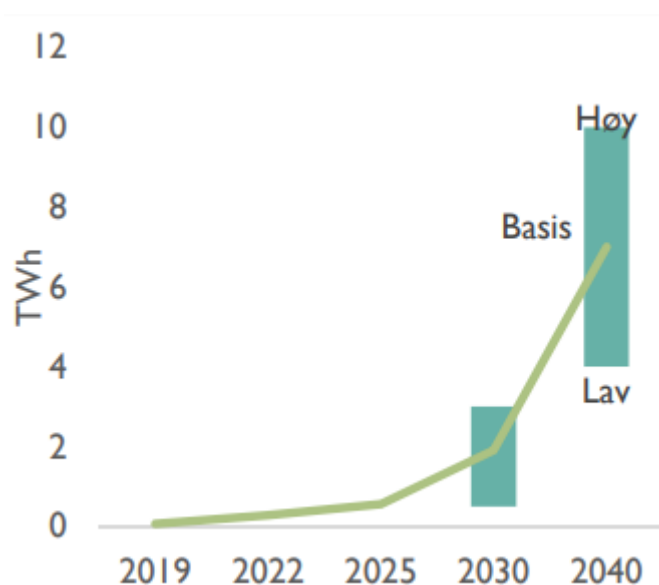
Solinnstrålingen over Stavanger er noe høyere enn innstrålingen over Trondheim. Ved bruk av verktøyet PVGIS er det mulig å beregne estimert årlig produksjon over ulike områder i verden. Med et anlegg på 12 kWp vil man i Trondheim få en årlig produksjon på ca 10500 kWh i året, mens i Stavanger vil produksjonen ligge på rundt 12100 kWh [48]. Her er det tatt høyde for optimale forhold, noe som i virkeligheten ikke er tilfellet, men dette er kun for å illustrere forskjellen på de to byene. Dette tilsvarer omtrent 15 % høyere solinnstråling i Stavanger enn i Trondheim, noe som blir inkludert i estimatene. Med en solinnstråling hos plusskunden som tilsvarer en produksjon på ca 818,9 kWh/kWp, vil det tilsvare omtrent 941,7 kWh/kWp for kundene i Stavanger-området.

$$818,9 \frac{kWh}{kWp} \cdot 1,15 = 941,7 \frac{kWh}{kWp}$$

## 8.2 Framtidsscenarier

Basert på usikkerheten rundt hvordan solkraftproduksjon vil se ut i Norge om 10-20 år, er det sett for seg tre ulike scenarier.

- Scenario 1 - I det første scenariet er NVE sitt basisscenario vist i figur 12 brukt som grunnlag der de tror samlet solkraftkapasitet i 2040 vil tilsvare en årlig produksjon på 7 TWh. Dette tilsvarer at omtrent 15 % av alle husstander og 20 % av alle nærings- og industribygg har solkraft installert [4].

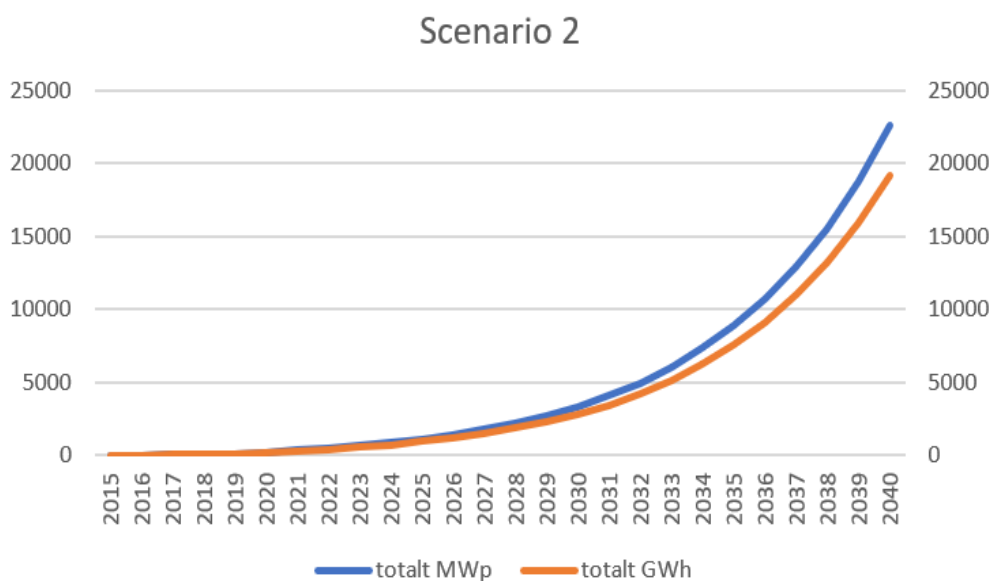


Figur 12: Framskrivninger for solkraftproduksjon fram mot 2040, hentet fra [4]

- Scenario 2 - Dette scenariet er utledet basert på den enorme veksten fra 2019, der det ble installert 51 MWp solkraft - som tilsvarer 117 % økning sammenliknet med året før. Graf 13 viser installert kapasitet og årlig produksjon fram mot 2040. Her er det antatt at solanleggene produserer energi ved ca 850 kWh/kWp i løpet av et år. Denne antagelsen er basert på at et tak i Norge vil produsere mellom 650 - 1000 kWh/kWp i løpet av et år [15]. I 2040 vil det være totalt 22,6 GWp i installert kapasitet, som tilsvarer rundt 19,2 TWh i årlig produksjon.



Dersom en benytter seg av samme resonnement som NVE bruker i framskrivningen av kraftproduksjon fram mot 2040 [4], kan dette tilsvare at omtrent 40 % av husstander og ca 50 % av alle næring og industribygg har solanlegg installert på takflaten. Dette blir derfor brukt som utgangspunkt i scenario 2.



*Figur 13: Framtidsscenario 2*

- Scenario 3 - Dette scenariet er ment for å illustrere effekten produksjonen fra solkraft vil utgjøre sammenlignet med forbruket. Her har alle bygg tilknyttet nettstasjonen solanlegg installert.

### 8.3 Antakelser

Ved hjelp av solkart.no over Stavanger-området og plusskunden i Trondheim er følgende estimert:

- Privathus har takareal med omtrent plass til et anlegg på 10 kWp
- Industribygg og idrettshaller har takareal 12 x størrelsen på et privathus
- Skoler har takareal 8 x størrelsen på et privathus
- Næringsbygg har takareal 3 x størrelsen på et privathus
- Takene har samme retning mot solen og helningsvinkel som plusskunden fra Trondheim

## 9 Forbruksdata

### 9.1 Nettstasjonsdata

Datasettet fra Lyse Elnett består av forbruksverdier for to nettstasjoner med timesverdier. Hensikten er å benytte verdiene til å lage forbrukskurver for dag, uke og år og sammenlikne opp mot potensiell produksjon fra solkraft hos de tilhørende boenhetene.

Nettstasjon 1, videre kalt N1, med transformator med merkespenning på 400 V og tilsynelatende effekt på 1000 kVA, har i alt 77 kunder tilknyttet. Kundesammensetningen er vist i tabell 2.

Kundegruppe	Antall
Husholdning	47
Kunstvirksomhet, bibliotek/sport	2
Overnatting/servering	10
Aktivitet medlemsorganisasjoner	1
Varehandel/reperasjon motorvogn	9
Generell tjenesteyting	3
Faglig, vitenskapelig tjenesteyting	3
Omsetning/drift fast eiendom	2

Tabell 2: Kundesammensetning i nettstasjon 1

Nettstasjon 2, videre kalt N2, med transformator med merkespenning 230 V og tilsynelatende effekt 1250 kVA har i alt 103 kunder tilknyttet. Kundesammensetningen er vist i tabell 3.

Kundegruppe	Antall
Husholdning	73
Omsetning/drift fast eiendom	13
Overnatting/servering	4
Varehandel/reperasjon motorvogn	5
Bygg og anleggsvirksomhet	1
Annen industri	1
Undervisning	1
Aktivitet medlemsorganisasjoner	2
Generell tjenesteyting	3

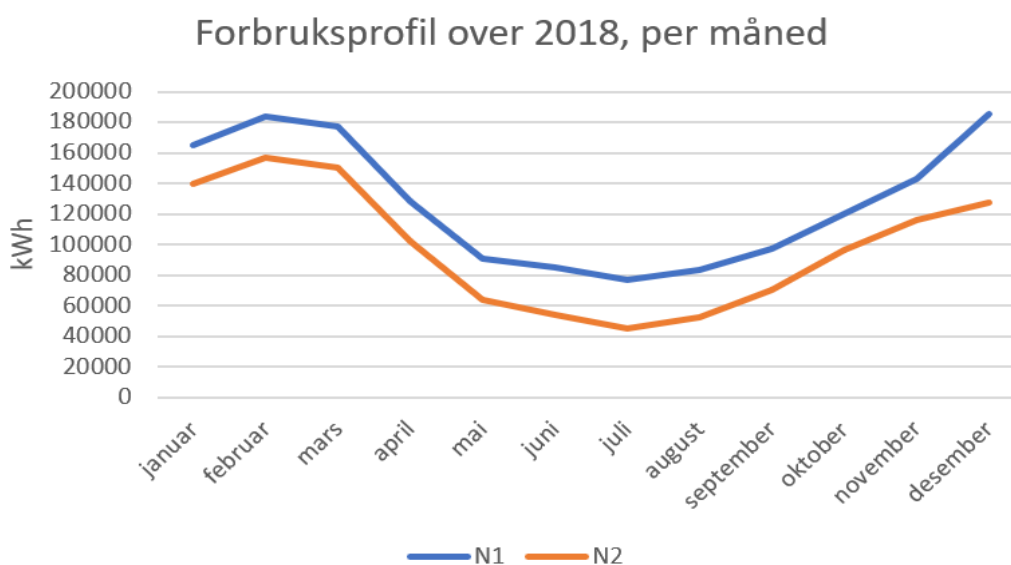
Tabell 3: Kundesammensetning i nettstasjon 2

## 9.2 Årsforbruk

Figur 14, 15 og 16 er laget ved hjelp av databehandling i Python (vedlegg A.1) og videre plotting av kurver i Excel

De følgende figurer viser årsforbruket for de to nettstasjonene, der figur 14 viser mengde energi forbrukt per måned, figur 15 viser mengde energi forbruk per uke og figur 16 viser mengde energi forbrukt per dag. Det er tydelig at nettstasjon 2 har et lavere forbruk gjennom hele året, noe som kanskje virker rart siden en større kundemasse er tilknyttet denne nettstasjonen. Her ser vi fra tabell 2 at i denne nettstasjonen er det tilknyttet 2 Kunstvirksomhet (bibliotek / sport). Det er sannsynlig at dette er idrettshaller som krever enorme mengder energi gjennom året, som drar gjennomsnittet over forbruket i N1 kraftig opp.

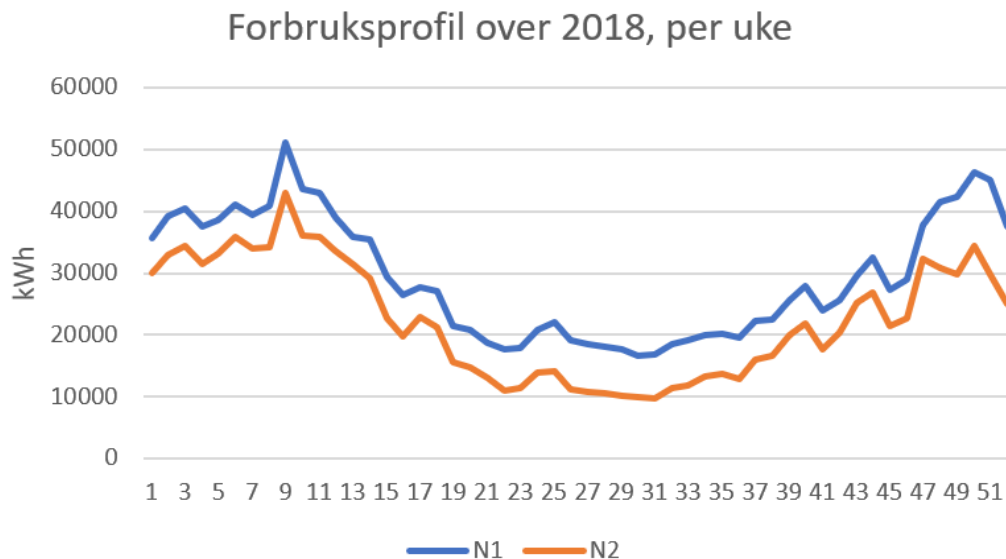
Forbruket for ulike nettstasjoner er med andre ord svært avhengig av den tilhørende kundemassen. En nettstasjon med hovedsaklig industribygg tilknyttet vil ha et mye større energiforbruk enn nettstasjoner med tilsvarende mengder privathus tilknyttet.



Figur 14: Forbruket til N1 og N2 gjennom året 2018, kWh per måned

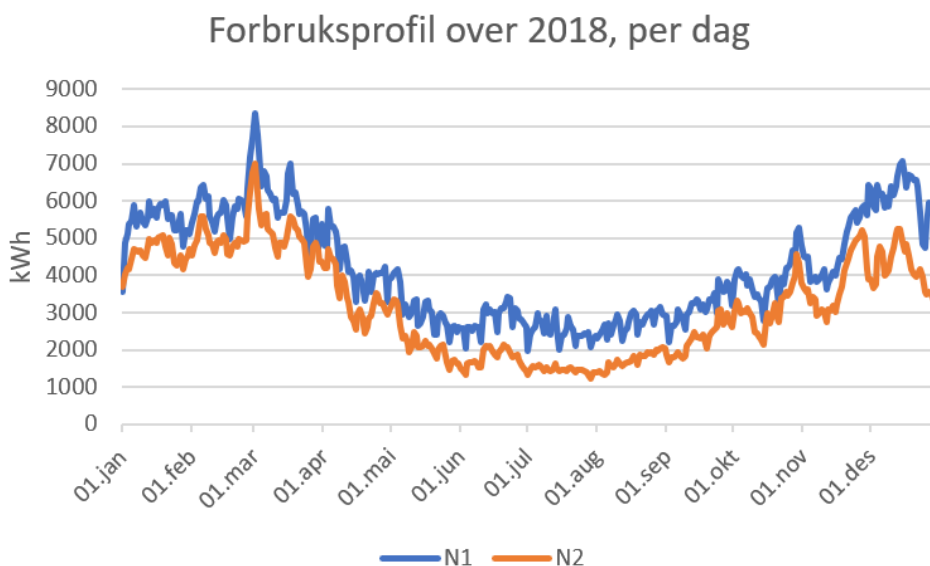
Det er også verdt å merke seg at kurvene følger tilnærmet likt forbruksmønster gjennom året, hvis vi ser bort i fra det lille avviket i desember. Dette indikerer at forbruket i norske hjem er svært sesongavhengig og svinger i takt med temperaturendringene. Hele 60 % av energiforbruket i norske hjem går til oppvarming [51]. Varmen sommerhalvåret bærer med seg krever mindre oppvar-

ming og lavere last på nettet, mens kalde vintre gir en høyere last slik kurvene tydelig viser.



Figur 15: Forbruket til N1 og N2 gjennom året 2018, kWh per uke

Figur 16 viser vesentlige større svingninger enn figur 15 som tilsier et temperaturavhengig forbruk som også skifter i stor grad over uken.



Figur 16: Forbruket til N1 og N2 gjennom året 2018, kWh per dag



## 10 Framtidig solkraftproduksjon

*Dette kapittelet presenterer de ulike scenariene med hvilke kundegrupper som har solanlegg installert. Videre er det forklart hvordan plusskunden fra Trondheim blir brukt som referanse for framtidig produksjon i Stavanger-området.*

### 10.1 Scenario 1

I dette tilfellet er NVE sitt basisscenario benyttet som tilsier at 15 % av privathus og 20% av næring- og industribygg har solanlegg installert.

#### 10.1.1 Nettstasjon 1

I fra tabell 2 som viser kundesammensetningen for N1 antas det i tabell 4 at følgende har solanlegg installert:

Kundegruppe	Antall med solanlegg
Husholdning	7
Kunstvirksomhet, bibliotek/sport	1
Overnatting/servering	2
Aktivitet medlemsorganisasjoner	0
Varehandel/reperasjon motorvogn	2
Generell tjenesteyting	0
Faglig, vitenskapelig tjenesteyting	1
Omsetning/drift fast eiendom	0

*Tabell 4: Scenario 1 - Kundegrupper fra N1 med solanlegg installert*

### 10.1.2 Nettstasjon 2

I fra tabell 3 som viser kundesammensetningen for N2 antas det i tabell 5 at følgende har solanlegg installert:

Kundegruppe	Antall med solanlegg
Husholdning	11
Omsetning/drift fast eiendom	3
Overnatting/servering	1
Varehandel/reperasjon motorvogn	1
Bygg og anleggsvirksomhet	0
Annen industri	0
Undervisning	0
Aktivitet medlemsorganisasjoner	0
Generell tjenesteyting	1

Tabell 5: Scenario 1 - Kundegrupper fra N2 med solanlegg installert

## 10.2 Scenario 2

Her blir framtidsscenario 2 benyttet der bakgrunnen er forklart i kapittel 8.2. I dette tilfellet har omtrent 40 % av privathus og 50 % av næring- og industribygg solanlegg installert.

### 10.2.1 Nettstasjon 1

I fra tabell 2 som viser kundesammensetningen for N1 antas det i tabell 6 at følgende har solanlegg installert:

Kundegruppe	Antall med solanlegg
Husholdning	19
Kunstvirksomhet, bibliotek/sport	1
Overnatting/servering	5
Aktivitet medlemsorganisasjoner	0
Varehandel/reperasjon motorvogn	4
Generell tjenesteyting	1
Faglig, vitenskapelig tjenesteyting	1
Omsetning/drift fast eiendom	1

Tabell 6: Scenario 2- Kundegrupper fra N1 med solanlegg installert



### 10.2.2 Nettstasjon 2

I fra tabell 3 som viser kundesammensetningen for N2 antas det i tabell 7 at følgende har solanlegg installert:

Kundegruppe	Antall med solanlegg
Husholdning	29
Omsetning/drift fast eiendom	7
Overnatting/servering	2
Varehandel/reperasjon motorvogn	2
Bygg og anleggsvirksomhet	0
Annen industri	1
Undervisning	0
Aktivitet medlemsorganisasjoner	1
Generell tjenesteyting	2

*Tabell 7: Scenario 2 - Kundegrupper fra N2 med solanlegg installert*

### 10.3 Scenario 3

I dette scenariet har samtlige bygg tilknyttet nettstasjonen solanlegg installert. Tabellene blir ikke gjentatt her, da kundesammensetningen for N1 og N2 er å finne i tabell 2 og 3.

## 10.4 Takareal og kapasitet på solanlegg hos de ulike kundegruppene

Tabell 8 viser kundegruppene for både N1 og N2 med tilhørende estimerte takareal, maks kapasitet på solanlegget og årlig produksjon. Verdiene i tabellen er estimert basert på antagelsene i kapittel 8.3, i tillegg til at solanlegg i Stavanger-området vil produsere kraft ved omtrent 941,7 kWh/kWp.

Kundegruppe	Bygg	[kWp]	Årsprod[kWh]
Husholdning	Privathus	10	9417
Kunstvirksomhet, bibliotek/sport	Idrettshall	120	113004
Omsetning/drift fast eiendom	Næringsbygg	30	28251
Overnatting/servering	Næringsbygg	30	28251
Varehandel/reperasjon motorvogn	Næringsbygg	30	28251
Bygg og anleggsvirksomhet	Industribygg	120	113004
Faglig, vitenskapelig tjenesteyting	Næringsbygg	30	28251
Annen industri	Industribygg	120	113004
Undervisning	Skole	80	75336
Aktivitet medlemsorganisasjoner	Næringsbygg	30	28251
Generell tjenesteyting	Næringsbygg	30	28251

Tabell 8: Kundegruppe med kapasitet og årlig produksjon fra solanlegg

## 10.5 Beregning av framtidig produksjon

Produksjonsdataene fra plusskunden blir, som nevnt i tidligere kapitler, brukt som referanse for framtidig solkraftproduksjon i Stavanger-området. Dataene består av minuttverdier som er summert opp til timesverdier. For å finne tilsvarende produksjon for kundegruppene i Stavanger blir det ganget opp med faktorene vist i tabell 9. Faktor er funnet ved å dele årsproduksjon hos kunde-gruppe på årsproduksjon hos plusskunden.

Bygg	Årsproduksjon [kWh]	faktor
Plusskunde	9900	1
Privathus	9417	0,95
Næringsbygg	28251	2,85
Industribygg	113004	11,41
Idrettshall	113004	11,41
Skole	75336	7,61

*Tabell 9: Faktorer basert på plusskunden som referanse*

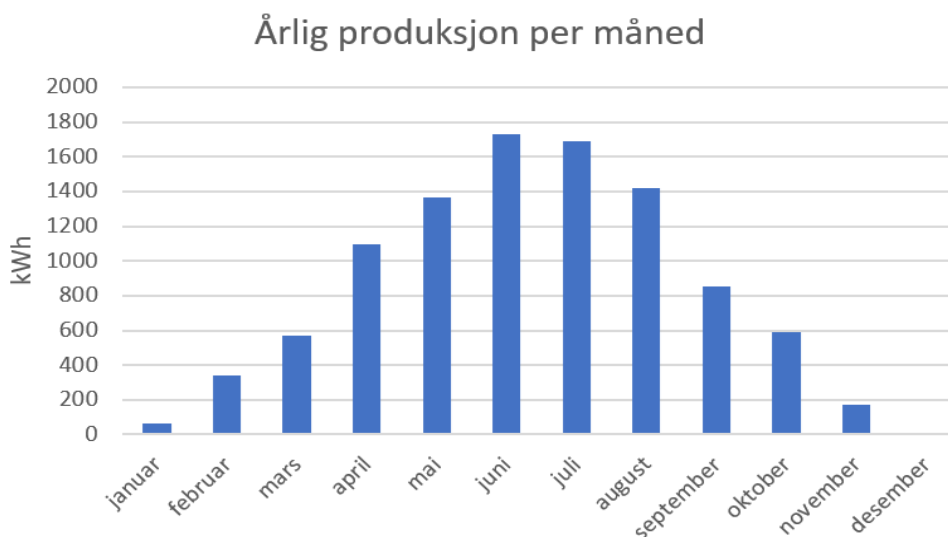
Dataene består av 290 dager med solkraftproduksjon. For de resterende 75 dagene, som er dager i juni/juli/august, er en av dagene i mai benyttet som referanse, slik at man ender med produksjonsdata på timesnivå for et fullstendig år. Summert produksjon i juni/juli/august vil også da stemme overens med estimatet i figur 11.

## 10.6 Produksjonsprofiler fra referansekunden

Data i dette delkapittelet er hentet ut fra reelle produksjonsdata levert av plusskunden fra Trondheim [49]. Den årlige produksjon er derimot et estimat grunnet manglende data for et fullstendig år, som er forklart i kapittel 8.1.2.

### 10.6.1 Årlig produksjon

Figur 17 viser verdier per måned fra solanlegget til plusskunden på 12,09 kW<sub>p</sub>, med en total årlig produksjon på 9900 kWh. Den viser produksjon per måned og er hentet ut fra figur 11.

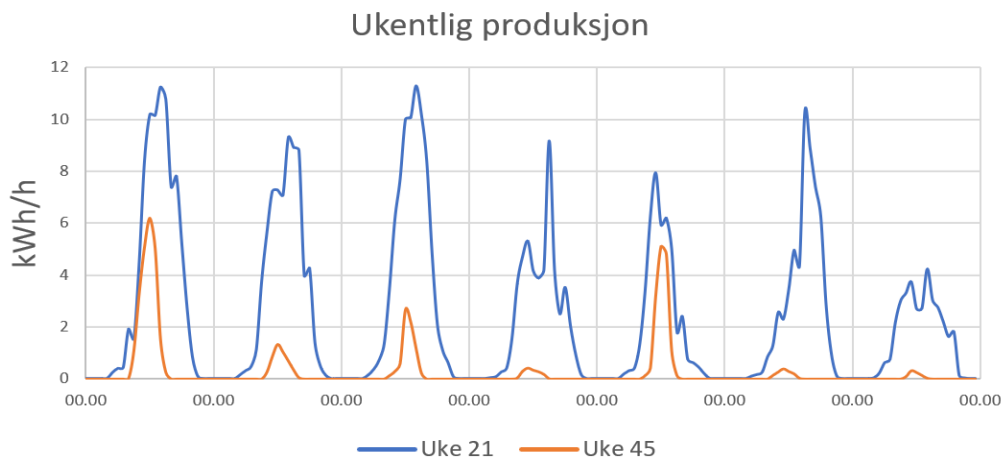


Figur 17: Årlig produksjon per mnd for kunde med anlegg på 12,09 kW<sub>p</sub>

### 10.6.2 Ukentlig produksjon

For å vise hvordan produksjonen varierer avhengig av vær og årstid er det valgt å se på produksjonen fra uke 21 i mai måned og uke 45 i november måned. Sammenlikning av produksjon mot forbruk over uken gjør det også mulig å se om det er vesentlige forskjeller på helg og ukedag.

Figur 18 viser den ukentlig produksjonen, der blå kurve viser produksjonen for uke 21 i mai, og oransje kurve viser produksjonen for uke 45 i november.

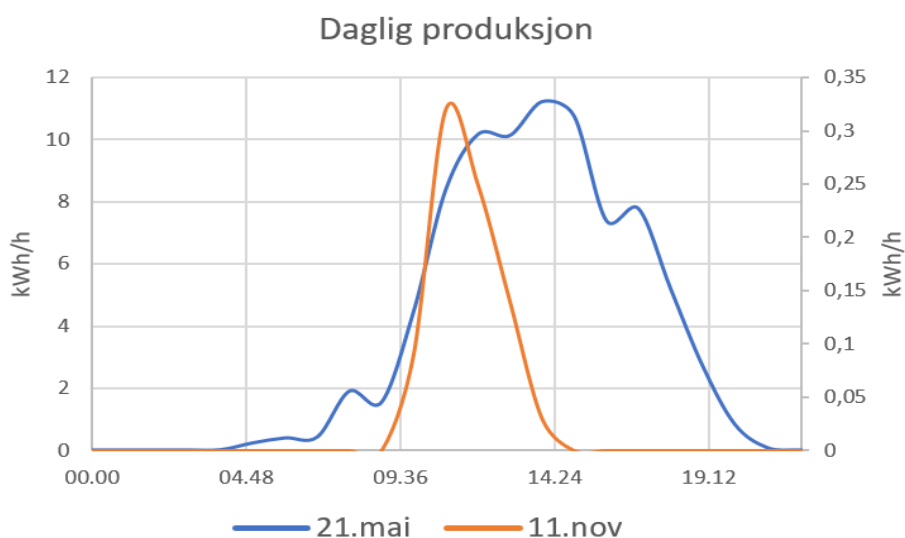


*Figur 18: Ukentlig produksjon for kunde med anlegg på 12,09 kWp*

### 10.6.3 Daglig produksjon

For å få ut daglig produksjon er det valgt å se på to enkeltdager fra de to ukene i 10.6.2. Her er det valgt ut dagen med høyest produksjon i mai, mot dagen med minst produksjon i november, henholdsvis 21 mai. og 11. november.

Figur 19 viser produksjonskurvene over dagen. Blå kurve viser 21.mai og oransje kurve viser 11.november. Makseffekten for dagen i november er på 0,32 kW mot 11,24 kW for dagen i mai.



Figur 19: Daglig produksjon for kunde med anlegg på 12,09 kWp



## 11 Resultater

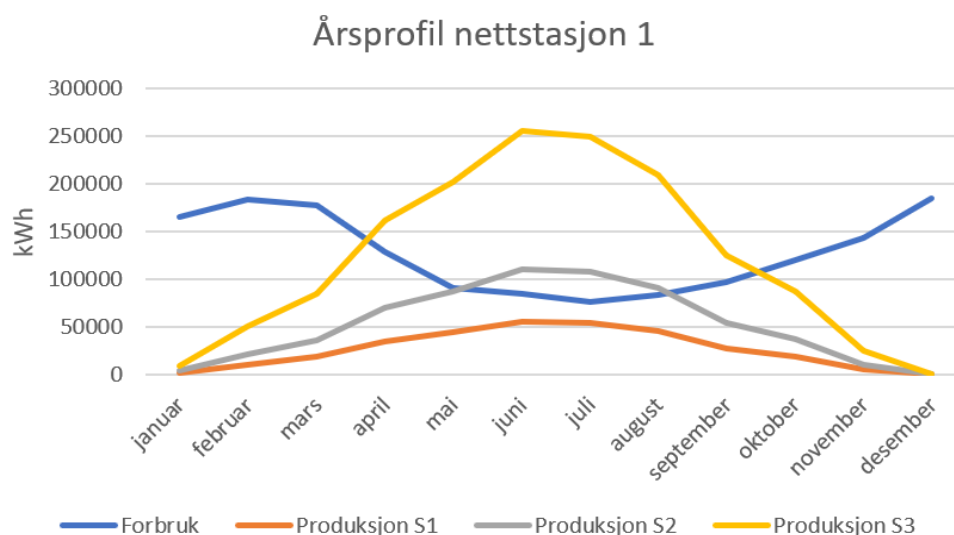
Under følger resultatene for de ulike scenariene, der det er valgt å sammenligne forbruk- mot produksjonsprofiler over tidsrommene som er beskrevet i 10.6

### 11.1 Årsprofil

#### 11.1.1 N1

Figur 20 viser forbruk mot potensiell produksjon over året. S1-3 indikerer de ulike scenariene som er presentert i kapittel 10.

I det andre scenariet, S2, er det et lite overskudd av kraft gjennom sommeren, mens scenariet der alle bygg har solanlegg installert, S3, vil ha en enorm produksjon sammenlignet med forbruket i løpet av sommerhalvåret.



Figur 20: Produksjon mot forbruk over året for N1

Tabell 10 viser det totale forbruket og den totale produksjonen over året for de ulike scenariene i nettstasjon 1.



## 11 RESULTATER

---

	Årlig forbruk/produksjon [kWh]	Prosentvis av forbruket
Forbruk	1 536 231	100 %
Produksjon S1	320 414	20,9 %
Produksjon S2	631 405	41,4 %
Produksjon S3	1 460 714	95,1 %

Tabell 10: Totalt forbruk og produksjon over året for nettstasjon 1

Tabell 11 viser antall timer og dager i løpet av året der det er et overskudd av produksjon fra solanleggene, for nettstasjon 1.

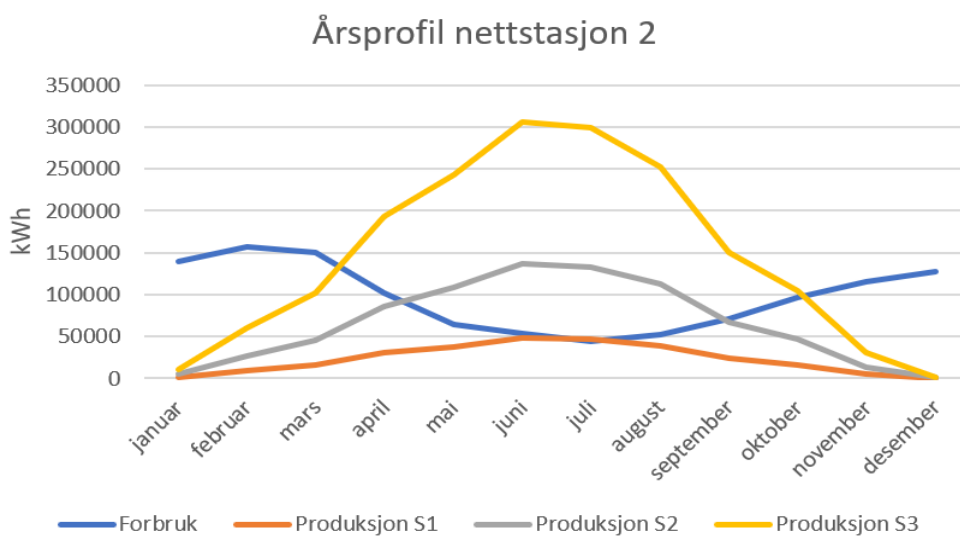
- A - antall timer gjennom året der produksjon - forbruk  $> 0$
- B - prosentvis timer gjennom året der produksjon - forbruk  $> 0$
- C - antall dager gjennom året som inneholder timer der produksjon - forbruk  $> 0$
- D - prosentvis dager gjennom året som inneholder timer der produksjon - forbruk  $> 0$

	A	B	C	D
S1	802 timer	9,2 %	160 dager	43,8 %
S2	1370 timer	15,6 %	217 dager	59,5 %
S3	2025 timer	23,1 %	251 dager	68,8 %

Tabell 11: Timer og dager gjennom året der produksjon overgår forbruket, N1

## 11.1.2 N2

Figur 21 viser forbruk mot produksjon for de ulike scenariene over året, med verdier per måned. Det første scenariet vil så vidt holde seg under forbruket, mens de to andre scenariene gir et stort kraftoverskudd over sommeren.



Figur 21: Produksjon mot forbruk over året for N2

Tabell 12 viser det totale forbruket og den totale produksjonen over året for de ulike scenariene i nettstasjon 2.

	Årlig forbruk/produksjon [kWh]	Prosentvis av forbruket
Forbruk	1 174 518	100 %
Produksjon S1	273 294	23,3 %
Produksjon S2	782 189	66,6 %
Produksjon S3	1 752 858	149,2 %

Tabell 12: Totalt forbruk og produksjon over året for nettstasjon 2

Tabell 13 viser antall timer og dager i løpet av året der det er et overskudd av produksjon fra solanleggene, for nettstasjon 2. Indeksene A - D er forklart under 11.1.1.

	A	B	C	D
S1	1050 timer	12,0 %	172 dager	47,1 %
S2	1816 timer	20,7 %	241 dager	66,0 %
S3	2409 timer	27,5 %	264 dager	72,3 %

Tabell 13: Timer og dager gjennom året der produksjon overgår forbruket, N2

### 11.1.3 Transformator kapasitet

De to nettstasjonene N1 og N2 har transformatorer med en merkeeffekt på henholdsvis 1000 kVA og 1250 kVA. Tabell 14 viser antall timer gjennom året der produksjon-forbruk > 1000 kVA for N1 og > 1250 kVA for N2. Her er det antatt null reaktiv effekt ved produksjon, slik at aktiv effekt [kW] tilsvarer tilsynelatende effekt [kVA].

I scenario 3 er 4,1 % av timene i løpet av året for N1 og 4,3 % for N2 der transformatoren står i fare for overbelastning.

	N1	N2
Scenario 1	0	0
Scenario 2	0	0
Scenario 3	359 timer	378 timer

Tabell 14: Antall timer der overskuddet overskrider transformatoreffekten

## 11.2 Ukesprofil

### 11.2.1 NI

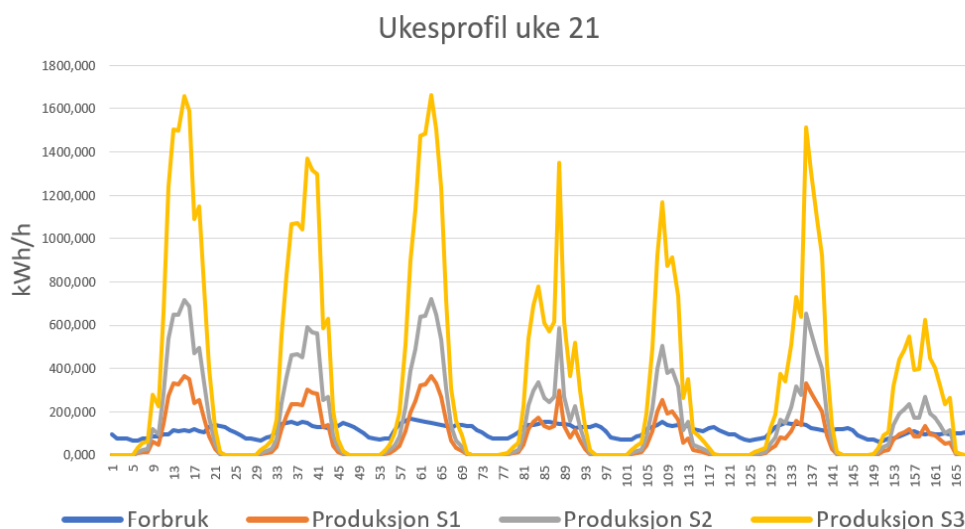
#### Uke 21

Figur 22 viser lastprofilen over uke 21 for forbruket og produksjonen fra de ulike scenariene. Dette er en av ukene i året der transformatorkapasiteten overskrides betraktelig. Hvis man trekker fra forbrukstoppen fra produksjonstoppen på mandagens 15. time vil man få en overskuddseffekt på drøye 1500 kWh/h.

Tabell 15 viser hvilke timer i løpet av uken transformatoren overskrides og til hvilken grad, for scenario 3 - gul kurve i figur 22. Transformatorens merkeeffekt for N1 er 1000 kVA.

Time i uka	Produksjon - Forbruk [kWh/h]	Overskridelse [%]
12	1142,0	14,2 %
13	1387,7	38,8 %
14	1385,6	38,6 %
15	1541,7	54,2 %
16	1477,7	47,8 %
18	1039,0	3,9 %
39	1221,9	22,2 %
40	1178,3	17,8 %
41	1166,5	16,7 %
61	1315,1	31,5 %
62	1329,5	33,0 %
63	1515,7	51,6 %
64	1356,1	35,5 %
65	1096,0	9,6 %
88	1207,0	20,7 %
108	1018,0	1,8 %
136	1377,6	37,8 %
137	1183,5	18,4 %

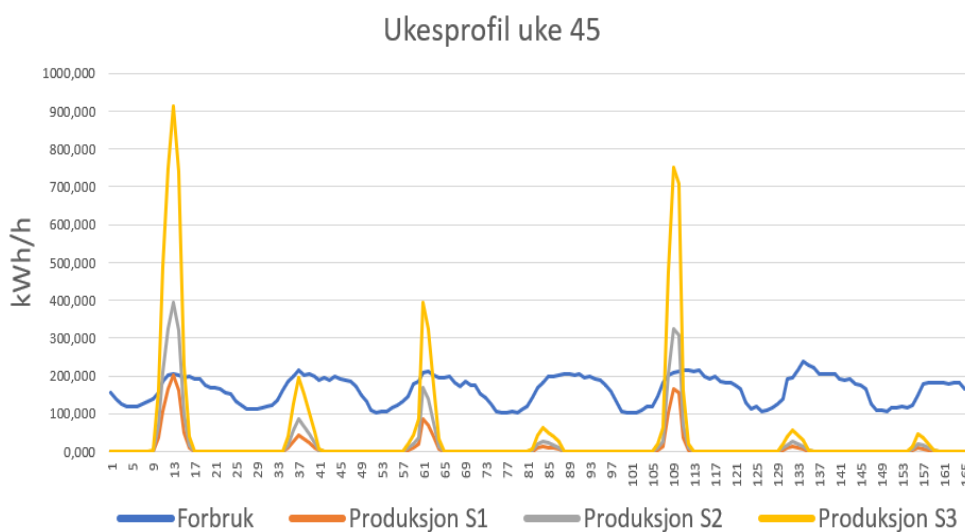
Tabell 15: Overskridelse av transformatoreffekt scenario 3, uke 21, N1



Figur 22: Ukesprofil av forbruk og produksjon for nettstasjon 1 i uke 21

## Uke 45

Figur 23 viser produksjon mot forbruk over uke 45. I 3 av 7 dager vil produksjonen overgå forbruket for scenario 3. Her er det tydelig at transformatoren ikke står i fare for å overskrides, da maks gjennomsnittseffekt er i overkant av 900 kWh/h. Den blå forbrukskurven er større for uke 45 enn uke 21.



Figur 23: Ukesprofil av forbruk og produksjon for nettstasjon 1 i uke 45

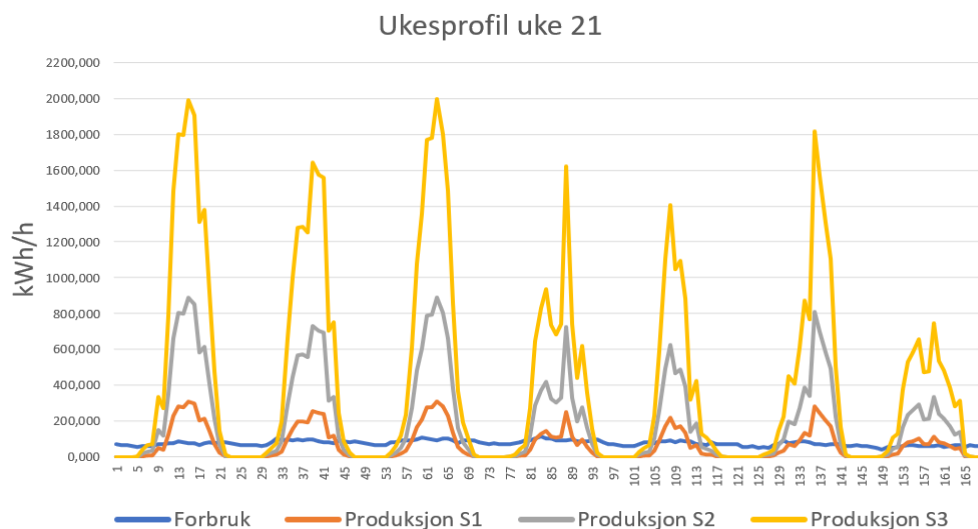
**11.2.2 N2****Uke 21**

Figur 24 viser forbruk og produksjon over uke 21 for N2. Her er det også tydelige overskudd av kraft midt på dagen i alle scenariene, mens scenario 3 vil overgå transformatoreffekten.

Tabell 16 viser overskridelse av transformatoren for N2 i uke 21. Merkeeffekt her er 1250 kVA.

Time i uka	Produksjon - Forbruk [kWh/h]	Overskridelse [%]
12	1409,6	12,8 %
13	1712,0	37,0 %
14	1714,5	37,2 %
15	1912,5	53,0 %
16	1828,6	46,3 %
18	1302,4	4,2 %
39	1543,3	23,5 %
40	1487,1	19,0 %
41	1474,2	17,9 %
60	1251,4	0,1 %
61	1662,6	33,0 %
62	1682,5	34,6 %
63	1901,1	52,1 %
64	1698,2	35,9 %
65	1380,7	10,5 %
88	1526,1	22,1 %
108	1311,1	4,9 %
136	1746,0	39,7 %
137	1499,2	19,9 %

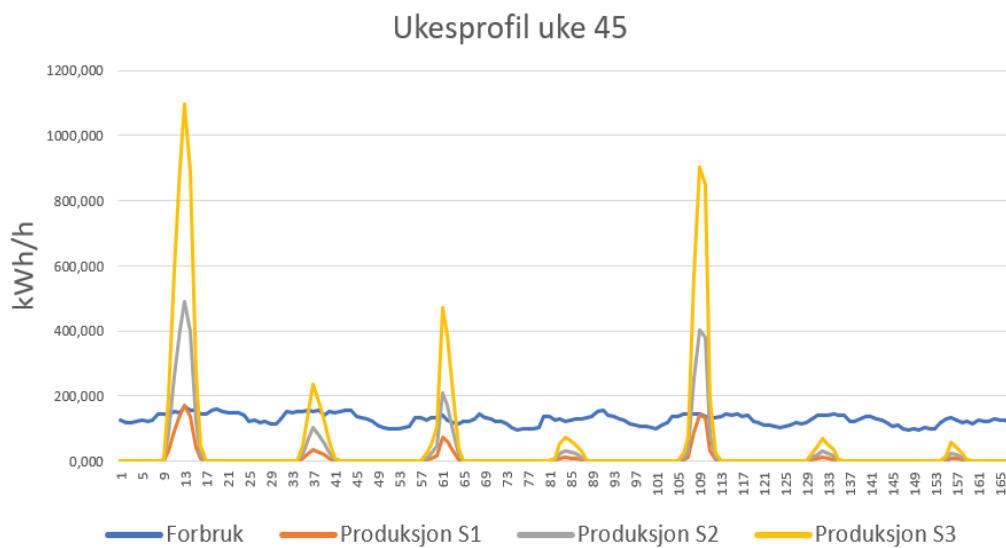
Tabell 16: Overskridelse av transformatoreffekt scenario 3, uke 21, N2



Figur 24: Ukesprofil av forbruk og produksjon for nettstasjon 2 i uke 21

## Uke 45

Figur 25 viser forbruk mot produksjon over uke 45 for N2. For scenario 3 vil produksjonen overgå forbruket i 4/7 dager, scenario 2 vil overgå 3/7 dager og i scenario 1 vil produksjonen så vidt overgå forbruket midt på dagen mandag. Transformatoren står ikke i fare for å overskrides da maks gjennomsnitteffekt på mandagens produksjonstopp er på ca 1100 kWh/h.



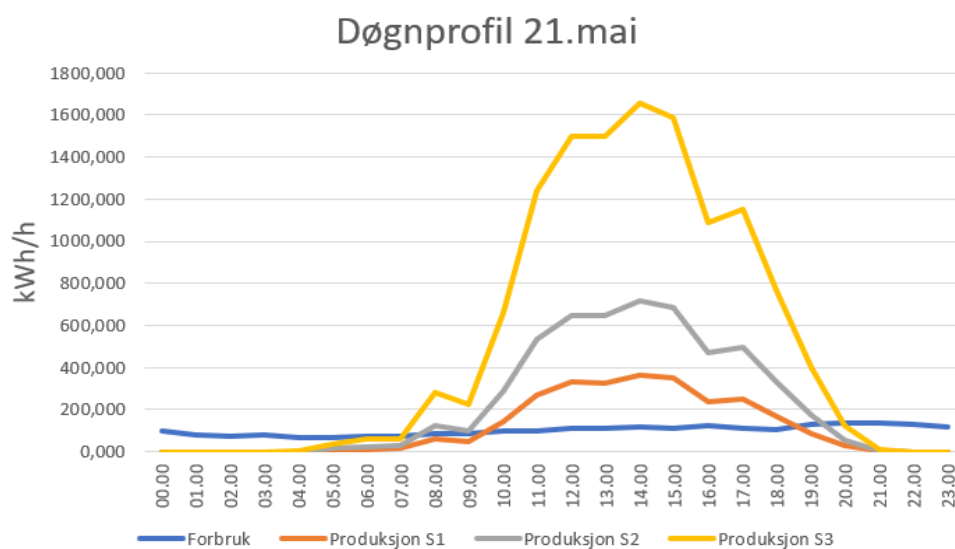
Figur 25: Ukesprofil av forbruk og produksjon for nettstasjon 2 i uke 45

## 11.3 Døgnprofil

### 11.3.1 N1

#### 21. mai

Figur 26 viser forbruk og produksjon gjennom 21.mai. Alle scenariene vil produsere et overskudd av kraft midt på dagen. Scenario 3 vil overskride transformatorens merkeeffekt som vist fra time 12-16 og time 18 i tabell 15.



Figur 26: Døgnprofil av forbruk og produksjon for nettstasjon 1 for 21. mai

Tabell 17 viser at den samlede produksjonen gjennom dagen vil overgå forbruket for alle tre scenarier.

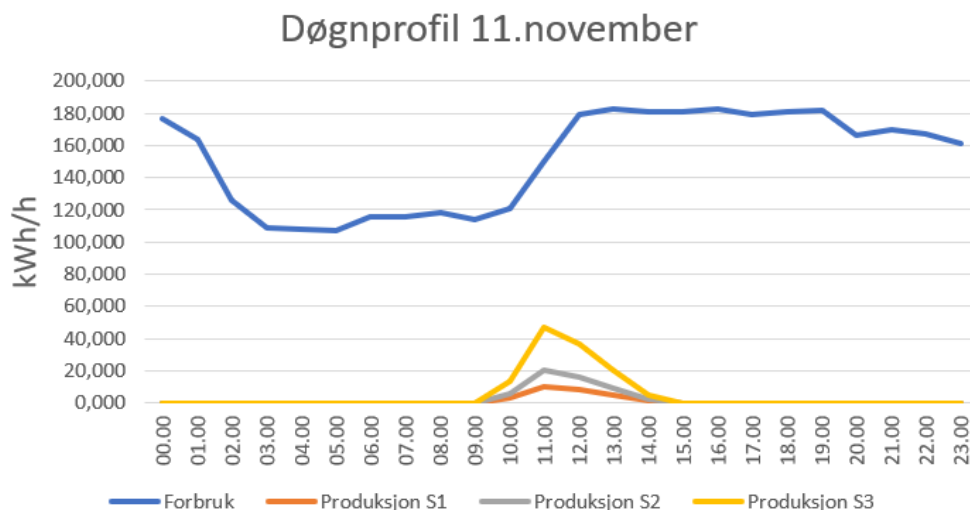
	Daglig forbruk/produksjon [kWh]	Prosentvis av forbruket
Forbruk	2411,5	100 %
Produksjon S1	2707,6	112,1 %
Produksjon S2	5335,6	221,3 %
Produksjon S3	12343,5	511,9 %

Tabell 17: Forbruk og produksjon gjennom 21. mai for nettstasjon 1



## 11. november

I figur 27 er det tydelig at forbruket vil ligge stabilt over maks produksjon gjennom hele dagen og ingen overskuddskraft vil produseres her.



Figur 27: Døgnprofil av forbruk og produksjon for nettstasjon 1 for 11. november

Den samlede produksjonen gjennom dagen er kun en brøkdel av forbruket for denne dagen i november, slik tabell 18 viser.

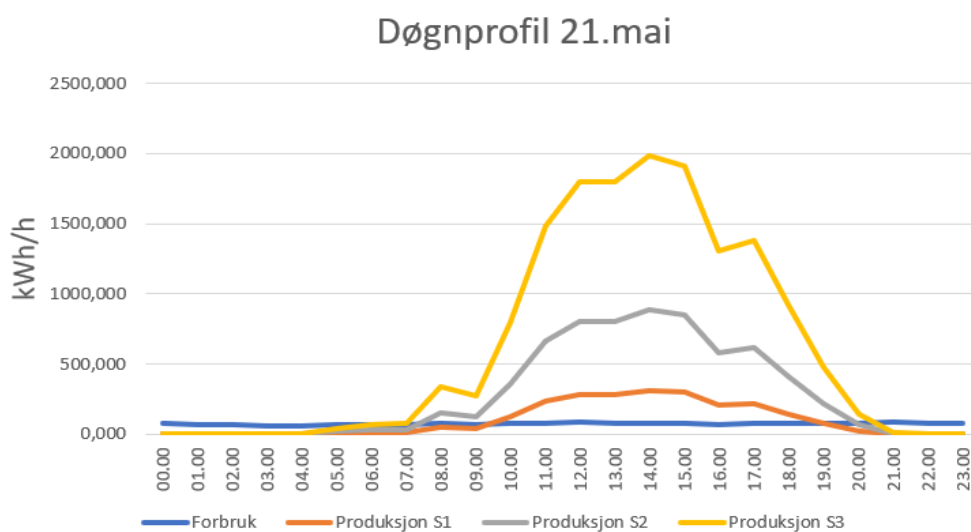
	Daglig forbruk/produksjon [kWh]	Prosentvis av forbruket
Forbruk	3634,8	100 %
Produksjon S1	26,8	0,7 %
Produksjon S2	52,9	1,5 %
Produksjon S3	122,4	3,4 %

Tabell 18: Forbruk og produksjon gjennom 11. november for nettstasjon 1

## 11.3.2 N2

## 21. mai

Situasjonen for N2, vist i figur 28 er relativ lik som i N1. Med noen flere bygg tilkoblet nettstasjonen og et litt lavere forbruk vil derimot overskuddet av kraft være litt høyere for N2 enn N1. Tabell 19 viser til en produksjon i scenario 3 som er over 8 ganger så høy som forbruket gjennom dagen.



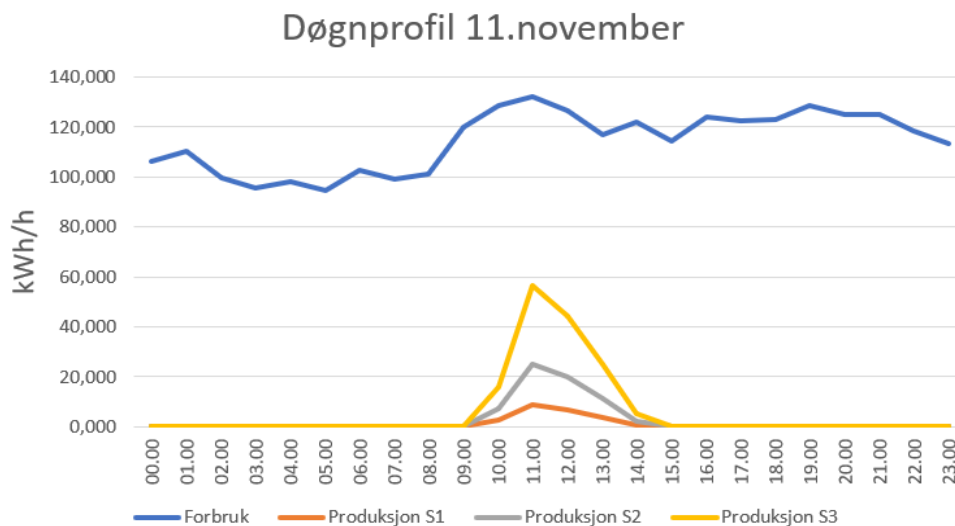
Figur 28: Døgnprofil av forbruk og produksjon for nettstasjon 2 for 21. mai

	Daglig forbruk/produksjon [kWh]	Prosentvis av forbruket
Forbruk	1758,6	100 %
Produksjon S1	2309,4	131,3 %
Produksjon S2	6609,7	375,8 %
Produksjon S3	14812,2	842,3 %

Tabell 19: Forbruk og produksjon gjennom 21. mai for nettstasjon 2

## 11. november

I likhet med N1 vil forbruket for N2 ligge høyt over maks produksjon fra solanleggene gjennom 11.november, se figur 29. Tabell 20 viser mengde produksjon sammenlignet med forbruket gjennom dagen.



Figur 29: Døgnprofil av forbruk og produksjon for nettstasjon 2 for 11. november

	Daglig forbruk/produksjon [kWh]	Prosentvis av forbruket
Forbruk	2748,9	100 %
Produksjon S1	22,9	0,8 %
Produksjon S2	65,5	2,4 %
Produksjon S3	146,8	5,3 %

Tabell 20: Forbruk og produksjon gjennom 11. november for nettstasjon 2



## 12 Diskusjon

### 12.1 Tekniske utfordringer

Forbrukskurvene viser det samlede forbruket til alle bygg som er tilknyttet nettstasjonen. Produksjonskurvene er derfor estimert ved å legge sammen produksjonen fra alle bygg med solanlegg installert. Sammenligning av disse vil derfor kun gi en indikasjon på hvordan det totale forbruket mot den totale produksjonen vil se ut fra nettstasjonsperspektiv, og gir lite informasjon om hvordan forholdene vil se ut lenger ute i fordelingsnettene mot hver enkelt kunde. Det kan leses mer om i de tidligere studiene som er nevnt i kapittel 5 der det er et større fokus på spenningsforholdene og utfordringer knyttet til kapasitet overalt i fordelingsnettene.

Tabell 11 og 13 viser antall timer gjennom året der produksjonen overgår forbruket for henholdsvis N1 og N2. I disse timene vil kundene mate overskuddskraft ut igjen på kraftnettet. Denne kraftflyten kan føre til utfordringer knyttet til spenning og kapasitet. I denne oppgaven er ikke spenningsverdier på fordelingsnettene eller kapasitet i linjer og kabler inkludert. Det kan derimot nevnes at disse timene med overskudd kan skape usymmetri i spenningen, større overspenninger og kan eventuelt skade kraftkabler og -linjer dersom de ikke er dimensjonert for å imot mengden overskuddsstrøm.

#### 12.1.1 Overskridelse i transformator

Fra tabell 14 ser en at ved de første scenariene vil det ikke være noen timer i løpet av året der gjennomsnittseffekten til produksjonen overgår forbruket til en grad som kan overskride transformatoreffekt. Ved scenario 3 er det derimot 359 timer for N1 og 378 timer for N2 der produksjonen overgår forbruket til en så stor grad at det vil overskride den effekten transformatoren er dimensjonert for. Når det blir sett nærmere på enkeltuker som uke 21 er timene med overskridelse av transformator vist i tabell 15 og 16. I scenario 3 for både N1 og N2 er det enkelttimer der transformatoren overskrides med over 50 %. Disse timene kan føre til belastningsskader og i verste fall ødelegge transformatoren.

Det kan også nevnes at både forbruks- og produksjonsdataen består av gjennomsnittlig effekt per time [kWh/h]. Det kan dermed være flere mindre tidsrom innad i timen med høye effektverdier som blir forbisett.

Selv om analysene viser at verken scenario 1 eller 2 vil føre til overskridelse i

transformator kan det være perioder med overskuddsstrøm som kan sprengre kapasiteten i komponenter lenger ned i nettet. Kabler og luftlinjer lenger ned i fordelingsnettet kan altså være en større begrensning enn merkeeffekten for transformator.

### 12.2 Endring av lastprofil

De tre scenariene gir svært ulike utfall i mengden produksjon som overgår forbruk. For scenario 3 er det enorme overskudd som kan virke skadelig på komponenter i nettet, der til og med november måned med et høyt forbruk vil få produksjonstopper som overgår forbruket nesten 8 ganger, se mandag figur 25.

For scenario 1 og 2 er situasjonen derimot litt annerledes. I uken fra mai måned vil produksjonen overgå forbruket for samtlige scenarier, mens uken i november vil for det meste produksjon fra S1-2 ligge under forbruket. I disse tidsrommene vil solanlegget virke avlastende for nettstasjonen ved at egen produksjon går til direkte til eget forbruk. Da vil man dra mindre strøm fra nettet og sender ingen tilbake.

### 12.3 Batterier og smartere nabolag

En kan påstå at batterier er en åpenbar løsning på noen av utfordringene rundt overskuddskraft fra solanlegg. I periodene der produksjonen overgår forbruket vil overskuddet gå til lading av batteri. Batteriet benyttes deretter i perioder med høyt forbruk og lav eller ingen produksjon. Batteriet kan også bidra i situasjoner der solanlegget er i fare for å kobles ut grunnet høy produksjon som kan føre til overspenninger. Da vil batteriet virke som en ekstra last som spenningen fordeles over og derfor virke avlastende for nettet.

Hvis en eksempelvis tar for seg scenario 3 ved N1 ser en fra tabell 10 at total produksjon over året er rundt 95,1 % av det totale forbruket. Dersom en får utnyttet all produksjon innad i nabolaget med framtidens smarte nabolag og batteriløsninger kan solanleggene tilnærmet alene i dette tilfellet forsyne nabolaget med strøm. Dette skjer ved at bygg med overskudd selger overskuddsstrømmen til naboen gjennom mulige digitale løsninger og smarte strømmålere som alle husstander har fått installert.

For scenario 3 ved N2, fra tabell 12, er det derimot et totalt overskudd gjennom året på nesten 50 % som nabolaget kan selge ut på nettet.

## 12.4 Usikkerhet i framtidspregninger

I kapittel 2 som presenterer flere framtidsscenarier er det store variasjoner i de ulike prognosene. Utfordringer knyttet til et økende antall nettilknyttede plusskunder er i stor grad avhengig av mengden det er snakk om. Som resultatene i kapittel 11 viser vil verken total produksjon fra basisscenariet eller scenariet basert på den enorme veksten fra 2019 føre til noen kapasitetsbegrensninger for transformator. Det er derimot viktig å påpeke at selv om total mengde produksjon ikke overskrider transformatoreffekten, kan overskuddene fra hvert enkelt bygg påvirke fordelingsnettene fra nettstasjon og ut til kundene i større grad. Det tredje scenariet der samtlige bygg har solanlegg installert kan derimot føre til begrensninger. En kan argumentere mot at det tredje scenariet er en usannsynlig framtidspregning der samtlige bygg i et nabolag har solanlegg installert. Men det kan derimot nevnes at trender skapes ofte lokalt, så et nabolag der samtlige bygg har solanlegg installert er derfor ikke høyst usannsynlig i nær framtid.

### 12.4.1 Framtidig lønnsomhet

Nye tariffmodeller og endringer i støtteordninger kan ha en negativ innvirkning på trenden i privatinstallasjoner av solkraft. Det blir allerede sett på som en stor investering å gå til innkjøp av egenproduksjon av strøm. Kutt i Enova-støtte og tariffendringer som kan føre til mindre besparelser på egen strømmregning er faktorer som kan bidra til å begrense veksten i solkraftmarkedet.

## 13 Konklusjon

Gjennom analysen av solkraftproduksjon for de tre scenariene ble det funnet at et økende antall plusskunder i distribusjonsnettet uten tvil vil bidra til endringer i lastprofil. Kraftproduksjonen virker avlastende for nettet der produksjonen ligger under forbruket, men belaster nettet i større grad i de timene der det er et overskudd av kraft. I denne analysen ble det funnet overskudd av kraft i timer gjennom store deler av året for alle tre scenarier, som tabell 11 og 13 viser. Disse timene vil til en viss grad påvirke nettet avhengig av størrelsen på overskuddet. Overskuddsstrømmen kan skape utfordringer ved blant annet overspenninger, overskridelse av transformatoreffekt og kapasiteten i linjer og kabler. De store overskuddene kan føre til at netteier må utvide kapasitet i transformator og linje for å unngå overbelastning. Hvis nabolaget derimot tar i bruk framtidens smarte løsninger med muligheter for batterilagring ved overproduksjon vil flere av utfordringene kunne løses.

Utfordringene knyttet til økt solkraftproduksjon er svært avhengig av framtidig mengde installert kapasitet og det ligger mye usikkerhet rundt framtidsutsiktene. Selv om NVE sitt basisscenario estimerer at 15 % av norske husstander har solanlegg installert innen 2040, vil det trolig finnes nabolag der en mye høyere prosentandel har solkraftproduksjon på eget tak, og det er disse situasjonene som kan være kritiske for netteierne. Endring i tariffer og kutt i støtte kan være faktorer som bidrar til bremsing av utviklingen i norsk solkraftproduksjon.



## 14 Videre arbeid

*Denne oppgaven avslutter et studie og problemstillingene vil derfor ikke jobbes videre med av undertegnede. Under følger et par punkter med forslag over mulig videre arbeid.*

### 14.1 Sterke og svake nett

Et forslag til videre arbeid er å samarbeide med nettselskap som vil utrede spesifikke deler av kraftnett som enten blir betegnet som sterke eller svake. Med implementering av solkraft i de ulike nettområdene kan det påvirke behovet for oppgradering av nettet enten i positiv eller negativ forstand. Et svakt nett med mye jordbruk, altså bygg med store overflater som produserer sol, kan virke avlastende for nettet slik at eventuell oppgradering kan la seg utsette. På en annen side kan solproduksjonen virke belastende igjen dersom produksjonen overgår forbruket i stor grad slik at oppgraderinger av nett vil være nødvendig. Dette må derfor analyseres i henhold til forbruk og produksjon i det aktuelle området.

### 14.2 Solkraft med batterier

Det kan være interessant å se nærmere på løsningsalternativer knyttet til batteriteknologi. I nær framtid vil trolig disse spille en mye større rolle enn det de gjør i dag. Batterier minsker belastningen på nettet i stor grad og kan spille en stor rolle for nettselskaper ved framtidig planlegging av utbygging og forbedring. Analyser av kraftnett med stor implementering av solkraft kombinert med batterier vil fortelle mye om betydningen batteriet har.

### 14.3 Produksjonsverdier fra eksisterende anlegg

Ved analyser av framtidig produksjon av solkraft er det å benytte seg av reelle produksjonsverdier et viktig poeng. I Norge med skiftende vær og vind vil det være vanskelig å framsi produksjon. I denne oppgaven er et tilfelle av én plusskunde generalisert i et større nabolag, men til et videre arbeid kan det være interessant å se på produksjonsverdier fra nabolag der et større antall kunder har solkraft installert.

## 14.4 Framtidig lønnsomhet

Basert på den synkende prisutviklingen i materialer som benyttes til solceller kan det være interessant å se på lønnsomhet for framtidens solanlegg. Hvor raskt vil et solanlegg som selger overskuddsstrøm tilbake til kraftnettet bli ansett som lønnsomt? Otovo melder om i sin blogg at et hus med solanlegg vil stige 14 % i verdi [52], hvor mye vil dette utgjøre for lønnsomheten?

## Referanser

- [1] Pqa hjemmeside. pqa.no, Lastet 03.06.2020.
- [2] Multiconsult. Bjørn Thorud, Magnus Sletmoe Dale. Lansering av nøkkeltall for det norske solcellemarkedet i 2019. [http://solenergiklyngen.no/app/uploads/sites/4/tallfesting-av-solcellemarkedet-i-norge-i-2019\\_multiconsult.pdf](http://solenergiklyngen.no/app/uploads/sites/4/tallfesting-av-solcellemarkedet-i-norge-i-2019_multiconsult.pdf), Lastet 20.05.2020.
- [3] NVE. Plusskunder, Publisert 22.10.2015, sist oppdatert 31.03.2020. <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/nettjenester/nettleie/tariffer-for-produksjon/plusskunder/>.
- [4] NVE. Kraftproduksjon i norden til 2040, Oktober 2019. [http://publikasjoner.nve.no/rapport/2019/rapport2019\\_43.pdf](http://publikasjoner.nve.no/rapport/2019/rapport2019_43.pdf), Lastet 25.04.2020.
- [5] Solenergiklyngen. Solcellesystemer og sol i systemet, Mars 2018. [http://solenergiklyngen.no/app/uploads/sites/4/180313-rapport\\_solkraft-markedsutvikling-2017-endelig.pdf](http://solenergiklyngen.no/app/uploads/sites/4/180313-rapport_solkraft-markedsutvikling-2017-endelig.pdf).
- [6] Fjordkraft. Hva er normalt strømforbruk? <https://www.fjordkraft.no/privat/stromforbruk/>, Lastet 31.05.2020.
- [7] NVE. Samlet energibruk, Publisert 17.09.2019, sist oppdatert 04.11.2019. <https://www.nve.no/energibruk-effektivisering-og-teknologier/energibruk/samlet-energibruk/?ref=mainmenu>.
- [8] IEA. Distributed solar pv. <https://www.iea.org/reports/renewables-2019/distributed-solar-pv#abstract>, Lastet 09.06.2020.
- [9] IEA. Solar pv. <https://www.iea.org/reports/tracking-power-2019/solar-pv>, Lastet 09.06.2020.
- [10] BP. Bp statistical review of world energy - 2019, 68th edition. <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2019-full-report.pdf>, Lastet 09.06.2020.
- [11] Norsk Solenergiforening. Hvorfor sol? <https://www.solenergi.no/hvorfor-solenergi>, Lastet 31.05.2020.
- [12] SNL Jakob Sandstad og Jacob Linder. Fotoelektrisk effekt. [https://snl.no/fotoelektrisk\\_effekt](https://snl.no/fotoelektrisk_effekt), Lastet 04.04.2020.

## REFERANSER

---

- [13] SNL. Øyvind Grøn. Elektrisk strøm. [https://snl.no/elektrisk\\_str\OT1\om](https://snl.no/elektrisk_str\OT1\om), Lastet 10.06.2020.
- [14] Smart Energi. Avansert teknologi. <https://www.smartenergi.com/om-solceller/>, Lastet 09.06.2020.
- [15] NVE. Solkraft vokser raskt, også i norge, Publisert 01.11.2019 , sist oppdatert 20.05.2020. <https://www.nve.no/energiforsyning/kraftproduksjon/solkraft/?ref=mainmenu>.
- [16] Solenergiklyngen. Solenergiutbyggingen i norge økte med 59 prosent i 2017. <http://solenergiklyngen.no/2018/03/16/solenergiutbyggingen-i-norge-okte-med-59-prosent-i-2017/>, Lastet 24.05.2020.
- [17] Steve Völler. Photovoltaic systems. Lecture slides from blackboard from 24.01.2019.
- [18] Steve Völler. Photovoltaic integration in power systems. Lecture slides from blackboard from 24.01.2019.
- [19] SINTEF. Illustrasjon-av-en-plusskunde. <https://blogg.sintef.no/sintefenergy-nb/energisystemer/hva-skal-jeg-bli-nar-jeg-blir-stor/attachment/illustrasjon-av-en-plusskunde/>, Lastet 25.05.2020.
- [20] Energi Norge. Nettstruktur og organisering. <https://www.energinorge.no/fagomrader/stromnett/kraftsystemet/nettstruktur-og-organisering/>, Lastet 02.04.2020.
- [21] SNL. Knut A Rosvold. Nettsystem. <https://snl.no/nettsystem>, Lastet 31.05.2020.
- [22] SNL. Knut A Rosvold. Transformatorstasjon. <https://snl.no/transformatorstasjon>, Lastet 09.06.2020.
- [23] SINTEF Energi AS Bendik Nybakk Torsæter og Henrik Kirkeby. Simuleringsstudie av spenningskvalitet i lavspenningsnett med plusskunder, 2017. <https://www.sintef.no/globalassets/project/nef-tm-2017/rapporter-2017/sesjon-4-2---21---bendik-nybakk-torsater-og-henrik-kirkeby---simuleringsstudie.pdf>, Lastet 08.12.2019.
- [24] Enova. Smarte strømmålere (ams). <https://www.enova.no/privat/smar-te-strommalere-ams/>, Lastet 21.05.2019.
- [25] Universitet i Stavanger. Smart strømstyring i nabolaget, Publisert 05.07.2019, Lastet 20.05.2019. <https://www.uis.no/forskning-og-ph-d/vi-forsker-pa/smartby/smartnem/>.

## REFERANSER

---

- [26] Mari Myrold Osnes. Lastendring som følge av solkraft i lavspente fordelingsnett. Prosjektoppgave NTNU desember 2019.
- [27] Eivind Solvang. Optimal cross section. Power point hentet fra blackboard 11.12.2019.
- [28] Lovdata.no. Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet, 26.01.2010. <https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2004-11-30-1557>, Lastet 15.05.2020.
- [29] PQA. Plusskunder – hvor stor innvirkning på spenningskvalitet?, 4. september 2017. <https://pqa.no/plusskunder-innvirkning-spenningkvalitet/>, Lastet 04.12.2019.
- [30] PQA. Standardiseringsrot gir problemer for plusskunder, 18. oktober 2017. <https://pqa.no/standardisering-og-plusskunder/> Lastet 14.05.2020.
- [31] Kristin Marie Endal Grindheim. Spenningsforhold og tiltak i distribusjonsnett med betydelige innslag av småskala distribuert produksjon og elektriske energilagere. Masteroppgave NTNU juni 2015.
- [32] Liv Ringheim. Grid impact from increased prosumer penetration in the norwegian distribution grid. Masteroppgave NTNU februar 2020.
- [33] Signe Eika Gjørven. Integrasjon av sol i det norske kraftsystemet. Masteroppgave NTNU juni 2018.
- [34] Christian Møgster Granum. Pv systemer i distribusjonsnettet. Masteroppgave NTNU juni 2014.
- [35] ENERGIFAKTA NORGE. Forsyningssikkerhet. <https://energifaktanorge.no/norsk-energiforsyning/forsyningssikkerhet/>, Lastet 09.06.2020.
- [36] NVE. Jarand Hole, Hallgeir Horne. Batterier vil bli en del av kraftsystemet. [http://publikasjoner.nve.no/faktaark/2019/faktaark2019\\_14.pdf](http://publikasjoner.nve.no/faktaark/2019/faktaark2019_14.pdf), Lastet 18.05.2019.
- [37] BloombergNEF. Energy storage investments boom as battery costs halve in the next decade, July 31 2019. <https://about.bnef.com/blog/energy-storage-investments-boom-battery-costs-halve-next-decade/>, Lastet 11.06.2020.
- [38] Asplan Viak. Solcelleanlegg og batteri til bislett stadion. <https://www.asplanviak.no/prosjekt/13083/>, Lastet 11.06.2020.
- [39] Gudbrandsdal Energi. Sweco satser på sesonglagring. <https://www.ge.no/geavisa/sweco-satser-pa-sesonglagring>, Lastet 09.06.2020.

- [40] ENERGIFAKTA NORGE. StrØmnett. <https://energifaktanorge.no/norsk-energiforsyning/kraftnett/>, Lastet 11.06.2020.
- [41] NVE. Nettleie for forbruk, Publisert 20.10.2015 , sist oppdatert 15.02.2019. [nve.no/reguleringsmyndigheten/nettjenester/nettleie/nettleie-for-forbruk/](http://nve.no/reguleringsmyndigheten/nettjenester/nettleie/nettleie-for-forbruk/), Lastet 11.06.2020.
- [42] NVE. Rme hØringsdokument, endringer i nettleiestrukturen, Februar 2020. [http://publikasjoner.nve.no/rme\\_hoeringsdokument/2020/rme\\_hoeringsdokument2020\\_01.pdf](http://publikasjoner.nve.no/rme_hoeringsdokument/2020/rme_hoeringsdokument2020_01.pdf).
- [43] Nelfo. Nettleie: Feil medisin fra nve. <https://www.nelfo.no/artikler/2020/2020-februar/nettleie-feil-medisin-fra-nve/?fbclid=IwAR0BlIFOM1FuJZ0d8RdOKKHtPQmfkNQ4ZzTFth02ezl4pyN0dBHGyoTSQXY>, Lastet 11.06.2020.
- [44] Nelfo. Felles front mot nves nettleieforslag. [https://www.nelfo.no/artikler/2020/2020-mai/felles-front-mot-nves-nettleieforslag/?fbclid=IwAR18LFhwV2XEvHI0t9nmdOd\\_NtgYiPSGoTj5owQ5H2bsU-mNj3sKjwQPxrW](https://www.nelfo.no/artikler/2020/2020-mai/felles-front-mot-nves-nettleieforslag/?fbclid=IwAR18LFhwV2XEvHI0t9nmdOd_NtgYiPSGoTj5owQ5H2bsU-mNj3sKjwQPxrW), Lastet 11.06.2020.
- [45] Heidi Pegill Haugstad. Hvordan påvirker effektbaserte nettariffer lønnsomheten for solcelleanlegg i norge? Masteroppgave NMBU våren 2019.
- [46] Enova. El-produksjon. <https://www.enova.no/privat/alle-energitiltak/solenergi/el-produksjon-/>, Lastet 23.04.2019.
- [47] Verktøy som viser potensiell solkraftproduksjon ved takflater i norge. [solkart.no](http://solkart.no), Lastet 24.05.2019.
- [48] PVGIS. Verktøy som viser solinnstråling. <https://photovoltaic-software.com/pv-softwares-calculators/online-free-photovoltaic-software/pvgis>, Lastet 19.05.2020.
- [49] Magne Basmo. Plusskunde med solcelleanlegg i trondheim.
- [50] Dataark til en type solcelle. <https://www.eidsivaenergi.no/globalassets/strom/dokumenter/solceller/solpanel/data-sheet-jam60s01-pr-305-310.pdf>, Lastet 09.06.2020.
- [51] LOS. Så mye strøm bruker de elektriske apparatene. <https://www.los.no/om-los/energilos/en/stromsparing/Sa-mye-strom-bruker-de-elektriske-apparatene/>, Lastet 03.06.2020.
- [52] Otovo. Hvor mye mer blir huset verdt med solceller? <https://www.otovo.no/blog/2019/09/01/hvor-mye-mer-blir-huset-verdt-med-solceller/>, Lastet 11.06.2020.



## A Vedlegg

### A.1 Hente ut forbruksdata ved hjelp av Python

```
1 #importere pandas som pd
2 import pandas as pd
3
4 #les inn excelfil over forbruksverdier
5 df=pd.read_excel(r'C:\Users\Mari Osnes\PycharmProjects\master\
   N2.xlsx')
6 df = pd.DataFrame(df)
7
8 #totalt forbruk over aaret
9 print(int(df.head(8760).sum()))
10
11 #hente ut verdier over doegnet
12 step1=24
13 i1 = 24
14
15 #printe foerste doegn
16 print(int(df.head(i1).sum()))
17
18 #printe ut resten av aaret
19 while i1 < 8760:
20     a=int(df.head(i1).sum())
21     i1 = i1 + step1
22     b=int(df.head(i1).sum())
23     print(b-a)
24
25 #hente ut verdier per uke, antar 52 uker (mister 24 timer)
26 step2=168
27 i2 = 168
28
29 #printe foerste uke
30 print(int(df.head(i2).sum()))
31
32 #printe ut resten av aaret
33 while i2 < 8760:
34     a=int(df.head(i2).sum())
35     i2 = i2 + step2
36     b=int(df.head(i2).sum())
37     print(b-a)
38
39 #hente ut verdier per maaned, for aa indikere forbruk og
   forskjell
40 # fra maaned til maaned, er de delt opp like store med 730
   timer i hver
41 step3=730
42 i3=730
43 #printe foerste maaned
44 print(int(df.head(i3).sum()))
```



```
45
46 #printe ut resten av ret
47 while i3 < 8760:
48     a=int(df.head(i3).sum())
49     i3 = i3 + step3
50     b=int(df.head(i3).sum())
51     print(b-a)
```

## B Vedlegg

### B.1 Framtidsscenario 2

Verdier fra 2015-2019 er relle. I årene fra 2020 er det antatt en økning på 20 % i ny installert kapasitet per år.

Framtidsscenario 2 basert på den siste veksten fra 2019

	totalt MWp	totalt GWh	ny installert
2015	15	12,75	12
2016	27	22,95	18
2017	45	38,25	23
2018	68	57,8	52
2019	120	102	100
2020	220	187	120
2021	340	289	144
2022	484	411,4	172,8
2023	656,8	558,28	207,36
2024	864,16	734,536	248,832
2025	1112,992	946,0432	298,5984
2026	1411,5904	1199,85184	358,31808
2027	1769,90848	1504,42221	429,981696
2028	2199,89018	1869,90665	515,978035
2029	2715,86821	2308,48798	619,173642
2030	3335,04185	2834,78558	743,008371
2031	4078,05022	3466,34269	891,610045
2032	4969,66027	4224,21123	1069,93205
2033	6039,59232	5133,65347	1283,91846
2034	7323,51079	6224,98417	1540,70216
2035	8864,21294	7534,581	1848,84259
2036	10713,0555	9106,0972	2218,61111
2037	12931,6666	10991,9166	2662,33333
2038	15594	13254,9	3194,79999
2039	18788,8	15970,48	3833,75999
2040	22622,56	19229,176	4600,51199

