



Norges miljø- og
biovitenskapelige
universitet

Masteroppgave 2022 30 stp
Fakultet for realfag og teknologi

Faktorer og lønnsomhet ved solsporing for solceller

Factors and profitability of solar tracking in solar
cells

Magnus Frigaard
Industriell Økonomi

Forord

Denne masteroppgaven er skrevet ved Norges- Miljø og Biovitenskapelige Universitet, og markerer slutten på min utdanning innen Industriell Økonomi. I løpet av studieforløpet har jeg tilegnet meg kunnskap og analytiske verktøy som utvilsomt vil komme meg til nytte både i arbeidsliv og på et privat plan. Studietiden har også vært en periode for stor personlig vekst gjennom nye bekjenskaper og utfordringer som har møtt meg i hverdagene, men også ved å bli bedre kjent med meg selv og mitt potensial til å møte og overkomme situasjoner og problemer.

Prosessen og arbeidet med denne masteroppgaven har vært utfordrende og til tider bydd på mye frustrasjon. Dette bidrar samtidig til en mye høyere grad av mestringsfølelse ved endt arbeid, og kompetansen som jeg har tilegnet meg gjennom semesteret, både innen temaet og gjennom prosessen og selvstendig arbeid, er uvurderlig.

Jeg ønsker også å takke min veileder gjennom masteroppgaven, Jesper Frausig, som har bidratt med valg av tema, faglige innspill og god hjelp innen teori og databehandling. Tusen takk for god veiledning og tilbakemeldinger, og for drivkraft i perioder med lav motivasjon gjennom spennende ideer og betraktninger.

Magnus Frigaard

Ås, Mai 2022

Begreper: Engelsk - Norsk

Solar Tracking - Solsporing

Single Axis - Én-akse

Dual Axis - To-akse

Fixed mount solar cells - Fastmonterte solceller

Degradation - Degradering

Mismatch - Misforhold

Hotspots - Varmepunkt

Soiling - Tilsmussing

Inverter - Omformer

Backtracking - Tilbakesporing

Benchmark - Referansemål

Mean Bias Error (MBE) - Gjennomsnittlig skjevhetsfeil

Root Mean Square Error - Kvadratisk gjennomsnittsfeil

Watt Peak - Spisseffekt

Sammendrag

Verden står ovenfor en potensiell fremtidig klimakrise, som et resultat av store systematiske utslipp av klimagasser gjennom forbrenning av fossile energikilder. Det fremkommer derfor et behov for å finne alternative *grønne* kilder til energi, hvor det foreligger et særdeles stort potensial ved solenergi. Jorda mottar kontinuerlig enorme mengder solstråling, som både er gratis og lett tilgjengelig i alle land. Denne energien kan høstes ved flere metoder, men det benyttes gjerne solceller for å kunne generere elektrisitet som lett kan brukes til en rekke ulike formål. Solceller vil produsere mer energi desto mer innstråling som treffer overflaten, og det er dermed mulig å benytte solsporingsteknologi til å optimalisere disse systemene. Her forekommer det likevel utfordringer, blant annet knyttet til høyere investeringskostnader, og i denne oppgaven er derfor formålet å identifisere tekniske og økonomiske faktorer som er gjeldende ved bruk av slik teknologi.

For å kunne oppnå formålet med oppgaven blir det behov for å analysere solcelle-systemer med solsporing, både gjennom innhenting av teori og beregninger av tenkte scenarier. Oppgaven benytter seg av kvantitativ metode, hvor databehandling og modellering gjøres etter CRISP-DM metodikken. Det blir her innhentet data for faktiske anlegg fra DKASC i Alice Springs, samt meteorologiske observasjoner av vær og innstråling. Sistnevnte gjøres både for Alice Springs og Oslo, fra henholdsvis DKASC og Solcast, og danner et grunnlag for simuleringer. Dette blir gjort i programmet System Advisor Model fra NREL, hvor utdata for Alice Springs blir sammenlignet med reelle produksjonsdata. Utdata for Oslo blir benyttet videre i en økonomisk analyse av solsporing, hvor nåverdiene for én-akse solsporing, to-akse solsporing og fastmonterte solceller beregnes og sammenlignes.

Opgaven identifiserer her faktorene innstråling, vær og vind, temperatur, luftfuktighet, tilsmussing, terreng, benyttet teknologi og degradering, hvor disse må hensyntas ved prosjektering av solcelle-systemer med solsporing. Det er også gitt et høyere energiutbyttet ved solsporing kontra fastmonterte solceller, der to-akse solsporing produserer mest elektrisitet. Den prosentvise økningen i energiutbyttet vil derimot variere mellom systemer, basert på lokasjon og konstellasjon. Her fremkommer det videre at kostnaden tilknyttet to-akse solsporing gjør dette mindre lønnsomt enn fastmonterte solceller, men at det samtidig vil være mest lønnsomt for et én-akse solsporingssystem. Det identifiseres her at investeringskostnader og strømpris er avgjørende faktorer i bestemmelse av lønnsomheten, og endringer her vil kunne endre den beregnede rangeringen av scenariene.

Abstract

The world is facing a potential future climate crisis, as a result of large systematic emission of greenhouse gases from fossil fuels. It is therefore an imminent need for alternative *green* energy sources, and there is a large potential related to solar energy in particular. The earth receives huge amounts of solar radiation continuously, which is both available for free and accessible in every country. This energy can be harvested by a number of methods, but solar cells are often utilized to generate electricity that can easily be used for a number of different purposes. Solar cells produces more electricity when more radiation hits its surface, and using solar tracking can thereby optimize these systems. There are still challenges related to this, among others the higher cost of investment, and the purpose of this thesis is therefore to identify technical and economic factors relating to the use of such technology.

In order to accomplish this purpose there will be a need for analysis of solar cell systems, both through existing theory and calculations based on case scenarios. The thesis bases itself on a quantitative method, where data processing and modeling is done according to the CRISP-DM methodology. Data is collected for real life facilities through DKASC in Alice Springs, as well as meteorological observations of weather and radiation. The latter is obtained for both Alice Springs and Oslo, from DKASC and Solcast respectively, and forms a foundation for simulations. This is done by the program System Advisor Model from NREL, where output for Alice Springs is benchmarked against real-life production. Output for Oslo is used in further economic evaluations of solar tracking, where the net present value for one-axis tracking, two-axis tracking and fixed solar cells are calculated and compared.

The thesis then identifies the factors radiation, weather, temperature, humidity, soiling, terrain, utilized technology and degradation, where these should be accounted for in solar tracking projects. It is also established a higher energy yield resulting from solar tracking compared to fixed solar cells, where two-axis tracking produces the highest amount of electricity. The percentage increase in energy yield is, however, not constant, and will vary between systems based on location and constellation. It is further given that the cost associated with two-axis tracking makes this less profitable than fixed solar cells, but at the same time makes one-axis tracking more profitable. It is then identified that investment costs and electricity prices are the main driving factors in establishing profitability, and changes in these values could alter the ranking of the given scenarios.

Innhold

Forord	i
Begreper	ii
Sammendrag	iii
Abstract	iv
1 Innledning	1
1.1 Motivasjon	1
1.2 Formål	2
2 Teori og Bakgrunn	3
2.1 Solressurs i Norge	3
2.2 Solceller	4
2.3 Omformer	5
2.4 Degradering	5
2.5 Misforhold i avgitt effekt	6
2.6 Tilsmussing	8
2.7 Albedo	8
2.8 PV-Systemer	9
2.9 Fastmonterte solceller	10
2.10 Én-akse solsporing	11
2.11 To-akse solsporing	12
2.12 Solsporing Systemer	12
2.12.1 Tilbakesporing	14
2.13 Økonomiske vurderinger av PV	15
2.14 Det Norske Kraftsystemet	15
3 Metode	17
3.1 Forutsetninger og behov (I)	18
3.2 Teknologi og konfigurasjon (II)	19
3.2.1 Anlegg 5	19
3.2.2 Anlegg 6	20
3.2.3 Anlegg 14	20
3.3 Datainnsamling (III)	20
3.3.1 Dataforståelse	21
3.4 Databehandling (IV)	24
3.5 Simulering (V)	25
3.6 Oppsummering	28
3.7 Validitet	31

4	Resultater	33
4.1	Faktisk produsert elektrisitet i Alice Springs	33
4.2	Validering av SAM	34
4.3	Resultater fra simulering	36
4.4	Økonomisk analyse	37
4.4.1	Sensitivitet	38
5	Diskusjon	40
5.1	Reliabilitet	40
5.2	Forskningsspørsmål	45
5.2.1	Hvordan kan bruk av solsporing påvirke lønnsomhet og produksjon av elektrisitet for et tenkt PV-anlegg i Norge?	45
5.2.2	Hvilke spesifikke faktorer avgjør egnetheten for bruk av solsporing i Norge?	46
5.2.3	Hvilke faktorer vil være avgjørende for å oppnå høyere lønnsomhet ved solsporing kontra fastmonterte solceller?	47
5.3	Funn	48
6	Konklusjon	51
6.1	Videre forskning	53

1 Innledning

1.1 Motivasjon

Produksjon av grønn og bærekraftig energi er svært viktig i dagens samfunn. Dette viser seg blant annet som utslagsgivende i gjeldende politiske initiativ, og den norske regjeringen har tidligere lansert *det grønne skiftet* som et svar på globale klimaendringer. I stortingsmelding 13 fra 2021, utarbeidet av Klima- og miljødepartementet, konkretiserer regjeringen ytterligere klima- og miljømål. Denne meldingen setter klare krav til reduksjon i utslipp av karbondioksid for tidsrommet 2021 til 2030, hvor blant annet ikke-kvotepfiktige utslipp skal reduseres med 45% (Meld. St. 13 (2020-2021)). Målet med disse reduksjonene er at Norge skal oppnå sine forpliktelser ovenfor Parisavtalen, der økningen i den globale gjennomsnittstemperaturen skal holdes under 2 grader celsius. Denne temperaturøkningen, som er fastsatt i Parisavtalen, anses som grenseverdien for hva som vil bringe med seg katastrofale og irreversible klimaendringer.

Det er likevel slik at Norge kun er ett av mange land på jorda, og det vil kreve en felles innsats for å stoppe økningen i global gjennomsnittstemperatur. Det er spesielt forbundet store klimautslipp med aktiviteten i energibransjen globalt. Selv om Norge stort sett benytter seg av bærekraftig elektrisitetsproduksjon, i form av vann- og vindkraft, kom 61% av den globale elektrisiteten i 2020 fra fossile kilder (EMBER, 2021). Dette kommer typisk fra kull- og gasskraftverk, i land hvor tilgangen til fornybar energi er forholdsvis lav. I følge Kalogirou (2009, s. 3) forventes det at den globale etterspørselen etter elektrisitet vil vokse i takt med en ekspanderende verdensøkonomi, selv om det blir lagt ned betydelig innsats for å bedre effektiviteten i forbruk. Det vil altså si at utbygging av fornybare energikilder ikke bare er nødvendig som klimatiltak, men også for å møte den fremtidige etterspørselen etter elektrisitet.

Det finnes også andre grunner til at det er ønskelig å utfase fossile energikilder fra elektrisitetproduksjon. Stapleton og Neill (2012, kap. 1) peker blant annet på at det kun eksisterer en begrenset mengde fossilt brensel på jorda. Det vil derfor i fremtiden ikke være mulig å fortsette å produsere elektrisitet ved hjelp av disse energikildene. De nevner også energisikkerhet her, som et argument mot fossile brensler, der økende behov for energikilder vil i økende tempo tappe jorda for fossile brensler, og dermed skape knapphet av disse ressursene. I tillegg forekommer normalt disse energikildene i konfliktfylte områder, slik som Midtøsten, som knytter ytterlig usikkerhet rundt den fremtidige energisikkerheten til fossile brensler (Stapleton and Neill, 2012). Selv om Norge ikke benytter fossile brensler direkte til energiproduksjon, vil dette likevel påvirke norske forbrukere. Dette gjennom at strømmettet er sammenkoblet på tvers av landegrenser, i et nordisk synkronområde, som også videre har koblinger til kontinentaleuropa. En utfasing av kull- og gasskraftverk i Europa vil dermed øke etterspørselen etter elektrisitet, også i det norske strømmettet, i tillegg til økt forbruk i Norge gjennom elektrifisering av samfunnet i form av eksempelvis el-ferjer, el-lastebiler, elektrifisering av jordbruk og industri med mer. Økte oljepriser, og derunder drivstoffpriser, vil også gi insentiv til norske forbrukere om å bytte ut bensin- og dieslbiler med el-biler, som ytterligere skaper behov for produksjon av elektrisitet.

Dette er alle viktige grunner til at fremtidens elektrisitetsproduksjon bør være miljøvennelig og fornybar, og gjerne med sikkerheten som kommer av lokalproduksjon. Dette kan eksempelvis være gjennom bruk av vann- og vindkraft, selv om disse gjerne er veldig lokasjons spesifikke. Jordas største energikilde er derimot gratis og tilgjengelig over hele kloden; sola. Jorda mottar enorme mengder solenergi kontinuerlig, og på det meste opptil $1\,420\text{ W/m}^2$ (Kaltschmitt et al., 2007, s. 25). Potensialet for produksjon av elektrisitet, gjennom bruk av PV-teknologi, er derfor stort, og grunnet solas tilsynelatende bevegelse på himmelen vil installasjon av solceller være et lokasjons spesifikt optimaliseringsproblem. Det er ofte gitt at man ønsker å oppnå en høyeste mulig mengde energi gitt en investering i elektrisitetsproduserende sol-teknologi, og en solmoduls orientasjon er i så måte avgjørende. Prinsloo og Dobson (2015, kap. 1) beviser nettopp dette, der de gir at mengden høstet solenergi kan beskrives som en funksjon av modulens orientasjon og helning. I denne masteroppgaven ønsker jeg derfor å se nærmere på hvordan et PV-system kan optimaliseres ved hjelp av orientasjon og vurdere hvordan solsporingsteknologi kan bidra til nettopp dette.

1.2 Formål

Formålet med denne oppgaven er å identifisere og vurdere faktorer som påvirker effekten av, og lønnsomheten ved, å bruke solsporingsteknologi til å følge solas tilsynelatende bevegelse. Dette skal gjøres spesifikt for en norsk setting, som gitt av motivasjonen om å finne gjennomførbare løsninger for å møte fremtidig etterspørsel, derunder en forventning om økning, etter strøm. Ytterligere konkretisert, angående gjennomførbare løsninger, vil dette si at det også må vurderes om hvorvidt det er passende å benytte solsporing kontra fastmonterte solceller. Det defineres derfor følgende forskningsspørsmål:

1. Hvordan kan bruk av solsporing påvirke lønnsomhet og produksjon av elektrisitet for et tenkt PV-anlegg i Norge?
2. Hvilke spesifikke faktorer avgjør egnetheten for bruk av solsporing i Norge?
3. Hvilke faktorer vil være avgjørende for å oppnå høyere lønnsomhet ved solsporing kontra fastmonterte solceller?

For å kunne besvare disse spørsmålene må det derfor gjøres simuleringer og beregninger av henholdsvis forventet energiutbytte og tilhørende lønnsomhet. Dette må gjøres for tre scenarier; fastmonterte solceller, én-akse solsporing og to-akse solsporing. Fra dette oppnåes et matematisk grunnlag for å kunne vurdere mer- og mindreverdier ved solsporing kontra fastmonterte systemer, samt hvordan antagelser om parametere vil kunne endre lønnsomheten. Dette forutsetter også litteratursøk for å identifisere disse parametrene, og for å kunne skildre ytre faktorer og feilkilder, slik som vær og klima, som ikke lar seg kvantifisere i analysen.

2 Teori og Bakgrunn

I denne seksjonen blir teori, relevant til å kunne besvare oppgavens problemstilling, presentert. Det blir først beskrevet grunnleggende solcelle-teori, slik som oppbygging og virkemåte, før det deretter blir forklart en rekke parametere som er gjeldende i solcelle-systemer. Dette gjelder degradering, misforhold, tilsmussing, albedo og omformer, før det deretter sees på strukturelle valg for slike systemer, herunder også angående solsporing. Til slutt beskrives økonomiske forutsetninger for solceller og kort om kraftsystemet, spesifikt gitt for en norsk setting.

2.1 Solressurs i Norge

Den viktigste energikilden på jorda er innstrålingen som mottas fra sola. Denne er drivkraften bak alt liv, gjennom sin rolle i fotosyntese og dens avgitt varme på jorda, og er samtidig drivkraften bak vær og klima på planeten vår (Turgeon and Morse, 2012). Dette vil altså si at fossile brensler, vindkraft og vannkraft er produkter av solas stråling, hvor også kjernekraft og geotermisk varme kan sees på som biprodukter. Uranium, som er drivstoffet i kjernekraftverk, ble nettopp dannet under en supernova fra en kollapsende stjerne, som også har gitt opphav til planeter, og derunder de geotermiske effekter som oppstår av egenrotasjonen hos disse (World Nuclear Association, 2021).

Solinnstråling benyttes også direkte til energiproduksjon, som strøm og varme i hus, gjennom solceller og solfangere. På verdensbasis, sto solenergi for omtrentlig 0.9% av energiforbruket i 2018. Selv om dette fremstår lavt er andelen i vekst, og lå omtrentlig rundt 1.09% i 2019 og rundt 1.37% i 2020 (Ritchie and Roser, 2020). Bruken av solenergi forbindes ofte med varmere klima, gjerne i nærhet til ekvator, og er derfor tradisjonelt sett særdeles lite benyttet i Norge. Dette vil ofte si små privateide anlegg, på hytter eller privatboliger. Dette kommer av at Norge ligger forholdsvis langt nord, og har dermed relativt få soltimer tilgjengelig i store deler av vinterhalvåret. I energimiksen for Norge er det vind- og vannkraft som står for nesten all energiproduksjon, på tilsammen rundt 97%, hvor solenergi totalt utgjør mindre enn 1% i 2021 (NVE, 2022b).

Det eksisterer likevel et betydelig potensial ved solressursen i Norge. I figur 1 nedenfor, er det angitt to norgeskart med fargenyanser som illustrerer energitettheten av innstrålt sollys for henholdsvis vinter og sommer. Det er, til venstre, gitt daglig innstråling for et gjennomsnitt i januar måned, mens det til høyere er gitt et tilsvarende daglig gjennomsnitt for juli måned. Det fremkommer her, av figuren, at det på Østlandet, omkring Oslo, omtrentlig er mellom 5000 og 5500 wattimer per kvadratmeter tilgjengelig daglig om sommeren. Det er samtidig målt et samlet årlig energiforbruk i Norge for 2020 på omtrentlig 304.2 TWh (Energi Norge, 2021). Dette vil dermed si at, ved 5 kWh per kvadratmeter, for å dekke hele Norges årlige energiforbruk på én dag trengs anslagsvis 60 840 kvadratkilometer. Til sammenligning er Norges totale areal mer enn 6 ganger større, og det vil dermed si, selv om innstrålingen er noe lavere utenfor Østlandet, mottar Norge i sommerhalvåret nok energi daglig til å dekke årlig forbruk.



Figur 1: Total daglig solinnstrålingstetthet i Norge mot en horisontal flate, gitt for henholdsvis januar (venstre) og juli (høyre) (Rindal and Salvesen, 2008).

Det er også verdt å merke seg, fra figur 1, at det i vinterhalvåret vil være betydelig lavere daglig energitetthet. For Østlandet ligger det i dette tilfellet på mellom 300 og 350 Wh per kvadratmeter daglig, som er omtrentlig 16 ganger lavere enn i sommerhalvåret. Datagrunnlaget er i dette tilfellet hentet fra januar måned, hvor det helt nord i Norge vil være mørketid og dager helt ute sollys.

2.2 Solceller

For å kunne utnytte solinnstråling til produksjon av elektrisitet benyttes solceller, som generer spenning når de utsettes for sollys. Dette kalles fotovoltaisk effekt, og denne type teknologi blir ofte referert til som PV fra det engelske ordet "Photovoltaics". De fleste solceller er laget av silisium, og man oppnår den ønskede fotovoltaiske effekten ved å "dope" materialet med andre grunnstoffer som har ett mer eller mindre elektron i ytterste skall (Pearsall, 2017). Når man legger til grunnstoffer med ett mer elektron kalles dette for "n-doping", som kommer av at et ekstra elektron kommer inn i stoffet med sin negative ladning. Dette ekstra elektronet er løst bundet, og kan derfor bevege seg forholdsvis fritt i materialet. Tilsvarende kalles det for "p-doping" når grunnstoffet har ett mindre elektron, da det blir et underskudd av negativt ladde elektroner. For silisium, som har fire elektroner i ytterste skall, benyttes fosfor og bor til doping, som har henholdsvis fem og tre elektroner i ytterste skall. Doping blir gjort på hver sin halvdel av solcellen, og vi får dermed overskudd og underskudd av elektroner

på hver side. Underskudd av elektroner kan også sees på som positive ”hull”, og de løse elektronene vil derfor tiltrekkes og oppta disse tomme plassene. Etterhvert som det blir flere og flere elektroner som vandrer fra en side av materialet til den andre, oppstår det en økende ladningsforskjell. Dette kommer av at det nå er betydelig differanse mellom elektroner og protoner på hver sin side, som etterhvert vil bli sterk nok til at det dannes en barriere som vil forhindre ytterlige elektroner fra å krysse over og danne hull-elektron par (Thomas et al., 1999).

Rundt barrieren dannes det som kalles for et deplesjonsfelt. Dette feltet kommer av de elektriske kreftene fra ladningsforskjellene, og systemet er nå i likevekt. Det er likevel slik at elektronene kan krysse deplesjonsfeltet dersom elektronene har nok energi, og det er dette som skjer når cellen utsettes for sollys. Siden elektroner er kvantepartikler, kreves det en eksakt mengde energi for å eksitere disse til et høyere nivå. Dette vil altså si at fotonene i sollyset må ha denne energien eller høyere, hvor overskuddsenergi, og fotoner med for lav energi, avsettes som varme i modulene. Energienivået som kreves vil ikke være konstant for alle elektroner, men er avhengig av egenskaper ved kjernen, altså grunnstoffet som benyttes i solcellene, de svirrer om. Solceller av forskjellige materialer vil derfor utnytte ulike segmenter og intervaller av strålingsspekteret fra solen, og dermed også ha varierende virkningsgrader. Elektronene søker likevel mot laveste energinivå, og ved å sette på en ytre krets vil disse ta veien tilbake til utgangspunktet og samtidig gi fra seg energi i kretsen. Det er nettopp dette som er strømmen som produseres av solceller (Thomas et al., 1999). Solcellemoduler, av denne typen, har omtrentlig en levetid på 25 år, som gjerne kommer av garantien (Mayer et al., 2015). Dette vil altså si at solcellemoduler forventes å være operasjonelle i minst denne tiden, men kan i enkelte tilfeller være betydelig lengre.

2.3 Omformer

Solceller genererer kun likestrøm, og må derfor omformes til vekselstrøm før de tilkobles strømnettet. Det benyttes derfor DC til AC omformere i alle strømnett-tilkoblede solcellesystemer. Dette knytter dermed ytterligere kostnader til PV-prosjekter, og det ble i 2019 anslått en kostnad for omformere på cirka 0.15 USD per kWp installert effekt (Penizzotto et al., 2019). Basert på en rapport publisert av Fraunhofer ISE i 2015, forventes en reduksjon i pris tilknyttet omformer i fremtiden. Fra denne studien tilsvarende denne forventningen omtrentlig 2% årlig (Mayer et al., 2015). Levetiden her er også normalt sett lavere enn for solceller, og det fremkommer derfor et behov for utskiftning underveis i anleggets levetid. For solceller som varer i omtrentlig 25 år, vil det trolig være nok med én utskiftning der levetiden til en omformer normalt sett ligger rundt 10-15 år (Kennedy, 2021).

2.4 Degradering

Det forekommer også andre tap i et solcelle-system, slik som at effektiviteten til solceller degraderes. I en rapport av NREL fra 2012 er denne estimert til 0.5% årlig (Jordan and Kurtz, 2012). Dette vil si at en gjennomsnittlig solcelle hvert år vil produsere rundt 0.5% mindre elektrisitet, sammenlignet med det foregående året, men det vil naturlig nok kunne variere

mellom individuelle solceller og fra år til år for en enkelt solcelle. I PV-relaterte prosjekter blir derfor degradering viktig, da denne både har innvirkning på estimerte mengder elektrisitet og bidrar til finansielle usikkerheter dersom denne raten er unøyaktig (Jordan and Kurtz, 2012).

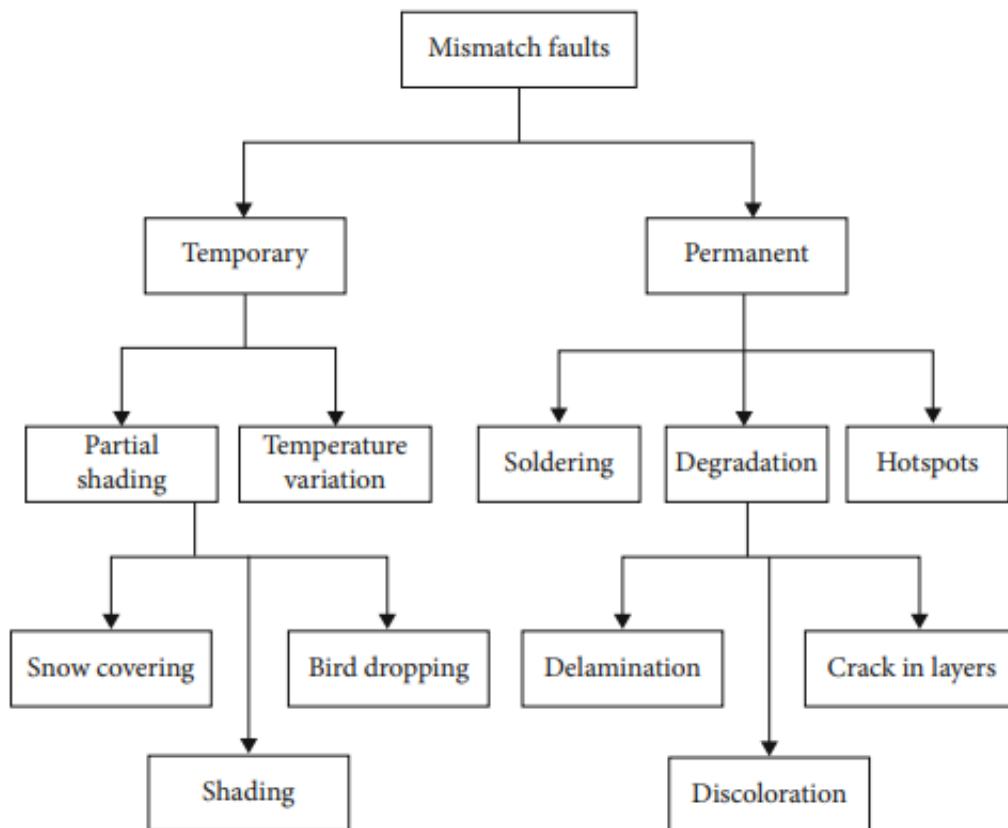
Det er flere faktorer som innvirker på degraderingen for en solcelle. Forskning utført av Mazumdar et al. (2021), gitt for perovskitt-baserte solceller, peker spesifikt på interaksjon med vann, og herunder vanndamp i luften, varme, UV-stråling og mulige redoks-reaksjoner med elektroder. Alle disse bidrar til kjemiske prosesser inne i cellen, hvor det da vil forekomme strukturendringer i form av dannelse av nye stoffer fra enkeltmolekyler. Dette vil altså si at det eksempelvis vil forekomme reaksjoner mellom vannmolekyler i luften, eller metaller i elektrodene, med perovskitten i solcellen. Også sollys og høye temperaturer kan bidra til slike endringer ved å tilføre energi til molekyler og atomer, som kan fremtvinge endringer i molekyllære strukturer (Mazumdar et al., 2021). Alt dette vil også kunne skje for silisium-baserte solceller, samt solceller av andre materialer, men stabiliteten i strukturene vil være ulike. Dette vil si at enkelte materialer vil ha høyere motsand mot degradering. Samtidig, som tidligere nevnt, vil også solceller av ulike materialer inneha forskjellige virkningsgrader. Det eksisterer derfor en avveining mellom ulike solcelle-typer, hvor det potensielt tiltross for høyere degradering kan foreligge en såpass mye høyere virkningsgrad at systemer over levetiden vil gi høyere energiutbytte (Jordan and Kurtz, 2012).

2.5 Misforhold i avgitt effekt

For et solcelle-system, bestående av flere moduler, vil det også forekomme tap gjennom misforhold mellom effekter. Altså er misforhold i et solcelle-system tap som forekommer fra forskjeller mellom modulene. Ved produksjon av solceller vil det oppstå variasjoner, slik at det for moduler av samme merke også vil forekomme forskjeller i den elektriske karakteristikken (Gong, 2021a). Tapene er representert som en prosentvis reduksjon i systemets DC-strøm produksjon, og er avhengig av en rekke parametere slik som størrelse på systemet, produksjonsforhold og utforming av systemet. Det er vanlig å anslå at tap grunnet misforhold i solcellesystemer ligger på rundt 2% (Deline et al., 2019).

I tillegg til variasjoner ved produksjon, vil det over en solcellemoduls levetid også være en rekke andre faktorer som bestemmer misforhold i effekt. Disse har blitt klassifisert i en artikkel av Dhass et al. (2022), hvor figur 2 nedenfor her hentet fra. Denne tar for seg to grupperinger av hendelser som vil resultere i misforhold i effekt; midlertidige og permanente. De permanente faktorene er til dels allerede beskrevet, og består i dette tilfellet av lodding, degradering og varmpunkt. Lodding vil forekomme under produksjon, som vurdert ovenfor, mens degradering i dette tilfellet referer i større grad til makro-fenomener enn det som er vurdert i foregående seksjon. Dette vil si synlige feil, slik som delaminering av glassbeskyttelse, sprekker i diverse lag, og misfarging. Sistnevnte vil i stor grad forekomme av de reaksjoner som ble presentert i seksjon 2.4. Når det gjelder varmpunkt, vil dette si misfarging, eller lignende strukturelle forandringer, som fremkommer som et resultat av overoppheting i en, eller

deler av en, solcelle. Overopphetingen er gjerne et resultat av skygging på solcellemodulen, der strømmen fra modulen overgår kortslutnings-strømmen gjennom den skyggede cellen og deretter tvinger sistnevnte i reversert forspenning. Ikke-skyggede celler i seriekobling vil fortsatt generere spenning, hvor denne energien avsettes som varme i cellen, eller deler av cellen, som er skygget (Deng et al., 2017). Om denne avsatte varmen blir høy nok vil det kunne oppstå brannskader eller brennmerker på solcelle-modulen, som også kalles varmpunkt. I slike skadede områder vil generering av spenning være lavere, i ytterste konsekvens null, som dermed reduserer effekt fra modulen og skaper økende misforhold for det totale systemet.



Figur 2: Klasifisering av tap fra effekt-misforhold i fotovoltaisk modul (Dhass et al., 2022).

For midlertidige faktorer, som bidrar til effekt-misforhold, relaterer dette i stor grad til ytre påvirkninger. Figur 2 henviser her til delvis skygging, derunder snø, fugle-avføring og annen skygging, og til temperaturvariasjoner. Det er her implisitt gitt at solceller som ikke mottar innstråling, dersom de er skygget, heller ikke vil generere spenning. Når det kommer til temperaturpåvirkning er det allerede sett på langvarige resultater av høy varme i solceller, men det forekommer også som et fenomen at virkningsgraden vil direkte avhenge av temperaturen i cellene. Dette har blant annet blitt vist av Dubey et al. (2013), hvor det gis at virkningsgraden til en PV-module minsker lineært med økende temperatur.

2.6 Tilsmussing

Tap grunnet tilsmussing for solceller, referer til støv, sand eller andre partikler som forhindrer innstråling på solcellen ved å belegge seg over. Dette vil dermed være varierende, basert på miljø og klima, vær og vind, og aktiv rengjøring fra personell. Tilsmussing kan i ekstreme tilfeller redusere energiproduksjonen for et PV-anlegg med over 25%, men det anslåes, ved aktiv vedlikehold, at disse tapene reelt sett ligger nærmere 2% (Gong, 2021b). Det vil eksempelvis for Oslo være nær den sistnevnte verdien, gjennom jevnlige regndager som rengjør solcellene, i motsetning til lokasjoner med tørrere klima, hvor det både forekommer mindre regn og mer luftboren støv.

Det er også en rekke andre faktorer som spiller en viktig rolle i å avgjøre tap av tilsmussing på solceller. Disse faktorene kan klassifiseres i to uavhengige parametere som avgjør akkumulering av tilsmussing på et panel, gitt som egenskapene til støvet og lokalmiljøet (Maghami et al., 2016). Førstnevnte referer til form, fasong, størrelse og komponenter i tilsmussingen. Det vil eksempelvis kunne akkumuleres mer tilsmussing ved støv som har en grovere fasong, gjennom at komponentene da vil feste seg mer til hverandre. I henhold til lokalmiljø, kan dette være faktorer slik som vegetasjon, vær og menneskeskapte fenomener, slik som eksempelvis søppel. Tilsmussing som et resultat av vær vil typisk være vind som sirkulerer partikler i luften, hvor dette avsettes på solcellene, eller snø i nordlige klima, men kan også bidra til å rensing, gjennom sterke vinder eller regn (Maghami et al., 2016). Det er også her identifisert, av Maghami et al. (2016), at det kan forekomme surhet i tilsmussing, hvor det i et slik tilfelle medbringer erosjon i overflaten til solcelle-modulene.

2.7 Albedo

Albedo uttrykker en overflates evne til å reflektere lys, og er gitt som et tall mellom 0 og 1 (Skaar, 2020). Dette tallet beregnes som fraksjonen den diffuse strålingen utgjør av den globale strålingen, der 1 tilsvarer et hvitt legeme og 0 tilsvarer et svart legeme. Dette vil altså si objekter som henholdsvis reflekterer eller absorberer all innstråling. Selv om albedo vil kunne variere mye i løpet av et år, anslåes det en gjennomsnittlig verdi på omtrent 30% for landområder ved samme breddegrad som Oslo (Spångmyr, 2010). I varmere klima vil sesongvariasjonene være mindre, og det anslåes eksempelvis en albedo på 40% for ørkenområder (Goward, 2005).

Høye albedo-verdier vil derfor være gunstig i produksjon av elektrisitet av solceller, og variasjoner i verdier fra ulike overflater under forskjellige atmosfæriske forhold er et fagområde i stor vekst. Det har her også blitt identifisert faktorer, i en artikkel av Gul et al. (2018), som kan ha innflytelse på endringer i albedo, der det foreligger et potensial for ytterligere optimalisering av solcelle-anlegg. Resultatene fra denne artikkelen peker mot at parametere slik som material-alder, solhøyde, regn og skydekke vil, med varierende innflytelse, kunne endre albedo-verdier for ulike materialer. Førstnevnte vil i dette tilfelle referere til eksempelvis endringer i fuktighetsnivå hos sand, gresslengder og akkumulering av tilsmussing på småstein i grus. Det gis også at varierende solhøyde i liten grad endrer albedo for ulike materialer, med

unntak av grus hvor det ved enkelte vinkler bidro til økning. Artikkelen gir videre at det ved regn vil oppstå en bemerkelsesverdig nedgang i albedo-verdier, samt at det ved klarvær er gitt høyere verdier enn ved overskyet eller delvis overskyet vær (Gul et al., 2018). Dette kan fremstå som selvfølgelig basert på at innstråling her er redusert, men definisjonen av albedo er, som tidligere nevnt, gitt som et forhold mellom global og diffus stråling og det fremkommer ingen implisitt forhold mellom reflektiviteten til et material og mengden innstråling tilgjengelig.

2.8 PV-Systemer

Det er til nå blitt presentert en rekke fenomener, med varierende grad av styringsmuligheter, som er avgjørende i produksjon av elektrisitet fra sollys, ved bruk av solceller. Det forekommer her en rekke parametere for optimalisering, hvor et overordnet mål når man installerer solceller gjerne er å minimere kostnadene per kilowatttime. De to variablene som inngår vil da være kostnader tilknyttet systemet og mengde elektrisitet produsert, og det eksisterer gjerne en avveining mellom disse. Dette kommer blant annet av et stort utvalg av både produsenter av solceller og ulike typer PV teknologi, og kostnaden varierer derfor på grunn av ulike utforminger og råmaterialer (McBride, 2021). Her vil også virkningsgradene til panelene variere seg i mellom, da ulike materialer vil kunne utnytte forskjellige segmenter og intervaller av strålingsspekteret fra sola. Selve utformingen av solcelle-anlegget har også stor betydning for kostnadene og produksjonen av elektrisitet. Det skilles mellom tre hovedtyper av pv-anlegg; fastmonterte solceller, én-akse solsporing og to-akse solsporing (Stapleton and Neill, 2012). Disse blir nærmere beskrevet i seksjonene 2.9, 2.10 og 2.11.

For å kunne prosjektere, optimalisere og vurdere et solcelle-system, er det behov for modellering av oppsett og beregning av energiutbytte. Det eksisterer en rekke ulike simuleringsverktøy for dette, der et stort utvalg av åpent tilgjengelige programmer er presentert i en artikkel av Holmgren et al. (2018b). Her presenteres 16 kjente verktøy, utviklet for varierende behov. Artikkelen gir også en rekke fordeler ved å benytte åpent tilgjengelige programmer, kontra kommersielle eller egenutviklede verktøy, hvor dette oppmuntrer reproduserbarhet og åpenhet i vitenskaplige studier, lettgjør samarbeid, reduserer kostnader i PV-prosjekter og skaper et felleskap for kompetanseutveksling (Holmgren et al., 2018b). Det er også gitt utfordringer knyttet til dette, slik som finansiering, for utvikling, vedlikehold og oppdateringer, versjon kontroll, som buffer mot feil i oppdateringer, og tilstrekkelig ekspertise. Det er gitt at kompleksiteten i solcelle-systemer er høy, og for å kunne simulere disse kreves dermed nokså avanserte programmer som både krever mye tid og ressurser, samt tverrfaglig ekspertise innen programmering og solenergi.

Selv om Holmgren et al. (2018b) gir et stort utvalg av programmer, foreligger det, i listen, kun syv uavhengige verktøy for total-modellering av solcelle-system. Resterende er i stor grad bibliotek eller tilegnet for særegne fenomener eller parametere. Det er også gitt at ett av disse syv, "Solpy", ikke lengre oppdateres og vedlikeholdes fra 2015. De seks andre programmene er da PVlib, System Advisor Model (SAM), "photovoltaic", "feedinlib", "CASSYS" og "SolaR",

hvor de to førstenevnte er de ledende verktøyene for modellering av solcelle-systemer. PVlib har vært tilgjengelig siden 2012, er tilgjengelig i to versjoner, for henholdsvis Matlab og Python, og er utviklet på GitHub med bidragsyttere fra akademia, laboratorier og privat industri (Holmgren et al., 2018a). System Advisor Model har i motsetning vært tilgjengelig siden 2005, er finansiert av det amerikanske energidepartementet og utviklet og vedlikeholdt av "National Renewable Energy Laboratory" i samarbeid med industripartnere og andre forskningsorganisasjoner, deriblant "Sandia National Laboratories" (NREL, u.å.a).

2.9 Fastmonterte solceller

PV-systemer som er "fast montert" refererer til stasjonære moduler, hvor helningsvinkler og azimuth-vinkler er konstante. Slike systemer kan utformes og installeres på mange ulike måter, men er gjerne montert i tilknytning til infrastruktur. Dette kan være solceller montert på bygg, eksempelvis på private boliger, eller på lyktestolper, sykkelskur og lignende. Utformingen av systemet vil derfor være underlagt en rekke begrensninger, eksempelvis må solceller montert på hustak i stor grad følge helningen på taket (Stapleton and Neill, 2012).

Det er også andre fysiske begrensninger som dikterer utformingen på fast monterte solcelle-system, slik som skygging og temperatur. Skygging av moduler har enorm betydning for produksjonen av elektrisitet, og kan forekomme av nærliggende trær, bygninger, andre eksterne objekter eller fra strukturen som modulene er montert på (Gaiddon et al., 2009). Under delvis skygging, vil det også kunne avsettes betydelig varme i modulene (Masters, 2004). Dette kan medføre skader på solcellene, eller i strukturen de montert på. Modulene mottar også store mengder solstråling som ligger utenfor spekteret som cellene er konstruert for, og dette vil også avsettes som varme. Denne temperaturøkningen vil føre til en reduksjon i effektiviteten til modulene, og dette bør derfor også hensynstas under planlegging av solcelle-systemer (Gaiddon et al., 2009). For å motvirke dette monteres modulene med en glipp ned til strukturen de festes i, slik at man får konvektiv nedkjøling fra luften (Stapleton and Neill, 2012). I tilfeller hvor modulene er montert på bygninger, vil man også i dette tilfellet redusere mengden uønsket lekkasjevarme, fra bolig, som går til oppvarming av solcellene.

Installasjon av fastmonterte solceller vil derfor kunne sees på som et lokalt optimaliseringsproblem. Selv om solas posisjon på himmelen varierer både på timesbasis og dagsbasis, er tommelfingerregelen å plassere solceller mot ekvator med helning lik lokasjonens breddegrad (Gaiddon et al., 2009). Dette vil si at modulene bør vendes mot sør på den nordlige halvkule, og vendes mot nord på den sørlige halvkule. Det finnes likevel lokale variasjoner som bør tas høyde for, slik som skyggende objekter eller vær, som kan gjøre det hensiktsmessig å plassere solcellene i andre orientasjoner. Eksempelvis vil det for steder som ofte har morgentåke være mer optimalt å justere azimuth-vinkelen mot vest (Gaiddon et al., 2009).

Estetikk er også ofte viktig når solceller installeres, og i noen tilfeller aksepteres en lavere effektivitet for å oppnå et mer stilfult resultat. Et eksempel på dette er bygningsintegret

PV-teknologi (BIPV - Building Integrated Photovoltaics). BIPV vil si PV-teknologi som også har strukturell rolle i et bygg, i tillegg til å være energiproduserende, slik som solceller i form av takfliser eller som en del av en vegg (Stapleton and Neill, 2012). Effektiviteten vil da bli redusert av flere grunner, slik som suboptimale vinkler og dårligere konvektiv nedkjøling.

Det anslåes at kostnaden ved et fastmontert solcellesystem ligger på rundt 0.94 \$/Wp (Feldman et al., 2021). Dette er estimert fra et utvalg kommersielle nytteskala anlegg, som vil si systemer av strømleverandører med forholdsvis høy installert spisseffekt. Det forekommer også servicekostnader tilknyttet et solcellesystem, som anslås å ligge på 16.32 \$/kWp årlig for et fasmontert system (Feldman et al., 2021).

2.10 Én-akse solsporing

For et én-akse solsporingssystem vil solcellene justere seg etter den tilsynelatende bevegelsen til sola, med én frihetsgrad (Prinsloo and Dobson, 2015). Solcellene vil dermed kunne endre enten helning eller azimuth, men ikke begge, for å maksimere eksponeringen av sollys. Et én-akse solsporingssystem vil også være mer komplekst enn et fastmontert system, og det er derfor en rekke hensyn å ta. Det vil blant annet være forskjeller i solens tilsynelatende bane, som varierer både på sesongbasis og med lokasjon, hvor det samtidig foreligger begrensinger ved rotasjonsvinklene, enten av mekanikken eller i sporingsalgoritmen. Dette vil si vinkelen som normalen til solcellene er forskjøvet fra å ligge i et vertikalt plan, hvor det foreligger en grense for maksimalt utslag (Marion and Dobos, 2013). Denne optimale grensen vil være spesifikk for lokasjon, og varierende på sesongbasis, hvor unødig rotasjon både vil trekke strøm og medbringe slitasje på sporingsenheten. Det er likevel mulig å beregne daglige verdier for den optimale rotasjonsvinkelen ved å benytte trigonometriske sammenhenger, hvor det har blitt utledet nettopp dette av Marion og Dobos (2013). Denne formelen krever da informasjon om solas posisjon, men også dette kan beregnes med trigonometri for en angitt lokasjon basert på formler av eksperimentell erfaring. Det kan være krevende å beregne disse verdiene for hånd, og disse implementeres derfor normalt sett inn i sporingsalgoritmen. Det er også her vanlig å benytte sensorer for å estimere solens posisjon, som vil være mer presist. Selv om dette skaper ytterlig arbeid med vedlikehold og flere potensielle feilkilder, vil man samtidig unngå unødig bevegelse når solcellemodulene er skygget. Det kan eksempelvis være lokale hindringer for sollyset, slik som trær, bygg og lignende, som er gjeldende ved starten eller slutten på dagen, hvor det dermed ikke er behov for like store utslag i rotasjonsvinkel. Denne informasjonen kan også programmeres inn i algoritmen ved beregninger av solposisjon, men vil kreve detaljert kartlegging av området.

Kostnaden for et solcelle-anlegg med et én-akse solsporingssystem er anslått å ligge rundt 1.01 \$/Wp (Feldman et al., 2021). Dette er hentet fra samme kilde som prisen ved fastmonterte solceller, og baserer seg derfor i likhet på et utvalg av kommersielle nytteskala anlegg. Servicekostnader for én-akse solsporing anslås å ligge på 17.46 \$/kWp årlig (Feldman et al., 2021).

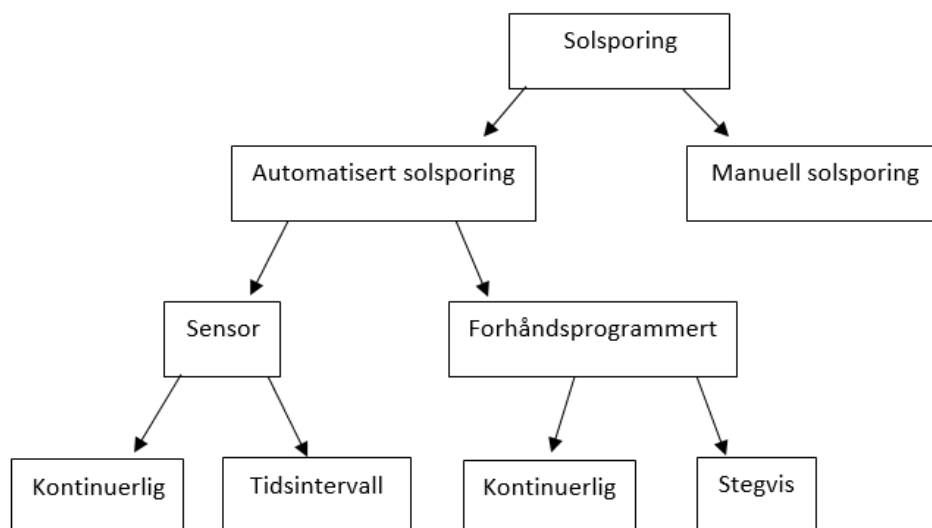
2.11 To-akse solsporing

Et to-akse solsporingssystem vil kunne følge solas tilsynelatende bane helt nøyaktig. Disse systemene har to frihetsgrader, og kan dermed justere sin posisjon kontinuerlig til å stå vinkelrett på innstrålingen (Prinsloo and Dobson, 2015). Solcellene vil her kunne endre både helning og azimuth for å kontinuerlig motta maksimalt tilgjengelig innstråling.

Det estimeres, av produsent, at ett to-akse solsporingssystem vil koste rundt £4 000 (Heliomotion, u.å.). Dette inkluderer kun selve sporingmekanismen, og kommer i tillegg til alle kostnader man forbinder med et fastmontert system. Det er trolig noen ytterlige kostnadsforskjeller, eksempelvis i form av mengde festemidler, men disse er neglisjerbare.

2.12 Solsporing Systemer

I praksis kan solsporing utføres på mange ulike måter. I figur 3 nedenfor, er en skjematisk fremstilling av de ulike prinsippene man har ved utforming av solsporing systemer. Man kan først velge mellom automatisert eller manuell solsporing, som vil bety at man enten har et system som følger solas tilsynelatende bevegelse av seg selv eller at det benyttes manuell arbeidskraft i form av personell som justerer orientasjonen på solcellene. Sistnevnte vil i de fleste tilfeller både være mindre kostnadseffektivt og mindre presist, og benyttes ikke i noen kjente anlegg. Unntaket vil være dersom systemet baserer seg på sesongbasert solsporing, som i grunnen er et fastmontert system hvor helningsvinkler justeres til ulike verdier for eksempelvis sommer og vinter. Systemer med manuell solsporing kan utformes på ulike måter, men prinsippet vil i alle tilfeller være det samme.



Figur 3: Mulige valg for solsporingssystemer. Laget med hensyn til Stapleton og Neill (2012).

Under automatisert solsporing, i figur 3, har man to prinsipielle løsninger. Dette er bruk av sensorer til solsporing, eller å benytte forhåndsprogrammerte instruksjoner. Sensorer vil være

den mest presise metoden, der man enten kan kontinuerlig samle informasjon om optimal posisjon eller være programmert til å sjekke innen et tidsintervall. Et forhåndsprogrammert system kan også følge sola kontinuerlig eller stegvis, hvor det for en gitt lokasjon vil være mulig å beregne hvor på himmelen sola står. Presisjonen her vil ikke være like høy som ved bruk av sensorer, da mange av formlene som normalt sett benyttes er eksperimentelle tilnærminger. Det kan også være lokale variasjoner, slik som skyggende elementer i horisonten, som kan bidra til små avvik fra beregnede verdier.

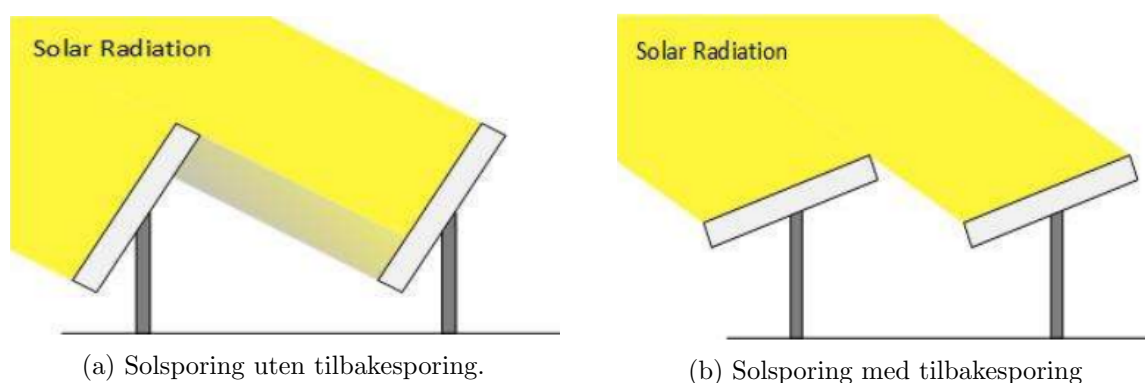
Det eksisterer også andre konseptuelle solsporings-systemer, som kan følge solas tilsynelatende bevegelse passivt og uten å trekke strøm fra modulene. Dette kan eksempelvis være konstruksjoner med innkapslede væsker, som ekspander eller komprimerer når de utsettes for henholdsvis sollys eller skygge. Det kan også benyttes eksterne solceller til solsporing, slik som er demonstrert av NightHawkInLight i hans video. Disse eksterne solcellene er skygget av modulene når innstrålingen står vinkelrett på, men etterhvert som solens posisjon endrer seg blir én av disse belyst. Denne generer nå en spenning, og er tilkoblet en el-motor som vil posisjonere modulene til optimal posisjon (NightHawkInLight, 2018). Konseptet demonstreres her i små skala, og det vil kreves ytterligere utvikling om dette skal industrialiseres. Demonstrasjonen tar også utgangspunkt i at modulen står vendt mot solen, som ikke nødvendigvis er tilfellet om man antar at systemet starter dagen i samme posisjon som den avsluttet i dagen før.

Det er også en rekke hensyn å ta ved benyttelse av solsporing, hvor det blant annet kan forekomme rad-på-rad skygging og klimapåvirkninger. Det foreligger også mulighet for optimalisering med hensyn til sporingsalgoritme, hvor faktorer slik som elektronikk, kabling og terreng, i tillegg til skygging og klima, spiller en viktig rolle (Lugo-Laguna et al., 2021). Dette kan altså være fysiske begrensinger som tilegnes sporingsalgoritmen, for å hensynta terreng eller for å unngå slitasje gjennom strekk av elektronikk og kabler. For klima og skygging vil dette bety at algoritmen tilpasses lokale fenomener, gjennom eksempelvis redusere mengden bevegelse i spesifikke tidsrom der det i stor grad forekommer forutsigbare hendelser, herunder morgen- eller kveldståke, samt for predikerbare skygger fra infrastruktur eller terreng. Rad-på-rad skygging, og håndtering av dette, blir nærmere beskrevet i påfølgende under-seksjon. Det vil også foreligge en rekke faktorer som er avgjørende for å vurdere lønnsomhet ved solsporing. I en artikkel av Lugo-Laguna et al. (2021) blir det utført en økonomisk analyse for et utvalg solcelle-systemer i Europa, derunder for fastmonterte solceller, én-akse og to-akse solsporing, hvor det identifiseres faktorer slik som system-konfigurasjon og lønnsnivåer. System-konfigurasjon er allerede presentert gjennom figur 3, mens det for lønnsnivå gjør seg gjeldende i lønnsomheten ved solsporing gjennom høyere installasjons- og vedlikeholdskostnader. Artikkelen presenterer også kostnader per energienhet for de vurderte anleggene, hvor det fremkommer høyest lønnsomhet ved én-akse solsporing i alle tilfeller, etterfulgt av henholdsvis fastmonterte solceller og to-akse solsporing (Lugo-Laguna et al., 2021).

2.12.1 Tilbakesporing

Rad-på-rad skygging er et kjent og gjetagende problem, som vil kunne oppstå i solcelle-systemer med flere frittstående konstellasjoner. Dette fenomenet er illustrert i figur 4a nedenfor, hvor det fremkommer at fremste rad til dels hindrer innstråling på bakenforliggende solceller. Problemet er gjerne assosiert ved solsporing, med lavere høydevinkler for sola, der solcellene justerer seg mot å stå vinkelrett på innstråling uten hensyn til avgitte skygger (Albuquerque et al., 2015). Selv om det for fremste solceller fortsatt blir produsert energi av maksimal tilgjengelig innstråling, vil nå energiutbyttet for bakenforliggende solceller bli betydelig redusert. Dette vil altså si at anleggets totale bruksareal reduseres, samtidig som at det forekommer en uønsket risiko, gjennom skygging, for overoppheting og skader på modul i form av varmepunkt (Pigueiras et al., 2011).

Løsningen på dette problemet er å benytte tilbakesporing, som vil si en algoritme der informasjonsflyt mellom frittstående konstellasjoner muliggjør en totaloptimalisering kontra enkeltvise optimaliseringer av solceller (Albuquerque et al., 2015). Dette kan sees i figur 4b, der det fremkommer at alle modulene nå har tilgang til full belysning. Her står ikke disse vinkelrett på innstrålingen, men gjennom større totalt bruksareal vil dette bidra til høyere energiutbytte. Det fremkommer heller ikke skygging i dette tilfellet, og uønskede konsekvenser unngås. Det kan her tenkes at utførelse av tilbakesporing kan gjøres ved flere metoder, eksempelvis ved felles prosessor for optimalisering av modulene. Dette vil si at energiutbytte for modulene logges, slik at det da er mulig å identifisere, og iverksette mottiltak, når energiutbytte ved bakenforliggende rader avtar. Her bør det også foreligge en tidsinnstilling, der man vet at fenomenet i stor grad forekommer ved start og slutt på dag, slik at andre potensielle skyggeelementer, slik som tilsmussing ved blader o.l., ikke iverksetter algoritmen. Alternativt kan rad-på-rad skygger modelleres og forhåndsprogrammeres, selv om dette vil være svært krevende (Albuquerque et al., 2015).



Figur 4: Gir skisse av solcelle-system med solsporing, hvor det i (a) fremkommer uønsket rad-på-rad skygging. I (b) er dette løst ved tilbakesporing. Hentet fra Albuquerque et al. (2015).

2.13 Økonomiske vurderinger av PV

For å evaluere og vurdere ulike prosjekter opp mot hverandre, benyttes ofte nåverdiberegninger. Dette er mest relevant der man har kontantstrømmer fordelt over den totale forventede levetiden, hvor valutaens tidsverdi må hensyntas. Tidsverdien relateres normalt sett til en forventning om inflasjon eller deflasjon, som angitt av en prosentvis endring i konsumprisindeksen. Historisk sett har Norge hatt inflasjon hvert år siden 1929, foruten to år på 30-tallet, som gitt av indeksen. Fra februar 2021 til februar 2022 økte konsumprisindeksen med 3.7% (SSB, 2022). Formelen for nåverdi er gitt ved likning 1,

$$NPV = \sum_{t=0}^n \frac{R_t}{(1+i)^t}, \quad (1)$$

hvor nåverdien (NPV - net present value) er gitt som summen av kontantstrømmen, R_t , individuelt dividert med diskonteringsrenten, i , opphøyd i tilhørende periode, t . Ved $t = 0$, vil R_t representere prosjektets investeringskostnader fratrukket eventuelle insentiver og støtteordninger. Dersom prosjektet finansieres gjennom full belåning vil R_0 istedenfor fordele seg som negative kontantstrømmer over tilbakebetalingsperioden, og det vil ikke være noen bidrag til nåverdien fra perioden $t = 0$. Eventuelle insentiver eller støttebidrag vil da redusere lånebeløpet, og i så måte også fordele seg over tilbakebetalingsperioden gjennom reduserte faste innbetalinger.

I Norge er det først og fremst Enova som gir tilskudd til private solcelleanlegg, hvor man kan få inntil kr 47 500 (Enova, 2022). Dette fordeles seg som kr 7 500 til installasjon og kr 2 000 per kWp installert effekt, opp til 20 kWp. Det finnes også lokasjonsspesifikke støtteordninger, som gjerne tilbys av lokale instanser. Oslo Kommune tilbyr eksempelvis støtte til solcelleanlegg for borettslag, sameier og private yrkesbygg som er registrert i Brønnøysundregisteret. Her får man kr 2 000 per kWp installert effekt, inntil 30% av investeringskostnader eller kr 1 000 000, hvor det også foreligger krav om at tilskuddet skal ha utløsende effekt for prosjektet (Oslo Kommune, u.å.).

Det finnes også insentiver fra banker i Norge for investering i solceller, gjennom tilbud om lån til lav rente uten etableringsomkostning. Eksempelvis tilbyr Sparbank 1 SMN, i samarbeid med NTE, lån på opptil kr 300 000, med nominell rente på 2.1% (Sparebank 1 SMN, u.å.). Dette er også uten etableringsomkostning, men man må betale tinglysningsomkostning.

2.14 Det Norske Kraftsystemet

Kraftsystemet i Norge er i stor grad oppbygd slik som i andre vestlige land, med sentralisert produksjon som distribueres gjennom et strømnnett med avtagende kapasitet nær forbrukerne. Dette kommer av at effekten som produseres fordeles over et stort antall forbrukere, og mengden strøm som trekkes fra disse individuelle lastene ikke behøver den samme kapasiteten. Norges strømnnett er også del av en multilateral avtale i Norden, gjennom å være del av et felles

nordisk synkronområde. Dette vil si at nettet i Norge, Sverige, Finland og deler av Danmark er sammenkoblet, og vil derfor også bære den samme frekvensen (NVE, 2022a). Det eksisterer derfor et felles ansvar fra disse landene for å opprettholde god spennings- og strømkvalitet ovenfor forbrukerne.

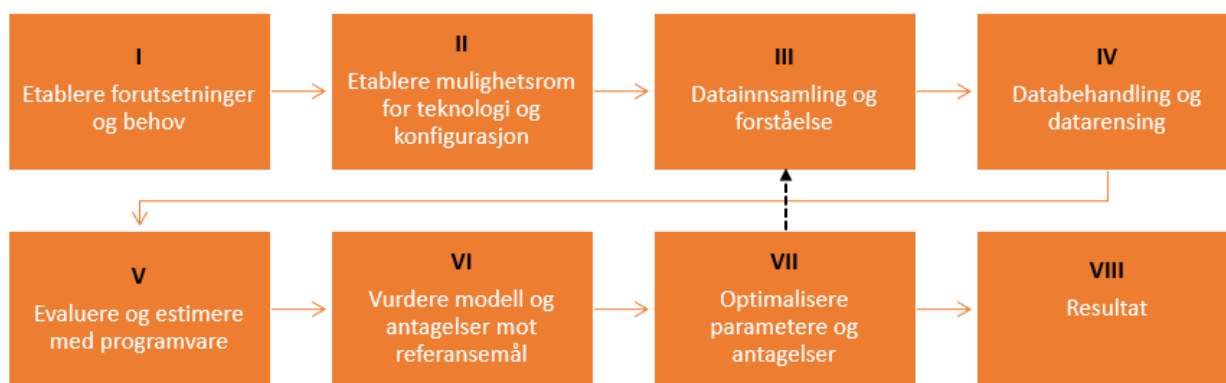
Det er også slik at kraftselskap og nettselskap i Norge er separate, og ved kjøp av elektrisitet betaler man derfor både for strøm og nettleie separat. For 2022 er nettleien i Oslo og Viken for privat bolig satt til 115 kr per måned, med variabelt ledd på 35.08 øre per kWh for perioden januar-mars og 43.20 øre per kWh for april-desember (Elvia, u.å.). Strømprisen fastsettes derimot av tilbud og etterspørsel i markedet, med mindre annet avtales mellom forbruker og strømselskap, og endrer seg for hver time. Denne er også ulik for forskjellige deler av landet. Det er altså her gitt at kraftmarkedet i Norge er markedsorientert, med konkurrerende virksomheter for generering og handel (Mydland et al., 2020). Det er også observert betydelige økninger i strømpriser de siste par årene, hvor årlig gjennomsnittlig strømpris per kilowatttime vokste fra omtrentlig 49 øre i 2019 til 72 øre i 2021. For 2020 var det derimot lavere kostnad ved strømmen, på omtrentlig 21 øre (SSB, u.å.). Dette vil altså si en økning på 47% fra 2019 til 2021, og rundt 243% mellom 2020 og 2021. Forbrukere vil også måtte betale merverdiavgift på 25%, for både strøm og nettleie i Norge. Forskjellige land kan også kjøpe og selge strøm seg imellom, eksempelvis i markeder slik som Nord Pool (Nord Pool, u.å.).

3 Metode

I denne seksjonen blir fremgangsmåten i oppgaven presentert, og valg og antagelser forklart. Det blir først gitt en beskrivelse av innhenting av reelle produksjonsdata, fra virkelige anlegg, der ulike former for solsporing benyttes, og det blir gitt en fremstilling av datakilden. Videre taes et valg for analyseverktøy, som blir brukt til å vurdere solsporings-teknologi i Norge. Det blir gitt en detaljert fremstilling av hvordan dette verktøyet skal brukes i oppgaven, der ulike inndata-parametere, og derunder valg for disse, forklares. Verktøyet blir også benyttet på lokasjonen til det virkelige anlegget, slik at utdata kan sammenlignes med reelle tall og valideres.

Oppgavens metode tar utgangspunkt i de facto standard data-prosesseringsmodell, gitt av de seks stegene i CRISP-DM (**C**ross **I**ndustry **S**tandard **P**rocess for **D**ata **M**ining). Dette er en modell som ble lansert rundt år 2000, med seks iterative faser gitt som forretningsforståelse, dataforståelse, dataforberedelse, modellering, evaluering og distribuering (Schröer et al., 2021). Forretningsforståelse går i hovedsak ut på å skape en oversikt over hensikten ved prosessen, gjennom å definere suksesskriterier og å produsere prosjektplanen. Deretter skal neste steg i prosessen omhandle dataforståelse, hvor det innhentes data som skal utforskes, beskrives og kvalitetsikres. Her innhentes gjerne et større utvalg av data, hvor det i neste prosesstrinn blir valgt ut data av inklusjons- og eksklusjonskriterier, samt utført aktuelle datavask og formateringer. I prosesstrinn fire, benyttes nå disse data til modellering. Det blir herunder gjort valg for hensiktsmessige teknikker og verktøy, basert på erfaringer om data, gjennom trinn to og tre, og de krav til prosessen, som blir satt i første prosesstrinn. I de to siste trinnene skal modellen evalueres og deretter distribueres eller implementeres til sitt gitte behov. Evalueringen blir spesielt viktig, hvor resultater skal sjekkes opp mot fastsatte suksesskriterier, hvor det kan bli nødvendig å gjenta tidligere trinn, og selve prosessen skal vurderes for å dra nytte av erfaringer videre i nye prosjekter. Når ønsket resultat er oppnådd, lages en plan for anvendelse, overvåkning og vedlikehold av modellen (Schröer et al., 2021).

I denne oppgaven er, som nevnt, grunntanker fra CRISP-DM metodikken benyttet, men med spesifikke prosesstrinn angitt for oppgaven. Disse er illustrert i figur 5, hvor det fremkommer åtte trinn. Det er allerede gitt, i seksjon 1.2, at målet med oppgaven er å identifisere faktorer som gjør seg gjeldende ved bruk av solsporing, og det blir derfor definert som første prosesstrinn å etablere forutsetninger og behov. Det skal deretter, i prosesstrinn 2, etableres et mulighetsrom for valg av teknologi og konfigurasjoner. Disse to trinnene kan fremstå som noe diffuse i sin formulering, men tanken bak disse er å dekke forretningsforståelsen i oppgaven. For solteknologi vil det foreligge en rekke lokale og varierende parametere, slik at det blir nødvendig å definere spesifikke scenarier for å muliggjøre modellering. Det er dette som er behovet ved, og bakgrunn for oppdeling av, prosesstrinn én og to, hvor det ytterligere presisert her skal etableres forutsetninger (**I**), og herunder behov for informasjonskilder, og mulighetsrommet for variasjoner ved de gitte begrensinger (**II**).



Figur 5: Arbeidsflyt-diagram som gir metodiske prosessstrinn for analysen i oppgaven.

Prosesstrinn tre, fire og fem, gitt i figur 5, refererer direkte til henholdsvis steg to, tre og fire i CRISP-DM. Her skal data innsamles, behandles og benyttes til modellering. For innsamlingen, i trinn tre, blir et suksesskriterium å forstå data, for å sikre kvaliteten videre i prosessen og å etablere behov for påfølgende trinn. Der skal altså riktig data velges ut, og behandles med hensyn til formateringer og annen datavask. Det er først nå kjernen i prosessen kan begynne, gjennom evalueringer, estimeringer og modelleringer. Her blir det også gjort valg for verktøy og teknikker som skal benyttes for å bygge modell.

Etter ferdigstilling av modell, blir inndata og teknikker vurdert ved å sammenligne utdata med referansemål. Dette er prosessstrinn seks, og gjenspeiler evalueringstrinnet i CRISP-DM. Her er det også tillagt et ytterligere evalueringstrinn, gitt som nummer syv, der evaluering skjer med hensyn til optimalisering, kontra referansemål. I oppgaven gjøres dette rent kvalitativt, uten ytterligere iterasjoner, men det er i figur 5 illustrert, ved svart pil, hvordan prosessen kan gjentas for å optimalisere utdata, der man innen steg syv vil ha erfart og etablert forventinger rundt optimale parametere. Dette kan i praksis kreve mange iterasjoner, basert på hva man ønsker å optimalisere for og gjennom behovet for å erfare tilstrekkelig til å forstå alle sammenhenger. Siste prosessstrinn, nummer åtte, er resultat, og skal ha likeheter til distribueringsfasen i CRISP-DM. Med resultater menes de verdier som skapes av modellen og gjennom iterasjonsprosessen, som videre kan benyttes til vurdering av solsporing. Dette vil eksempelvis være erfaringer rundt faktorer som må hensyntas ved solsporing, eller produksjonsdata for elektrisitet til lønnsomhetsvurderinger av solsporing.

3.1 Forutsetninger og behov (I)

Det er allerede gitt en rekke generelle forutsetninger for solcellesystem under seksjon 2, som danner et grunnlag for analyse. Bruk av disse, og en oppsummering av antagelser, vil bli gitt senere i metod delen. Behovet videre blir dermed å etablere lokasjon og referansemål. Oppgaven har som mål å evaluere solsporing i Norge, og det blir derfor valgt Oslo som lokasjon hvor ulike teknologivalg skal settes opp mot hverandre. Det er også ønskelig å referansemåle modell mot reelle anlegg, hvor det er identifisert anlegg i Australia med solsporingsteknologi og

åpent tilgang til data. Dette er Desert Knowledge Australia Solar Centre (DKASC) og er et ikke-profiterende initiativ fra Ekistica og Desert Knowledge Australia, basert på finansiering fra Australske myndigheter. Flaggskipet for DKASC er deres anlegg i Alice Springs, som har vært operativt i mer enn ti år og består av en rekke installasjoner av ulike pv-systemer. Her er data åpent tilgjengelig for alle installasjoner, med oppløsning på inntil 5-minutters intervaller (DKA, u.å.). Det er også tilgang til vær- og innstrålingsdata, og dette er nærmere forklart i seksjon 3.3.

Dersom forskningsspørsmålene, gitt i seksjon 1.2, skal besvares, må det settes krav til at analysen skal gi tidsserier og verdier for årlig energiproduksjon ved de etablerte scenariene. Det blir her behov for å estimere slik utdata for én-akse solsporing, to-akse solsporing og fastmonterte solceller, for både Alice Springs og Oslo. I førstnevnte tilfelle vil resultater fra analysen referansemåles mot virkelige anlegg, mens resultater for Oslo kan benyttes til å estimere lønnsomhet ved solsporing. Gjennom denne prosessen vil det også oppnås erfaringer rundt faktorer som er gjeldende ved solsporing, slik at også forskningsspørsmål to og tre lar seg besvare.

3.2 Teknologi og konfigurasjon (II)

For å etablere teknologi og konfigurasjon for angitte scenarier blir det brukt tre separate anlegg fra DKASC i Alice Springs, der disse tilsammen skal gi referansemål for pv-systemer med én-akse solsporing, to-akse solsporing og fastmonterte solceller. Disse har blitt navngitt av DKASC til henholdsvis anlegg 5, 6 og 14, og er av identiske størrelser, solcelle-modeller og omformer-typer. Dette vil si at alle anleggene benytter seg av Kyocera Solar KD135GX-LP solcellemoduler, konfigurert i fem frittstående systemer med åtte seriekoblede moduler, som tilsammen utgjør en installert spisseffekt på 5.4 kilowatt, og har omformere av typen "SMA SMC 5000A". Dette bidrar til å isolere forskjellene mellom anleggene med ulike valg av solsporings-teknologi, som er det denne oppgaven har som mål om å studere.

Det er tidligere presentert et bredt mulighetsrom for solsporings-teknologi, i figur 3. Disse skal senere vurderes, men av gitte begrensninger for datakilder til reelle solsporings-anlegg blir konfigurasjoner ved DKASC benyttet for å beholde referansemål. I påfølgende seksjoner blir de valgte anleggene fra Alice Springs presentert, med hensyn til teknologi og konfigurasjoner.

3.2.1 Anlegg 5

Anlegg 5, hos DKASC i Alice Springs, er et én-akse system. Dette systemet benytter seg av solsporings-model "BW Solar F2 5 Star Tracker", som følger solas tilsynelatende bevegelse fra øst til vest. Dette skjer ved at en motor justerer helningen på solcellemodulene, og er programmert til å gjøre dette i seks steg på 15° hver i løpet av dagen. Denne motoren drives av likestrøm, som hentes direkte fra modulene (DKA, u.å.).

3.2.2 Anlegg 6

Anlegg 6, hos DKASC i Alice Springs, er et to-akse system. Her benyttes solsporings-modellen Wattsun AZ-125 Tracker, som følger solas tilsynelatende bevegelse helt eksakt. Disse fungerer ved bruk av lyssensorer, som fanger opp retningen på innstrålt effekt og posisjonerer solcellemodulene deretter ved hjelp av motorer. Kontrollsystemet klarer også å detektere om innstrålingen kommer av direkte stråling eller diffus stråling, og kan dermed redusere sensitiviteten i sensorene for å redusere mengden bevegelse når det er lite tilgjengelig innstrålt effekt (DKA, u.å.).

3.2.3 Anlegg 14

Anlegg 14, hos DKASC i Alice Springs, består av fastmonterte solceller. Disse solcellemodulene har samme konfigurasjon som i anlegg 5 og 6, i form av lik størrelse på anlegget, samme solcellemodeller og identisk omformer. Modulene er her orientert slik som teorien anbefaler, mot nord for sørlige halvkule og med helning nær lokasjonens breddegrad. Dette vil altså si at azimuth er satt til 0 grader og helningen er satt til 20 grader, som er et lite avvik fra breddegraden i Alice Springs på ca. 23 grader (DKA, u.å.).

3.3 Datainnsamling (III)

I prosessstrinn tre, slik som tidligere nevnt, skal data innsamles og forstås. Ved simuleringer av solcelle-systemer, vil dette bety data for innstråling og vær. Slike meteorologiske data har flere mulige applikasjoner, hvor det foreligger standard formater i form av TMY-filer (**T**ypical **M**eteorological **Y**ear). Dette vil si datafiler som inneholder timesverdier for solinnstråling og andre meteorologiske elementer over en ettårs-periode, hvor hver måned gjerne plukkes fra ulike år (Marion and Urban, 1995). Eksempelvis vil januar kunne bestå av tall fra 2013, mens februar kan bestå av tall fra 2005 osv. Dette er for at TMY-en skal gi tall for et representativt år, i motsetning til et faktisk år, og se bort fra ekstremverdier som kan oppstå i enkeltår (Marion and Urban, 1995). TMY-filer er formatert som csv-filer, og i figur 14, i vedlegg, foreligger elementer som normalt sett er gitt, med tilhørende enheter. Her kan man altså produsere slike filer på egenhånd, men det er betydelige kostnader, både i form mye tidsbruk og monetære utgifter, tilknyttet innhenting av dataelementer, hvor det også i mange tilfeller er begrenset tilgang til eksterne data. Det er i slik måte hensiktsmessig å benytte ferdigproduserte TMY-filer, selv om også disse i stor grad er kommersielle produkter. Dette vil si at tilgangen til slike filer i mange tilfeller krever betaling, men det er gitt av selskapet Solcast begrenset tilgang for ikke-profiterte forskning og benyttes dermed til innhenting av data (Solcast, 2022). Tallene i denne data er predikasjoner som bygger på eksterne datakilder, hovedsaklig rådata fra satellitter og værstasjoner. Dette er blant annet NOAA, EUMETSAT og JMA for satellittbilder, og ECMWF for værdata (Solcast, u.å. *a*). Solcast kan derfor generere TMY-filer for alle lokasjoner i verden, og ved innhenting av data for Oslo benyttes koordinatene $59^{\circ}54'45.8\text{N } 10^{\circ}44'45.9\text{E}$.

Det innhentes også data for Alice Springs, hvor TMY-fil genereres av Solcast for de gitte

koordinatene 23°45'41.515S 133°52'40.976E (Solcast, 2022). Data for denne lokasjonen er også tilgjengelig fra DKASC i Alice Springs, hvor det fremkommer historisk vær- og innstrålingsdata. Dette er tall for vind, temperatur, luftfuktighet og innstråling på timesbasis, og kan benyttes til å produsere TMY-ekvivalente filer. De historiske vær- og innstrålingsdata er tilgjengelig fra 2008 til dags dato, og det blir i oppgavens tilfelle nedlastet for perioden 2009-2021, gitt fra og med januar til og med desember (DKA, 2022). Det blir, for samme periode, nedlastet historiske produksjonsdata for energi, til bruk som referansemål, fra de angitte anleggene, med månedsoppløsning (DKA, 2022).

I dette prosessstrinnet innsamles også data som skal benyttes ved økonomiske vurderinger av de angitte scenariene i Oslo. Det er ønskelig å innhente historiske tall for strømpriser, som et grunnlag for å estimere inntjening ved salg av produsert elektrisitet. Ved å benytte historiske data, er tanken å fange opp de generelle trender som eksisterer i kraftmarkedet, både daglige og sesongmessige. Det innhentes dermed data for timesverdier av strømpriser for et helt år, fra den gjeldende strømbørsen i Norge; NordPool. Her forekommer timeverdier på strømpris fra og med 1. januar 2019 til dags dato, hvor man kan se verdier med oppløsning inntil timesintervaller. Ved denne oppløsningen fremvises kun tall for én angitt dag, og det gjennomgås derfor samtlige dager for 2020 og kopieres verdier fortløpende (NordPool, 2022). Det vil dermed være tidkrevende å innhente store mengder data, så det benyttes kun tall fra 2020. Det er her gjort en utforskning av tilgjengelig data, hvor det er ønskelig å unngå data fra første innsamlingsår og at det for 2021 er gitt en betydelig økning i kraftpriser (SSB, u.å.).

3.3.1 Dataforståelse

Før prosessen kan gå til neste trinn, er det også avgjørende å forstå data, herunder dens kvalitet og begrensninger. For data hentet fra Solcast vil dette bety at predikerte verdier fra satellitt-bilder bør sammenlignes med tilsvarende bakkeobservasjoner. Dette gjøres ved statistisk sammenligning av to parvise utvalg, hvor gjennomsnittlig skjevhetsfeil (MBE) og kvadratisk gjennomsnittsfel (RMSE) benyttes. Førstnevnte, MBE, er definert som differansen mellom predikerte og observerte gjennomsnittsverdier, og vil indikere tendenser for over- eller underestimeringer (Willmott and Matsuura, 2005). RMSE-verdier baserer seg derimot på å finne gjennomsnittlig absolutt avstand mellom predikasjoner og observasjoner, gjennom å summere kvadratene av differansene. Ved å kvadrere her bidrar alle avvikene i samme retning, hvor det unngås at positive og negative avvik nuller hverandre ut og reduserer resulterende verdi. Summen blir deretter dividert på antallet i utvalget, før det deretter blir tatt kvadratroten for motvirke tidligere kvadrering (Willmott and Matsuura, 2005). For å kunne validere treffsikkerheten til de predikerte verdiene i TMY-filene fra Solcast, benyttes derfor MBE- og RMSE-verdier. Solcast har her et eget verktøy som estimerer disse verdiene, som er representative for TMY-filer fra den gitte lokasjonen (Solcast, u.å. b).

Tabell 1: Viser MBE- og RMSE-verdier for TMY-filer hentet fra solcast, for henholdsvis Alice Springs og Oslo.

MBE		RMSE	
Alice Springs	Oslo	Alice Springs	Oslo
- 0.45%	- 2.16%	10.32%	24.1%

I tabell 1 fremkommer verdiene for MBE og RMSE, som beskrevet ovenfor. Her er det både hentet tall representativt for TMY-filer fra Oslo og Alice Spring, hvor det i begge tilfeller er lavere statistisk avvik for bakkeobservasjoner fra Alice Springs. For MBE er det gitt verdier på -0.45% og -2.16% og for RMSE verdier er det gitt verdier på 10.32% og 24.1%, for henholdsvis Alice Springs og Oslo. Det er også verdt å merke seg at Solcast har et begrenset utvalg av bakkeobservasjoner, og verdiene for MBE og RMSE utenfor disse lokasjonene er gitt som et snitt fra lokasjoner i samme verdensdel og med tilsvarende klima. For Alice Springs eksisterer det bakkeobservasjoner, mens det for Oslo blir beregnet et gjennomsnitt. Det observeres her at det for Oslos region og klimasone kun foreligger en tilsvarende lokasjon med bakkeobservasjoner; Töravere i Estland. Dette vil altså si at MBE og RMSE verdier som presenteres er gitt for Estland, og ikke Oslo. Dette er gitt av valideringsverktøyet fra Solcast (Solcast, u.å. b). Det er også slik at selv om data fra Solcast avviker noe, ved MBE og RMSE, vil ikke dette nødvendigvis bety at denne er dårlig, da det også kan forekomme feilkilder ved bakkeobservasjoner. Dette er nærmere beskrevet i seksjon 3.7.

I løpet av dette trinnet innhentes også data fra DKASC i Alice Springs, hvor det for vær- og innstrålingsdata observeres enkelte datahull. Det er eksempelvis erfart manglende verdier for global innstråling for et par dager i 2011, i begynnelsen av mars. Det viser seg også at det for 2012 og 2013 fremkommer manglende verdier for noen få dager, i henholdsvis mars og januar, hvor det i dette tilfellet gjelder vindhastighet. Videre utforskning av data fra Alice Springs, angående produksjon av energien fra de angitte anleggene, viser også merkbare og overraskende trender over perioden 2009-2021 for én-akse og to-akse solsporing. Dette er perioder ved drastiske reduksjoner av verdier i datsettene, hvor det ved første øyekast kan se ut som at kvaliteten her er dårlig. Ved ytterligere undersøkelser i datalogger hos DKASC, viser dette seg å skyldes defekte solsporere (DKA, 2022). Disse feilmeldingene er gitt nedenfor, og det fremkommer ingen direkte datafeil, slik som datahull, i tallene som er hentet fra DKASC for de angitte anleggene.

Sites 5 and 6: Faulty Tracking Units

At both sites 5 and 6 the single and dual axis tracking units have for several years been experiencing intermittent outages and component failures. These tracking units are no longer directly supported by any suppliers in Australia and replacement parts (control boards, actuator arms, etc.) have become difficult to source and thus several of the trackers at both sites are have failed or only operate intermittently. Continuing efforts are being made to repair these units but please note that the PV output of these two sites is negatively impacted by these technical issues.

Wed, 20 Apr 2016

Share  


Figur 6: Feilmelding gitt av DKASC, for anlegg 5 og 6, angående feil ved solsporing DKA (2022).

I figur 6, er et notat gitt av DKASC angående data fra anlegg 5 og 6 i Alice Springs. Meldingen er gitt på engelsk, og formidler feil ved sporingsenhetene. Denne er datert til 20. april 2016, hvor det viser seg at de har hatt trøbbel i flere foregående år med defekte solsporere. Disse solsporerne er, ved dette tidspunktet, ikke lengre i produksjon, som har gjort det vanskelig å oppdrive reservedeler til vedlikehold. Problemene her påvirker flere av sporingsenhetene, som enten er fullstendig stoppet eller kun fungerer periodisk. Utbedring og vedlikehold gjøres kontinuerlig, men produksjon fra disse anleggene er negativt påvirket av disse feilene. Det er ikke gitt noen melding i etterkant som skal tilsi at problemene her har blitt løst.

Site 5: Tracker Fault

It was identified on 17/02/2012 that two of the Kyocera Solar Solar Forest 1-axis trackers were not tracking/moving. One tracker required replacement of main actuator arm the other tracker required new battery for controller. Both systems operational again by 30/04/2012

Affects the following sources:

 Kyocera, 5.4kW, poly-Si, Single, 2008

Mon, 30 Apr 2012

Share  

Figur 7: Feilmelding gitt av DKASC, for anlegg 5, angående feil ved solsporing i 2012 DKA (2022).

Det er også gitt en feilmelding angående sporingsenhetene, spesifikk for anlegg 5, ved et tidligere tidspunkt. Denne er gitt i figur 7, og angir at det medio februar ble identifisert at to én-akse sporingsenheter ikke var operasjonelle. Problemet ble løst i slutten av april, ved bytte av henholdsvis aktuator arm og batteri for kontroller.

3.4 Databehandling (IV)

Ved prosesstrinnet databehandling skal relevante data velges, og behandles gjennom vasking, integrering og formatering. Dette skal gjøres med hensyn til foregående trinn, der det er innsamlet et utvalg av data, og dannet en forståelse omkring disse. Det blir videre i analysen behov for vær- og innstrålingsdata, på TMY-format, og data fra Solcast, for Oslo, blir her benyttet til dette. Det er observert andre eksisterende TMY-filer for Oslo, men disse er av usikre kilder og blir dermed ikke vurdert for datainnsamling. Her er også Solcast vurdert til å være en pålitelig kilde, hvor det heller ikke forekommer behov for ytterlig behandling av denne filen. Det er også innhentet TMY-fil fra Solcast for Alice Springs, men i dette tilfellet foreligger det samtidig historiske vær- og innstrålingsdata hos DKASC. Ettersom at utdata fra analyse av Alice Springs skal referansemåles mot historiske produksjonstall for energi, bør det også benyttes meteorologiske data for tilsvarende år. Her velges altså TMY-filen fra Solcast bort, til fordel for data fra DKASC, men det blir samtidig her et behov for formatering og datavask. Slik tidligere nevnt forekommer det blant annet datahull som må håndteres, hvor dette kan gjøres på en rekke ulike måter, samt behov for formatering av tidstempel på målinger og endringer av radnavn.

Spesifikk behandling av vær- og innstrålingsdata fra DKASC gjøres ved python-programmering. Data som her er nedlastet forekommer på CSV-format, og leses dermed inn i python. Det blir først utført rensking av data, gjennom å fjerne overflødige rader. Dette gjøres med hensyn til feilmeldinger gitt i figur 6 og 7, hvor det antydes feil ved referansemål som gjør disse årene ugyldige til sammenligningsgrunnlag. Det er ikke angitt spesifikt år for start av disse feil, annet enn første feilmelding fra 2012, og det blir derfor inkludert tall for perioden 2009-2013. Startåret er her gitt av at de angitte anleggene ble installert i slutten av 2008, slik at 2009 er første hele leveår. Videre blir filen behandlet med hensyn til tidsmerking, der det opprettes nye kolonner spesifikt for år, måned, dag i måneden og time på dagen før den originale tidsraden deretter fjernes. Kolonnenavnene blir så endret slik at disse samstemmer med akseptable navn for TMY-filer, som gitt i vedlagt figur 14, og det blir tillagt ingress i rad over. Denne ingressen inneholder informasjon om datakilde, lokasjon, tidssone, koordinater, lokasjonshøyde og definerer hvilke enheter som er gjeldende for hver kolonne. Til slutt blir det utført skjæring av data, gjennom at det lagres totalt fem filer hvor hver av disse kun inneholder data for et spesifikt år. Det blir altså laget fil for 2009, 2010, 2011, 2012 og 2013, som inneholder ettårige timesverdier tilsvarende TMY-filer. Det var også observert datahull for enkelte verdier for 2011, 2012 og 2013. Disse blir håndert ved å tillegge nuller ved manglende verdier, der det alternativt kan benyttes eksempelvis interpolering eller andre former for gjennomsnittsverdier. Det pekes likevel på at de manglende verdiene forekommer i svært korte perioder, der det også for 2011 vil være innstrålingsverdier som mangler. Disse vil være varierende på dagtid og null om natten, og dette øker kompleksiteten og arbeidsmengden om det her skal utfylles med gjennomsnittsverdier. Å benytte nuller til å erstatte manglende verdier blir dermed en nødvendig forenkling i oppgaven.

Data som hentes for de angitte anleggene, fra DKASC, må også behandles. Her innhentes månedsverdier, hvor det i tillegg til produksjon av elektrisitet fremkommer en rekke andre driftsverdier. Disse fjernes ved å åpne filene, som er av CSV-format, i excel, hvor de overflødige

kolonnene markeres og fjernes ved innebygd verktøy i programmet. Her blir data også integrert, på årsbasis, gjennom å benytte innebygde funksjoner i excel, slik at disse verdiene kan brukes til referansemål for årlig produksjon. Disse årlige verdiene blir også fremstilt som akkumulerte verdier, hvor verdien for hvert år summeres med alle tidligere verdier. Dette gjøres med data for alle angitte anlegg. Siste databehandlingssteg er for strømpriser hentet fra NordPool. Disse er angitt i NOK/MWh, og formateres til NOK/kWh gjennom å dividere alle tall med 1000.

3.5 Simulering (V)

I modelleringsfasen blir det først valgt modelleringsteknikk, der det tidligere er referert til en rekke simuleringstøytøy som benyttes ved analyse av solcelle-system, som gitt av Holmgren et al. (2018b). Det er spesielt to programmer her som er anslått til å være standard til prosjektering; PVlib og System Advisor Model (SAM). I denne oppgaven blir sistnevnte brukt, da denne har et brukergrensesnitt som enklere viser inndatavariabler. I slik måte vil denne kunne gi bedre innsikt i faktorer som er gjeldende ved solsporing. Dette programmet har også stødigere flyt av finansiering, vært på markedet lengre og gir i større grad informasjon rundt oppdateringslogger og bidragsyttere. Programmet er også utviklet av NREL, som har stor tyngde innen fagområdet solenergi.

SAM er et teknisk-økonomisk program utviklet for å tilrettelegge for beslutningstaking i prosjekter innen fornybar energi, og er tilgjengelig gratis (NREL, 2021). Programmet tar hensyn til en rekke parametre for å utføre simuleringer, som er avhengig av hvilken teknologi man evaluerer. Innen PV, krever programmet blant annet informasjon om lokasjon, meteorologisk data, modul-model, omformer-model, system-design, og forutsetatte verdier for tap. For lokasjon og meteorologisk data tar SAM TMY-filer som inndata. Disse filene er allerede behandlet, som gitt i forrige prosesstrinn, slik at det her opplastes data for det angitte scenariet som skal simuleres. Programmet gir også herunder muligheten for å modellere inn albedo-verdier i simuleringene. Dette kan enten hentes direkte fra TMY-filen, dersom det er tilgjengelig, eller manuelt innstilles som månedlige eller årlige verdier. Her benyttes sistnevnte, hvor det for Alice Springs er angitt en omtrentlig årlig verdi, fra seksjon 2.7, på 40%. For Oslo, angitt i samme seksjon, benyttes en verdi på 30%. Albedo verdier kan være svært krevende å identifisere, og valg av årlige gjennomsnittsverdier her skal dermed gjøre arbeidsmengde ved innhenting av parametere til simulering overkommelig.

Neste steg i simuleringprosessen er å gi SAM inndata om henholdsvis modul-type og omformer. Programmet har her en innebygd database man velger fra, og som tidligere nevnt er modul-type og omformer identisk for de tre anleggene som skal simuleres. Disse benytter PV-modulene Kyocera Solar KD135GX-LP, og omformere i størrelsesordenen 5kW med modelnavn SMA Sunny Mini Central 5000A (DKA, u.å.). For modulene finner man modellen i databasen, slik at programmet henter riktig karakteristikk direkte. For omformerer finnes ikke den angitte modellen i databasen, og det velges derfor en omformer med tilsvarende karakteristikk. Valget faller derfor på KACO: blueplant 5002xi [240V],

som i likehet med SMA Sunny Mini Central 5000A har en merkeeffekt på 5 kW og en virkningsgrad rundt 96% (SMA Solar Technology AG, u.å.). Det er her også utført simuleringer underveis med andre omformer-valg, hvor det er subjektivt erfart at simuleringen i liten grad påvirkes av dette, såfremt omformeren er av riktig størrelsesorden. For modul og omformer benyttes identiske oppsett for simuleringer av fastmonterte solceller, én-akse og to-akse solsporing.

Neste parameter i programmet SAM er system design. Her gir man informasjon om antall omformere, moduler per streng og strenger i parallell. Det bestemmes også solsporing og orientasjon på modulene, gjennom å enten velge "fixed", "1 axis" eller "2 axis". Det er også undervalg for disse, hvor man kan definere helning og azimuth for de to førstnevnte, samt "Ground Coverage Ratio" som også er tilgjengelig for "2 axis". For å modellere systemene i Alice Springs må det derfor gjennomføres tre simuleringer per år, én for hver solsporingsteknologi. I tilfellet med fastmonterte moduler, er helningen satt til 20 grader og azimuth er 0 grader (DKA, u.å.). Dette vil si at modulene er vendt nordover, som er fornuftig på den sørlige halvkulen. For én-akse solsporing benyttes også azimuth lik 0 grader. I siste tilfelle er det hverken mulig eller logisk å legge inn vinkler, da denne følger sola ved rotasjon på to akser. Når det kommer til "Ground Coverage Ratio" har ikke DKASC informasjon om dette, og det benyttes et forhold på 0.3 som foreslått av SAM.

Det kreves også en rekke antagelser om tap som inndata for SAM. Dette gjelder for tilsmussing, misforhold og ledningstap. For sistnevnte benyttes verdier som foreslått av programmet, med diodetap på 0.5%, tap i DC-ledninger på 2% og tap i AC-ledninger på 1%. For tilsmussing og misforhold er det foreslått verdier for disse under seksjon 2, hvor begge disse fastsettes til 2%. Det er også en egen fane for å estimere tap av skygging, men ettersom at det ikke foreligger informasjon om dette benyttes ikke verktøyet. Her er det likevel mulig å estimere tap fra snø, kun gjeldende for Oslo, basert på snødata fra TMY-fil.

For å simulere betydningen av solsporing i Oslo, benyttes tilsvarende oppsett som for Alice Springs. Unntakvis, vil nå TMY-filen være endret fra Alice Springs til Oslo. Det vil også nå benyttes azimuth-vinkler på 180 grader og helning lik Oslo sin breddegrad for fastmonterte solceller, som beskrevet i teoridelen under avsnitt 2.9. Det utføres deretter tre simuleringer, slik som for Alice Springs, for hver av de tre scenariene. Som gitt av denne seksjonen blir det altså utført totalt 18 simuleringer, tre for Oslo, for hvert scenario, og 15 for Alice Springs, der det utføres for hvert av de tre scenariene fem ganger med de etablerte TMY-ekvivalente filene for perioden 2009-2013. SAM gir da resultater i form av beregnede årlige energiutbytter, samt tabeller, grafer og dataserier som kan eksporteres til excel. Dette var også de kvantitative resultatene som var ønskelige å oppnå, gitt av datamål under etablering av forretningsforståelse.

Ved endt simulering av Alice Springs, for årene 2009-2013, blir årlig energiutbytte for hvert av anleggene lagt i tabell med tilhørende faktiske verdier. Ettersom årene 2010-2013 ansees av SAM som startår i simuleringene, må disse manuelt reduseres med årlig degradering på 0.5%. Dette vil altså si at verdier fra 2010 reduseres med 0.5%, 2011 reduseres med 0.5% to ganger, og

så videre. Det blir deretter beregnet avvik mellom faktiske verdier og simulerte verdier, ved å ta én minus kvotienten av simulert verdi dividert med faktisk verdi. Dette vil dermed si at positive avvik vil bety underestimeringer fra simuleringene, mens negative avvik korresponderer til overestimeringer fra simuleringene.

For simuleringer av scenariene i Oslo eksporteres timesverdier for energiproduksjon, for første leveår, til excel, hvor disse verdiene videre blir multiplisert med timesverdier på strømpris, pålagt nettleie og merverdiavgift, og summert sammen. Verdiene for nettleie og merverdiavgift er presentert i seksjon 2.14. Dette gir dermed den totale inntjeningen for prosjektets første år. Videre benyttes en årlig prisøkning på strømmen lik 3.7%, som gitt av konsumprisindeksen og forklart nærmere i seksjon 2.13, samt en årlig reduksjon i strømproduksjon på 0.5%, som gitt av degradering og nærmere forklart i seksjon 2.2. Fra dette beregnes årlige inntjeneringer for prosjektet, for hvert scenario, over prosjektets estimerte levetid på 25 år.

Det er også flere kostnader knyttet til PV-systemer, hvorav disse er gitt i seksjon 2. Dette er hovedsaklig installasjons- og vedlikeholdskostnader, men det blir også behov for utskiftning av omformer som har kortere forventet levetid enn solcellemodulene. Disse er gitt ved per enhet, og blir derfor multiplisert med installert spiseffekt på 5.4 kWp. For vedlikeholdskostnader forventes en årlig økning, slik at det for hvert år fremkommer en kostnad lik foregående år multiplisert med summen av én pluss årlig inflasjon. Det forventes samtidig en endring i kostnaden for omformer, der det historisk sett, til tross for stødig inflasjon, har foreligget en jevn prisreduksjon. Omformeren skal byttes etter tolv år, og kostnaden her blir dermed lik den totale kostnaden, som presentert tidligere, multiplisert med differansen mellom én og den årlige prosentvise reduksjonen. Installasjonskostnadene for de tre scenariene vil også bli redusert gjennom støtteordninger fra Enova, og samtidig bli spredt utover prosjektenes ti første leveår gjennom lånefinansiering. Det vil dermed også være kostnader i form av renter tilknyttet lånene. Nedbetaling av lån blir i dette tilfellet beregnet med faste årlige avdrag, som vil være lik summen av nedbetaling og renter, og over den angitte løpetiden reduserer restgjeld til null. Rentene er for hvert år gitt som restgjelden multiplisert med lånerenten. De årlige økonomiske resultatet fra anleggene blir dermed

$$\text{Resultat} = \text{Inntjening} - \text{Vedlikehold} - \text{Nedbetaling(Lån)} - \text{Renter(Lån)} - \text{Omformer}, \quad (2)$$

der kostnader tilknyttet omformer er null i alle år uten utskiftning og det totale lånebeløpet er installasjonskostnader fratrukket Enova-støtten. Denne formelen benyttes for alle scenariene for hvert av de 25 årene, og gir da de årlige kontantstrømmene. For at disse skal være sammenlignbare benyttes nåverdiberegninger, som gitt i formel 1. I denne masteroppgaven blir Microsoft Excel brukt til å utføre alle disse beregningene, på grunn av programmets kvaliteter og enkelhet ved databehandling. Det forekommer heller ingen formler der programmets kapasitet kommer til korte. Excel-filer kan også åpnes, og behandles, i en rekke programmeringsspråk, som er fordelsvis da Python benyttes til plotting av enkelte av grafene som presenteres i seksjon 4.

Avslutningsvis blir det også utført en analyse av sensitiviteten til lønnsomhetsvurderingen,

ved å plote nåverdier for scenariene ved endringer i verdier for årlig økning i strømpriser og installasjonskostnader for én-akse og to-akse solsporing. I førstenevnte tilfelle, blir verdien for den årlige prosentvise økningen i strømpriser manuelt endret og resulterende nåverdier noteres ned i et nytt excel-dokument. Dette gjøres i to intervaller, først fra 0.1 til 8.5, med steg på 0.2, deretter fra 0 til 20, med steg på 1. Dette excel-dokumentet benyttes deretter til plotting i Python. Det blir også utført en lignende prosess for installasjonskostnadene, hvor også disse endres med en angitt prosent. Nå er inflasjonen i strømprisene tilbakestillt til 3.7%, og det blir laget nye tabeller i excel manuelt ved å endre henholdsvis installasjonskostnader for én-akse og to-akse solsporing. Først blir det notert nåverdier som oppstår ved å multiplisere installasjonskostnader ved én-akse solsporing med én, pluss prosentverdier i intervallet 0 til 55 i steg på 5. For to-akse benyttes en kostnadsreduksjon i intervallet 0 til 30, med steg på 5, hvor det altså blir multiplisert med én minus endringen. Dette gjøres slik at nåverdiene for én-akse og to-akse solsporing skal variere mellom dårligst og best rangert av de tre scenariene. Også disse tabellene plottes i Python. Tabellene som fremkommer i excel, kan sees i vedlegget.

Ytterligere prosesstrinn, nummer seks til åtte, blir gjennomgått i senere deler av oppgave. Resultater, prosesstrinn åtte, vil i stor grad bli gitt i seksjon 4, men ikke-kvantifiserbare faktorer vil derimot fremkomme i diskusjonsdelen. Der fremkommer også prosesstrinn seks og syv, samt at det i tillegg vil bli gitt noen vurderinger rundt prosessen og modellen, som gitt av prosesstrinn seks, i seksjon 3.7.

3.6 Oppsummering

Det har i løpet av seksjonene 2 og 3 blitt gitt en rekke parametere og antagelser, som blir benyttet i simulering og analyse av problemstillingen. I tabell 2 og 3 er alle disse konstantene, og tilhørende verdier, presentert. Dette skal gi en oversikt over konstante tall som benyttes for å oppnå resultater som presenteres nedenfor i seksjon 4. Tallene som presenteres i tabellen skal også gjøre det lettere å reprodusere resultatene fra denne masteroppgavene ved en senere anledning, og eventuelt kunne gjøre endringer etterhvert som fremtidig utvikling forandrer forutsetninger for PV-systemer.

Tabell 2: Gir en liste over parametere, og tilhørende verdier, som er hentet for Alice Spring. Disse verdiene benyttes også i analysen for Oslo, såfremt annet ikke er spesifisert i tabell 3.

Parameter	Antagelse	Kilde
Solcellemodul	Kyocera Solar KD135GX-LP	(DKA, u.å.)
Installert spisseffekt	5.4 kWp	(DKA, u.å.)
Azimuth Alice Springs	0	(DKA, u.å.)
Helning Alice Springs	20	(DKA, u.å.)
Albedo Alice Springs	40%	(Goward, 2005)
Årlig degradering	0.5%	(Jordan and Kurtz, 2012)
Misforhold	2%	(Deline et al., 2019)
Tilsmussing	2%	(Gong, 2021b)
Omformer	KACO: blueplant 5002xi [240V]	
Én-akse rotasjonsgrense (grader fra zenith)	45	(DKA, u.å.)

I tabell 2, fremkommer parametere og antagelser som benyttes i simuleringer ved Alice Springs. Dette gjelder for solcellemodul, omformer og installert spisseffekt, i tillegg til orientasjoner og tap gitt av DKASC og fra teori i seksjon 2. Albedo, misforhold, degradering og tilsmussing, gitt som henholdsvis 40, 2, 0.5 og 2 prosent, er antagelser som tidligere diskutert, mens resterende parametere er gitt av DKASC. Sistnevnte parameter, én-akse rotasjonsgrense, referer til maksimal utslag fra zenith, i begge retninger. Det er gitt av DKASC at én-akse solsporing følger sola i seks steg på 15 grader, som tilsvarer en total forflytting på 90 grader per dag (DKA, u.å.).

I tabell 3, fremkommer parametere og antagelser som benyttes i simulering og analyse av PV-anlegg i Oslo. Dette gjelder både for parametere til simulering ved SAM, og for den påfølgende økonomiske analysen. Det gies her at nye verdier for azimuth og helning, sammenlignet med antagelser for Alice Spring gitt i tabell 2, hver disse er endret til henholdsvis 180 og omtrentlig 60 grader. Det er deretter gitt de eksakte koordinatene som benyttes ved innhenting av TMY-data fra Solcast, samt en lavere albedo, på 30%, enn for Alice Springs.

Tabell 3: Gir en fullstendig liste over parametere, og tilhørende verdier, som blir benyttet i analysen av Oslo.

Parameter	Antagelse	Kilde
Azimuth Oslo	180	(Gaiddon et al., 2009)
Helning Oslo	~60	(Gaiddon et al., 2009)
Koordinater Oslo	59°54'45.8N 10°44'45.9E	
Albedo Oslo	30%	(Spångmyr, 2010)
System levetid	25 år	(Mayer et al., 2015)
Omformer levetid	12.5 år	(Kennedy, 2021)
Fastmontert system	0.94 \$/Wp	(Feldman et al., 2021)
Service fastmontert	16.32 \$/kWp-år	(Feldman et al., 2021)
Én-akse system	1.01 \$/Wp	(Feldman et al., 2021)
Service én-akse	17.46 \$/kWp-år	(Feldman et al., 2021)
To-akse system	1.91 \$/Wp	(Heliomotion, u.å.)
Omformer	0.15 \$/Wp	(Penizzotto et al., 2019)
Årlig reduksjon i omformer kostnad	2%	(Mayer et al., 2015)
Vekslingkurs (07.04.2022)	8.74 NOK/USD 1.31 USD/GBP	(Danske Bank, u.å.)
Årlig inflasjon	3.7%	(SSB, 2022)
Enova tilskudd	21 000 kr	(Enova, 2022)
Nettleie Januar - Mars	0.3508 kr/kWh	(Elvia, u.å.)
Nettleie April - Desember	0.432 kr/kWh	(Elvia, u.å.)
Merverdiavgift	25%	
Lånerente	2.1%	(Sparebank 1 SMN, u.å.)
Løpetid lån	10 år	

De økonomiske antagelsen i tabell 3, gir blant annet verdier for levetid og installasjonskostnader. Det forventes at systemenes levetid skal være 25 år, med bytte av omformer halveis. Det forutsettes videre at denne omformeren koster omtrentlig 0.15\$/Wp, som er betydelig lavere en total kostnadene for sytemene på 0.94\$/Wp, 1.01\$/Wp og 1.91\$/Wp for henholdsvis fastmontert, én-akse og to-akse solsporing. Det antas også en årlig reduksjon i omformer kostnad på 2%, hvor ytterlig teknologisk utvikling vil gjøre produksjon av slike enheter billigere. Systemenes konfigurasjon og størrelse, gjør det også mulig for prosjektene å motta 21 000 kr i tilskudd fra Enova som beskrevet i seksjon 2.13. I samme seksjon er også verdier for inflasjon, nettleie, merverdiavgift og lånerente presentert.

Så langt i analysen er det også forutsatt kostnader i devierende valuta, slik som NOK, USD og GBP. Disse må derfor konverteres til felles valuta, som i denne analysen er NOK. Det fremkommer derfor vekslingskurser for å konvertere GBP til USD, og USD til NOK. For britiske pund, er det kun to-akse sporingsenheten som oppføres i denne valuta, og konverteres til amerikanske dollar for at kostnaden ved fastmonterte solceller skal pålegges denne. Deretter kan totalen konverteres til norske kroner. Det antas vekslingskurser på 1.31 USD/GBP og 8.74 NOK/USD, som hentet fra Danske Bank 7. april 2022 (Danske Bank, u.å.).

3.7 Validitet

Validiteten ved oppgavens metode opprettholdes gjennom å benytte standard fremgangsmåte for dataprosessering og gjeldende modeller for evaluering og estimering av solcelle-systemer. Spesifikt med dette menes bruk av CRISP-DM og SAM, som i stor grad kan anses å være industri-standard for analyseverktøy ved angitte scenarier. Det er likevel viktig å benytte et datagrunnlag av god kvalitet, hvor det for denne oppgaven blir benyttet data hentet fra DKASC i Alice Springs. Dette gjøres av flere hensyn, da blant annet denne kilden er tilgjengelig gratis og har detaljerte data, med gode oppløsningsalternativer, fra et bredt utvalg av forskjellige PV-systemer, både med og uten solsporing. DKASC er også statlig finansiert, av australske myndigheter, som gjør det rimelig å anta høy troverdighet på informasjon gitt fra dette selskapet. Det eksisterer heller ingen andre kostnadsfrie kilder til PV-data, som både er av et tilsvarende omfang og omhandler et like bredt utvalg av solsporingsteknologi. Det er også en enkel og god tilgang på notater angående feil og mangler ved anleggene og data, som gjør det mulig å oppnå en skjønnsmessig forståelse av det som ellers vil kunne være overraskende trender og funn.

I tillegg til DKASC, benyttes også Solcast som kilde til data. Dette brukes utelukkende kun for å hente TMY-filer. Solcast er i utgangspunktet en kommersiell tjeneste, og det forventes i så måte at produktet er av god kvalitet, men er tilgjengelig til begrenset bruk for ikke-profitterende forskning. Det er verdt å merke seg at Solcast benytter satellittdata for innstråling, kontra bakkeobservasjoner fra pyranometer. Dette har både fordeler og ulemper, hvor man eksempelvis unngår feilkilder knyttet til kalibrering og vedlikehold. Samtidig vil det kunne oppstå feil ved bruk av satellittdata, da dette baserer seg på bildegjenkjenning for å identifiserer terreng, skyer og lignende. Det blir deretter estimert innstråling for de gitte koordinatene, men det vil kunne oppstå feil dersom systemt eksempelvis feiltolker snø som skyer.

Valget av simuleringsverktøyet SAM, kontra benyttelse av PVLlib, tas både med hensyn til brukervennligheten til programmet, og den etos NREL har innen fornybar energi. Sistnevnte kommer av mengden forskning publisert av, eller gjennom, NREL, da spesielt innen solenergi. De har også tidligere utgitt forskning som omhandler validiteten til SAM, som også er tilgjengelig på deres nettside (NREL, u.å. *b*). Dette fremkommer i form av fem studier utført i tidsrommet 2012-2015, hvor hovedsaklig fire av disse spesifikt vurderer validiteten til SAM. "NREL PV Validation 2013" resulterer blant annet med et årlig avvik fra målte data på under $\pm 3\%$, en

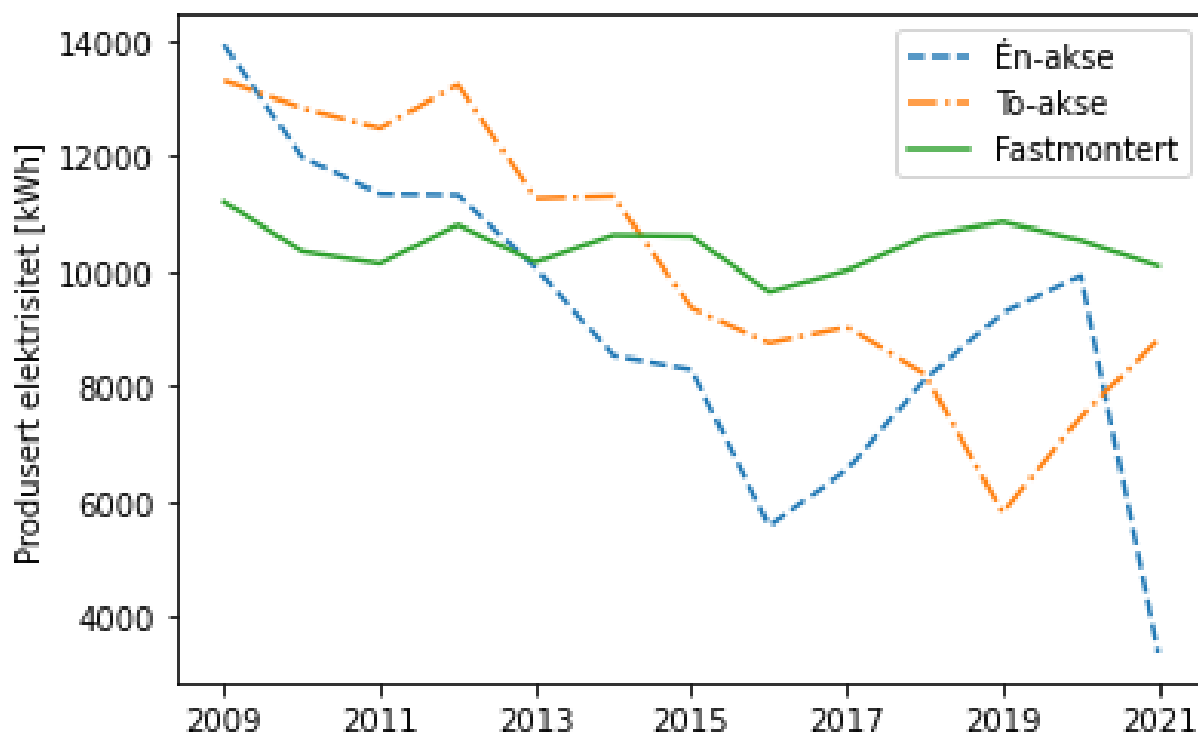
RMSE på 3.5% og en bestemmelseskoefisient, R^2 , på 0.98, og det konkluderes deretter med at dette bekrefter validiteten til programmet SAM (Freeman et al., 2013). I en rapport fra 2014, av samme forfattere, sammenlignes SAM med andre kjente PV modelleringsverktøy, slik som PVsyst, PVsol og PVWatts, og man finner her at alle programmene, foruten PVWatts, predikerer innenfor et avvik på 8% fra målte data. Rapporten referer også til utviklerne av PVsol, som tidligere har bekreftet at programmets én-akse solsporings funksjon ikke modellerer presist (Freeman et al., 2014).

4 Resultater

I denne seksjonen blir resultatene fra analysen, som beskrevet i metode-delen, presentert. Det vil først bli gitt fremstillinger av faktisk energiproduksjon fra anleggene ved DKASC i Alice Springs, før det deretter fremkommer tall fra utførte simuleringer. Til slutt vil resultatene fra den økonomiske sammenligningen av solsporings-teknologi i Norge bli presentert.

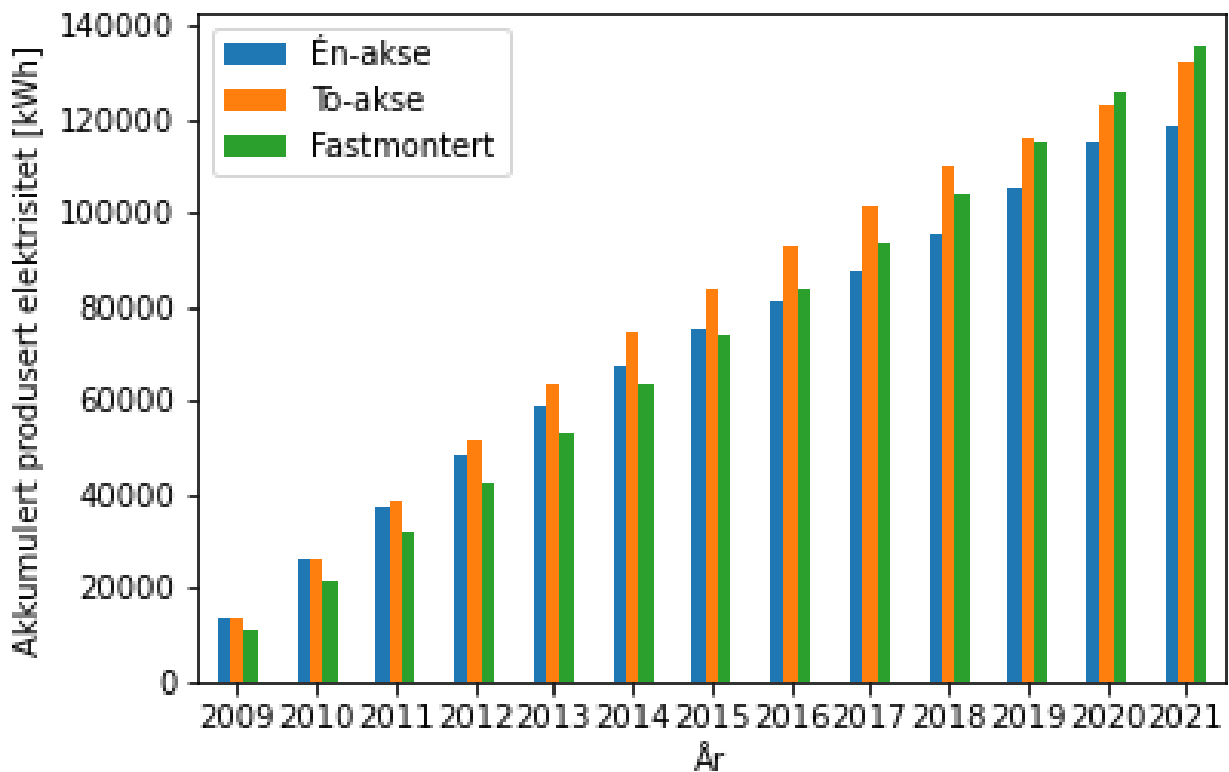
4.1 Faktisk produsert elektrisitet i Alice Springs

I figur 8 er den grafiske fremstillingen av årlig elektrisitetsproduksjon fra anlegg 5, 6 og 14 ved DKASC i Alice Springs, for perioden 2009 til 2021. Her er det fastmonterte anlegget, 14, representert ved heltrukken grønn linje, én-akse solsporings anlegget, 5, representert ved blå stiplet linje, og to-akse solsporings anlegget, 6, representert ved oransje stiplet linje med dotter. Det fremkommer her en årlig elektrisitetsproduksjon ved anlegg 14 på rundt 10-11 000 kWh, som holder seg nokså stabilt over hele perioden. For anlegg 5 og 6, har begge en årlig produksjon på litt under 14 000 kWh i 2009. Begge har også en sterkt nedadgående trend over perioden, der også to-akse solsporing produserer mer elektrisitet i alle år bortsett fra i 2009 og i perioden 2019-2020. Alle tallene som er plottet i figur 8 kan sees i tabell 5, i vedlegget. I samme tabell finnes også datagrunnlaget for figur 9.



Figur 8: Årlig energiproduksjon, i kWh, for de faktiske anleggene i Alice Springs fra og med 2009 til og med 2021.

I figur 9 er den akkumulerte elektrisiteten fra de tre anleggene presentert, for hele perioden 2009-2021. Anlegg 5 er representert av de blå søylene til venstre i hver klynge, anlegg 6 av de oransje i midten og anlegg 14 av de grønne til høyre. Man kan her se at de fastmonterte solcellene produserer mest elektrisitet over hele perioden, foran henholdsvis to-akse og én-akse solsporing. Det er også verdt å merke at to-akse solsporing leverer bedre enn én-akse solsporing for alle år, bortsett fra det første, og blir heller ikke passert av fastmonterte solceller før i 2020. Én-akse solsporing blir derimot passert 2016. Dette vil altså si at det i perioden 2009-2015 er to-akse som har levert mest akkumulert elektrisitet, etterfulgt av henholdsvis én-akse og fastmonterte solceller.



Figur 9: Akkumulert årlig energiproduksjon, i kWh, for de faktiske anleggene i Alice Springs fra og med 2009 til og med 2021.

4.2 Validering av SAM

For å kunne validere programmet SAM, blir det også gjort sammenligninger av simulerte og faktiske verdier for energiutbytte fra Alice Springs. Som gitt av feilmeldingene forekommer det feil over anleggenes levetid, og det simuleres derfor for de første fem fulle levårene. Resultatene fra denne sammenligningen kan sees i tabell 4, hvor det presenteres simulerte og faktiske verdier, med tilhørende avvik, for alle anleggene enkeltvis for hvert år i perioden 2009-2013.

Tabell 4: Viser faktiske verdier for elektrisitetsproduksjon fra de tre anleggene i Alice Springs for de fem første hele leveårene sammen med simulerte verdier fra SAM, og de prosentvise avvikene mellom disse. Simuleringene er utført med innstrålingsdata for Alice Springs fra de angitte årene.

Anlegg 5			
År	Simulert	Faktisk	Avvik
2009	13 845 kWh	13 929 kWh	0.6%
2010	12 634 kWh	11 983 kWh	-5.4%
2011	12 223 kWh	11 343 kWh	-7.8%
2012	13 310 kWh	11 326 kWh	-17.5%
2013	13 064 kWh	10 063 kWh	-29.8%
Gjennomsnitt	13 015 kWh	11 729 kWh	-11.0%
Anlegg 6			
År	Simulert	Faktisk	Avvik
2009	15 155 kWh	13 314 kWh	-13.8%
2010	13 880 kWh	12 834 kWh	-8.2%
2011	13 516 kWh	12 480 kWh	-8.3%
2012	14 709 kWh	13 236 kWh	-11.1%
2013	14 308 kWh	11 269 kWh	-27.0%
Gjennomsnitt	14 314 kWh	12 626 kWh	-13.4%
Anlegg 14			
År	Simulert	Faktisk	Avvik
2009	10 785 kWh	11 207 kWh	3.8%
2010	9 959 kWh	10 348 kWh	3.8%
2011	9 801 kWh	10 132 kWh	3.3%
2012	10 594 kWh	10 804 kWh	1.9%
2013	10 267 kWh	10 157 kWh	-1.1%
Gjennomsnitt	10 281 kWh	10 529 kWh	2.4%

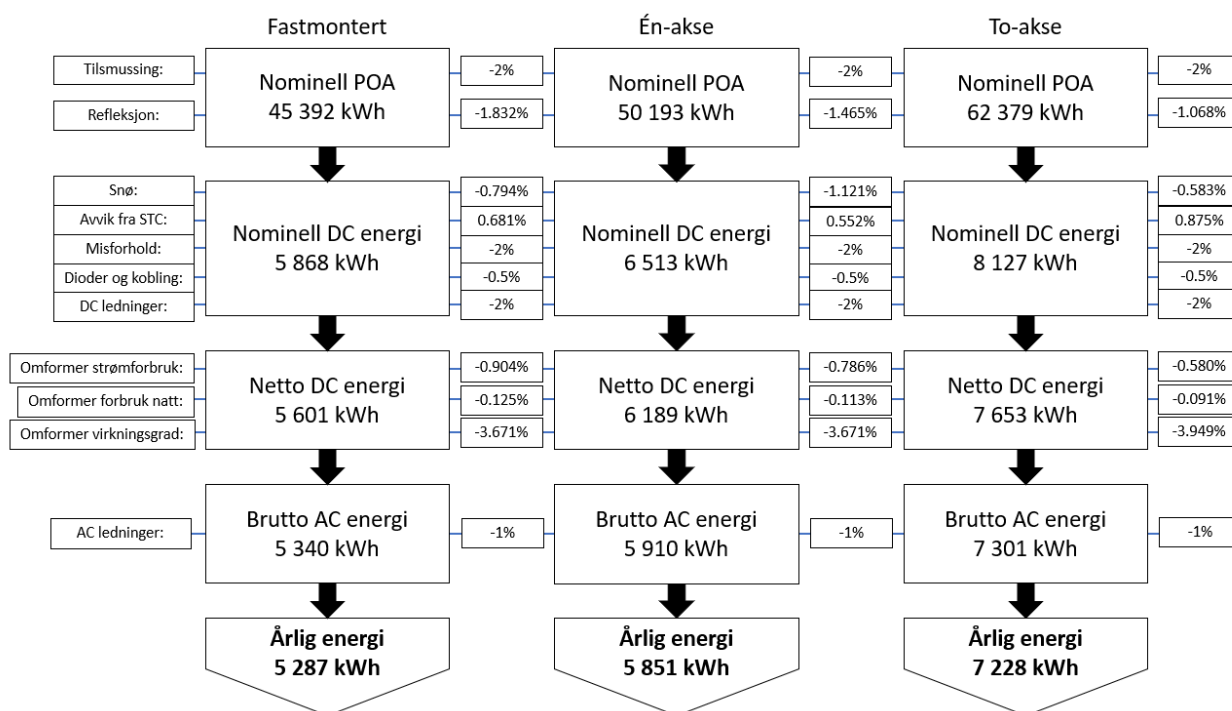
Det observeres i tabell 4, at de gjennomsnittlige avvikene for anlegg 5, 6 og 14 over hele perioden 2009-2013 er på henholdsvis -11%, -13.4% og 2.4%. Negative prosenter vil i dette tilfellet si at de simulerte verdiene er høyere enn de faktiske verdiene, og representerer i så måte overestimeringer.

Tilsvarende vil positive prosentere representere underestimeringer fra simuleringene. Fra dette kan det sees at det for anlegg 6 utelukkende overestimeres ved simulering, for anlegg 5 forekommer det overestimeringer i fire av fem år, mens det for anlegg 4 kun overestimeres i ett av fem år.

For anlegg 5 er avviket for 2009 på 0.6%, og deretter økende i negativ retning over perioden. Dette er også gjeldende for anlegg 6 og 14, hvor det i likhet forekommer en økning i negativ retning over perioden. Unntakvis, vil det i første år for anlegg 6 være et høyere negativt avvik på -13.8% kontra -8.2% i 2010. Det er også verdt å merke seg at, selv om avvikene er negativt økende, blir avvikene for anlegg 14 absolutt sett nærmere null over perioden. Dette er i motsetning til anlegg 5 og 6, hvor den negative økningen gjør absoluttverdien av avvikene større.

4.3 Resultater fra simulering

Etter endt analyse av Alice Springs, ble det deretter utført simuleringer av årlig energiutbytte for tilsvarende anlegg i Oslo. Resultatene fra disse simuleringene i SAM kan sees i figur 10, hvor det også forekommer verdier i hvert ledd i systemene. Dette vil si at verdier for energi mottatt av solcellene, samt DC og AC energier levert. Dette fremkommer for hvert av de tre scenariene; fastmonterte solceller, én-akse og to-akse solsporing.



Figur 10: Viser resultatene fra simuleringen for Oslo. Dette inkluderer alle energimengder fra innstrålt effekt på modulene til levert elektrisitet, hvor det mellom hvert ledd vil oppstå tap fra blant annet virkningsgrader og ledninger.

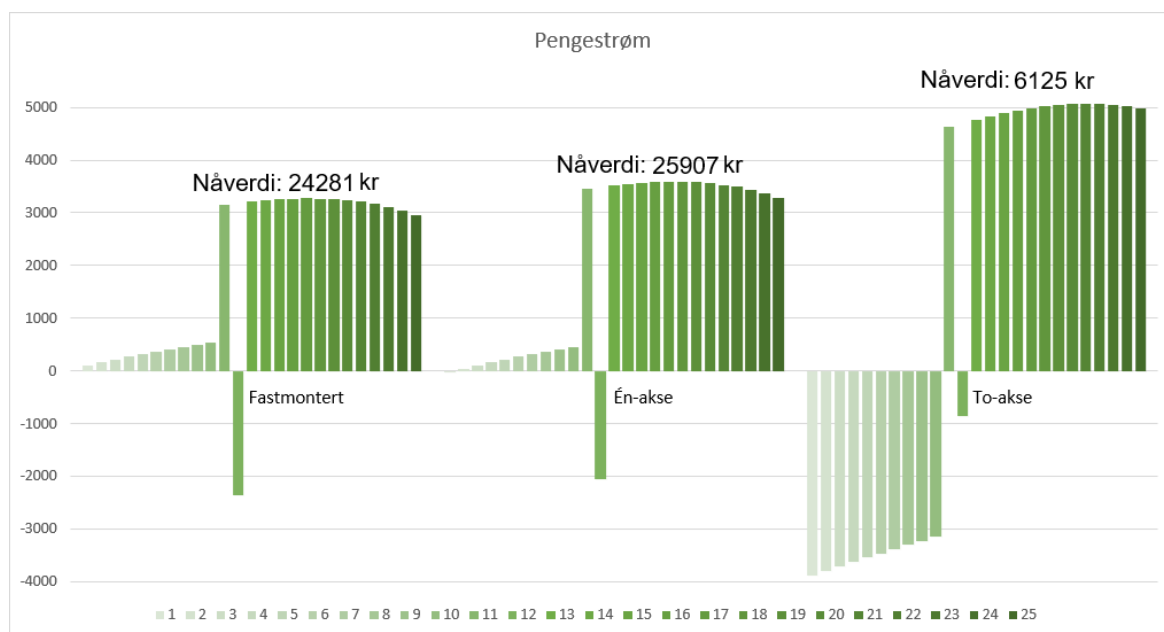
Første verdi som presenteres, øverst i figur 10, er nominell POA. Dette referer til ”Plane of Array” innstråling, som vil si den totale mengden energi som treffer normalt på solcellene i systemet

akkumulert over hele året. Det fremkommer at denne er høyst for to-akse solsporing, etterfulgt av henholdsvis én-akse solsporing og fastmonterte solceller. Dette er gjeldende for alle ledd i figur 10.

Det fremkommer videre, i figur 10, nominell DC energi for hvert av scenariene. For denne verdien har programmet SAM hensyntatt modulenes virkningsgrad, samt andre eksterne faktorer slik som tilsmussing og refleksjonseffekter. Videre, for netto DC energi, hensyntas interne faktorer, slik som misforhold, ledninger og dioder. Det er dette som mates inn i omformeren hvor det også forekommer tap fra virkningsgrad og strømforbruk, som resulterer i en brutto AC energi. Deretter foreligger det tap i ledninger som fører vekselstrømmen, og ved fratrekk av dette oppnås den årlige energien for hvert av systemene. For fastmonterte solceller simuleres det da et årlig energiutbytte på 5 287 kWh. For én-akse solsporing er den årlige energien omtrentlig 10.7% høyere, på 5 851 kWh, mens det for to-akse solsporing oppnås en årlig energi som er omtrentlig 36.7% høyere, på 7 228 kWh.

4.4 Økonomisk analyse

Siste del av analysen av solsporingssystem i Oslo består av å vurdere de tre scenariene i henhold til lønnsomhet. Systemene sees nå på som tre mulige prosjekter, der man kan evaluere pengestrømmene enkeltvis over solcellenes levetiden. Disse pengestrømmene er presentert i figur 11, hvor det fremkommer tre klynger av søylediagrammet. Hver av disse kommer av hvert scenario, for henholdsvis fastmontert, én-akse og to-akse system. Søylene i diagrammet representerer enkeltvis resultat for et spesifikt år i prosjektet. Nåverdiene for de tre prosjektene, som resultat av pengestrømmene, fremkommer også i diagrammet, presentert over tilhørende klynge.

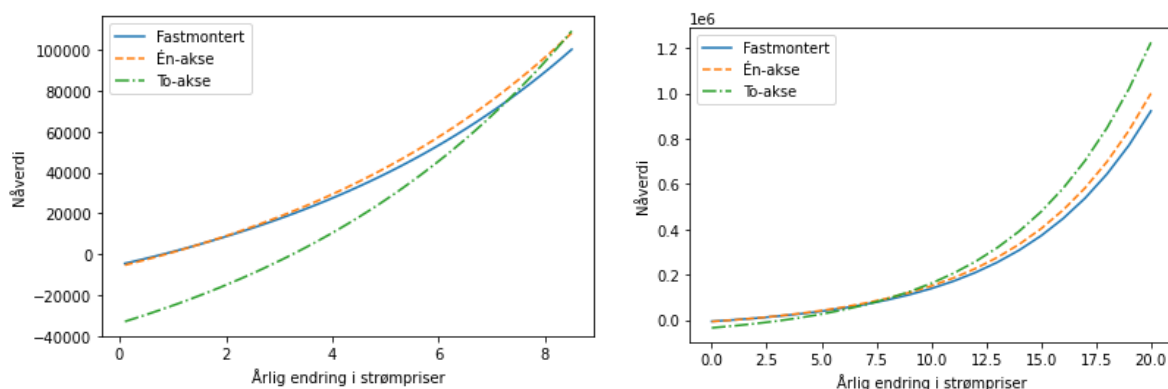


Figur 11: Gir pengestrømmene til hvert av de tre systemene som simuleres i Oslo, over hele levetiden. Nåverdiene for hvert av prosjektene er også angitt over hver klynge.

I den økonomiske analysen av prosjektene er investeringskostnadene finansiert ved lån, og vil derfor bli fordelt utover løpetiden. Det fremkommer derfor i figur 11 en betydelig økning i resultatet for alle prosjektene etter nedbetaling av lånet. Figuren gir også nåverdier for de angitte scenariene, hvor fastmonterte solceller har en verdi litt over kr 24 000, én-akse litt under kr 26 000 og to-akse er lavest på litt over kr 6 000.

4.4.1 Sensitivitet

For å vurdere hvordan endringer i variable parametere reflekteres i resultatene, blir det også plottet nåverdier for alle scenariene mot endringer i strømpriser og installasjonskostnader. Disse fremkommer i figur 12 og 13 nedenfor.



(a) Sensitivitet i analyse med hensyn til strømpriser for intervallet 0.1-0.8%.

(b) Sensitivitet i analyse med hensyn til strømpriser for intervallet 0-20%.

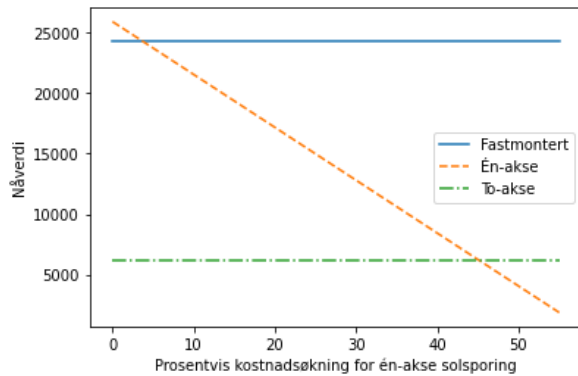
Figur 12: Gir sensitiviteten i den økonomiske analysen med hensyn til strømpriser, ved nåverdien for hvert scenario som funksjon av årlig prosentvis endring i strømpriser.

Figur 12a og 12b gir begge nåverdiene for de tre scenariene, gitt en endring i den årlige økningen for strømprisene. I dette tilfellet strømprisene gitt inklusive nettleie og mva. Førstnevnte figur, 12a, er plottet for endringer i intervallet 0.1 - 8.5%, og viser høyest vekst i nåverdi for to-akse solsporing. Ved en årlig økning på 0.1% fremkommer det at fastmonterte solceller, etterfulgt av henholdsvis én-akse og to-akse solsporing, gir høyest nåverdi, mens det ved en årlig økning på 8.5% vil være to-akse solsporing, etterfulgt av henholdsvis én-akse og fastmontert solceller, som gir høyest nåverdi.

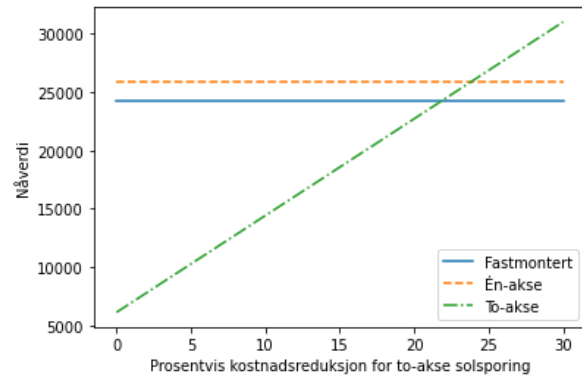
Figur 12b gir det samme plottet som for overnevnte figur, men er plottet over et større intervall på abscisseaksen. Denne rekker nå i et intervall fra 0% til 20%, og gir samme rangering ved start og slutt som observert i figur 12a. I tillegg fremkommer det at resultatene fra den økonomiske analysen vokser eksponentielt med økninger i strømprisene, hvor det for to-akse solsporing observeres brattest kurve.

I figur 13, er det gitt nåverdi for scenariene som funksjon av prosentvis endring i installasjonskostnader. Dette gjøres for separat for én-akse og to-akse solsporing, hvor andre kostnader holdes

konstant i hvert tilfelle. Det gis dermed i figur 13a endringer i nåverdi for én-akse solsporing ved økning i installasjonskostnader, og tilsvarende for reduksjon av installasjonskostnader ved to-akse solsporing i figur 13b. I begge tilfeller observeres det at nåverdiene avhenger lineært av endringer i installasjonskostnader. Det er videre gitt at en kostnadsøkning ved én-akse solsporing på omtrentlig 5% vil gjøre fastmonterte solceller merr lønnsomt, og ved omtrentlig 45% vil gjøre to-akse solsporing mer lønnsomt. For to-akse solsporing vil en kostnadsreduksjon mellom 20-25% gjøre dette scenariet mer lønnsomt enn både fastmonterte solceller og én-akse solsporing.



(a) Kostnadsøkning for én-akse solsporing.



(b) Kostnadsreduksjon ved to-akse solsporing.

Figur 13: Gir sensitiviteten i den økonomiske analysen med hensyn til installasjonskostnader, ved nåverdi for hvert scenario som funksjon av endring i installasjonskostnader for henholdsvis én-akse (a) og to-akse (b) solsporing.

5 Diskusjon

I denne seksjonen blir oppgaven, og dets resultater, drøftet. Det vil først bli gitt en vurdering av reliabilitet, hvor troverdigheten til verktøy, data, antagelser og andre feilkilder diskuteres. Deretter fremstilles forskningspørsmålene, som gitt i seksjon 1.2, hvorav disse besvares. Avslutningsvis sammenstilles funnene, og drøftes i et helhetlig perspektiv, og problemstillingen blir forsøkt besvart.

5.1 Reliabilitet

I denne seksjonen blir reliabiliteten til oppgaven drøftet. Dette vil si presisjonen til verktøy, data og antagelser som benyttes, og eventuelle andre feilkilder i analysen, som i sum beskriver påliteligheten til resultatene.

Dataserier som benyttes i oppgaven er hentet fra DKA Solar Center og Solcast, og det foreligger høy etos tilknyttet disse kildene. Førstnevnte er et myndighetsfinansiert initiativ fra en ikke-profiterte organisasjon i Australia, og det forventes i slikt tilfelle at data herfra er forskriftsmessig innsamlet. Dette underbygges ytterligere både av oppløsningen som tilbys og den detaljerte loggen over feilmeldinger og utført vedlikehold som fremstilles i tilknytning til hvert anlegg. Her innsamles både faktisk produksjonsdata for anleggene, og vær- og innstrålingsdata som videre konverteres TMY-format. Det fremkommer for sistnevnte, for årene 2011, 2012 og 2013, enkeltdager med noe manglende data, hvor det i analysen benyttes nuller på plass for disse. Selv om dette er uheldig, vil innvirkningen på simuleringene trolig være minimale og er formodentlig et resultat av utført vedlikehold. Det vil videre være en styrke å benytte et eksisterende anlegg som grunnlag for oppsett i simuleringer, der det forventes at disse er optimaliserte for lokasjon. Når det gjelder Solcast, observeres det ingen datahull for TMY-filen hentet for Oslo. Dette er også en kommersiell tjeneste som spesialiserer seg innen solinnstrålingsdata, og har selv et fokus på validitet gjennom egenutviklet verktøy tilgjengelig for forbruker (Solcast, u.å.b). Validiteten ved bruk av DKASC og Solcast er også beskrevet i seksjon 3.7.

For behandling og datavask av de overnevnte dataseriene, er det i oppgaven benyttet Python som verktøy. Det fremkommer en rekke fordeler ved å benytte programmering til databehandling, hvor det foreligger høyere kapasitet enn ved verktøy med mer visuell interaksjon, mulighet for å håndtere et bredt utvalg av filformater og gir automatisering av prosesser både til gjentagende bruk på det aktuelle datasettet og for senere bruk. Sistnevnte vil her bety at dersom man identifiserer et nytt datasett i etterkant av behandlingen, vil prosessen kunne direkte benyttes igjen. Det er samtidig en rekke utfordringer knyttet til å benytte Python, hvor programmet, slik som tidligere nevnt, er mindre interaktivt sammenlignet eksempelvis excel. Dette gir mindre oversikt over data, og kan i enkelte tilfeller resultere i mer tidkrevende databehandling. Det eksisterer også utallige funksjoner innad i programmet, og selv om potensialet for databehandling her er enormt vil dette kreve tilsvarende høy kompetanse. Det er eksempelvis tidligere i oppgaven

gjort betraktninger rundt håndtering av manglende verdier, hvor oppgaven benytter nuller i slike tilfeller da interpolering, eller andre metoder, har en mye større grad av kompleksitet. Det foreligger likevel en egen funksjon i Python, gjennom *pandas dataframe*, for interpolering ved manglende verdier, men hvordan denne responderer ved ulike datatyper og for et ikke-lineært datasett er ikke kjent ved utførelse av analysen.

Det fremkommer i resultatdelen, under seksjon 4.1, at av de virkelige anleggene i Alice Springs har fastmonterte solceller levert mer akkumulert energi i perioden 2009-2021 enn både én-akse og to-akse solsporing. Anlegg 5, én-akse solsporing, leverte minst energi akkumulert over perioden. Energien levert fra anleggene med solsporing er høyere enn fastmontert i de 4-5 første årene, men faller til et betydelig lavere produksjonsnivå i de påfølgende årene. Det er gitt av feilmeldingen i figur 6 at dette er grunnet defekter ved solsporingseenhetene, som er ute av produksjon og dermed vanskelige å reparere. Dette vil derfor ikke avkrefte at solceller leverer mer energi når avviket mellom innstråling og normalvektoren er nærmere null, men kan tyde mot at en økt kompleksitet i PV-systemer bidrar til mer usikkerhet omkring oppetid. I tillegg til flere deler, vil også solsporinganlegg ha bevegelige deler som både gir flere potensielle feilkilder og introduserer teknologi som er mer utsatt for feil enn fastmonterte strukturer.

Feilene som er beskrevet ovenfor kompliserer valideringen av programmet SAM ytterligere, hvor det i tillegg er gjort antagelser av tap og eksisterer begrensninger i programmet. Dette gjelder for misforhold, tilsmussing, degradering og albedo, hvor disse vil variere fra modul til modul og heller ikke være konstanter. Det er også slik at i praksis vil man kunne ha en rekke muligheter for utførelse av solsporing, som angitt i figur 3, der blant annet anlegg 5 er forhåndsprogrammert til å stegvis følge sola i seks steg på 15° . SAM vil derimot kun simulere konstant solsporing, som dermed fører til ytterlige overestimeringer. Avvikene mellom simulerte og faktiske verdier, som gitt i tabell 4, er derfor større for anlegg 5 og 6. For anlegg 14, fastmonterte solceller, er det gjennomsnittlige avviket over femårsperioden opptil 5 ganger lavere, på 2.4%. Her er det gjort de samme antagelsene om tap som overnevnte anlegg, som vil si at ytterlige avvik trolig skyldes begrensninger ved solsporing i SAM og angitte feilmelding i figur 6. Hvordan hver av disse bidrar til de økte avvikene er derimot vanskelig å konkludere med, da det ikke angis dato for første forekomst av feil og det samtidig beregnes avvik på henholdsvis 0.6% og -13.8% for anlegg 5 og 6 i første leveår. Avvik hos førstenevnte øker deretter betydelig i absolutt verdi i påfølgende år, mens det hos anlegg 6 absolutt sett er lavere i de tre påfølgende årene. Her kan det også være andre feilkilder og funksjonsfeil som ligger til grunne, men disse er i så fall ikke redegjort for. Det forekommer også en feilmelding fra 2012, gitt i figur 7 spesifikk for anlegg 5, som angir et tomåneders intervall med funksjonsfeil for én-akse solsporing. Det kan derfor spekuleres i om dette er første tilfelle av feil ved solsporinganleggene, da det også er en betydelig økning i avvik fra simulerte verdier for anlegg 5 ved dette året. Det observeres også en betydelig økning i avvik for anlegg 6 i påfølgende år. Det kan likevel eksistere enkelte dager eller uker i tidligere år med uidentifiserte funksjonsfeiler, slik at det ikke kan konkluderes med at avvikene i disse årene utelukkende skyldes begrensninger ved SAM.

Det er også verdt å merke seg, fra tabell 4, at den årlige utviklingen for avvikene tendenserer mot en økning i negativ retning. Dette vil altså si at de simulerte verdiene øker relativt til de faktiske verdiene for energiproduksjon. Eventuelt kan dette sees motsatt på, at de faktiske verdiene minsker relativt til de simulerte verdiene. Dette gjelder også for anlegg 14, og fenomenet er dermed ikke utelukkende knyttet til feilene som er observert ved solspøringsanleggene. Av andre tap som modelleres i simuleringene vil heller ikke misforhold, tilsmussing eller albedo være typiske grunner, gitt regelmessig rengjøring. Det kan derfor tyde på at den angitte årlige degraderingen som forutsettes i simuleringen er lavere enn den faktiske verdien. Degradering som forekomst i solceller vil si en reduksjon i årlig energiproduksjon, hvor det nettopp i dette tilfelle observeres en relativ økning i differansen mellom simulerte og faktiske verdier. Simuleringen er modellert med en verdi på degradering på 0.5%, som gitt i seksjon 2.4, men denne vil kunne variere både mellom systemer og moduler (Jordan and Kurtz, 2012). Denne trenger heller ikke å være lik vært år, som det forutsettes i analysen. For videre analyse av tilsvarende systemer i Oslo benyttes derfor 0.5%, da både reell verdi vil avvike fra observasjoner i Alice Springs og samme verdi benyttes uansett for alle scenariene.

Det er allerede observert i oppgaven at kompleksiteten, mangfoldet og usikkerheten knyttet til variabler, som påvirker ytelsen til PV-anlegg, gjør det umulig å fullstendig predikere energiutbyttet for installerte solceller. Selv om simulerte verdier fra SAM avviker fra faktiske verdier observert i Alice Springs, gir programmet en tilstrekkelig tilnærming for et ideelt anlegg. Med dette menes systemer der man ser bort fra uforutsette hendelser som i praksis vil kunne oppstå, slik det observeres i Alice Springs. Dette underbygges ytterligere i seksjon 3.7, deriblant i "NREL PV Validation 2013" av Freeman et al. (2013). I likhet med funnen som er presentert i tabell 4, for anlegg 14, er avvik fra målte data innenfor $\pm 3\%$.

Oppgaven benytter også en rekke antagelser for utførelse av simuleringer og analyser. Det benyttes eksempelvis årlige albedo-verdier på henholdsvis 40% og 30% for Alice Springs og Oslo, som gitt av Goward (2005) og Spångmyr (2010). For Alice Springs vil dette være nokså fornuftig, da de sesongmessige variasjonene i liten grad endrer reflektiviteten hos omgivelsene. Det vil altså kontinuerlig være ørkenmiljø rundt modulene, med tilnærmet konstant og kjent albedo. Det finnes likevel ørkensand av ulike fargenyanser, som dermed også vil ha ulik reflektivitet, i tillegg til nærliggende vegetasjon eller bygninger som kan påvirke albedo-verdien, men dette er små og neglisjerbare forskjeller. For Oslo vil derimot albedo ha større sesongmessige variasjoner, der omgivelsene i sommerhalvåret vil tendensere mot mye mørk asfalt, med lav reflektivitet, og det i vinterhalvåret vil tendensere mot mye hvit snø, med høy reflektivitet. Det vil derfor være krevende å estimere albedo her, og ved å benytte årlige verdier vil simuleringene preges av underestimeringer i vinterhalvåret og overestimeringer i sommerhalvåret. Det er likevel slik at antall soltimer i vinterhalvåret er betydelig lavere enn i sommerhalvåret i Norge, og ved å velge en albedo på 30%, som er nærmere reell verdi for asfalt enn snø, vil dette minimere avvikene som oppstår. Det er også verdt å merke seg at albedo refererer til diffus stråling, som vil bidra betydelig mye mindre til eksitasjon i solceller.

Antagelser om tap grunnet misforhold og tilsmussing er også nærliggende å evaluere med hensyn til reliabilitet, da også disse vil variere mellom systemer, moduler og lokasjoner. Det er derfor ikke mulig å modellere eksakte universelle verdier her, og det foreligger da et behov for erfaringsbaserte tilnærminger i simuleringene. Verdiene settes dermed i begge tilfeller til 2%, forutsatt regelmessig rengjøring, som gitt av henholdsvis Deline et al. (2019) og Gong (2021b). Reelle anlegg vil med høy sannsynlighet avvike noe fra dette, men det vil kreve undersøkelser på det faktiske anlegget i drift for å finne eksakte verdier. Dette lar seg ikke gjennomføre på et tenkt anlegg.

I analysen benyttes også en omformer som er ulik fra den faktiske modellen som benyttes i alle anleggene i Alice Springs, og dette vil kunne være en ytterlig feilkilde i simuleringene. Dette gjøres på grunn av begrensinger i SAM, som ikke tilbyr den korrekte modellen som et valg. Det er likevel slik at den valgte omformeren har tilsvarende merkeeffekt, virkningsgrad og er felles for strengen. For omformeren forutsettes også en årlig prisreduksjon, i den økonomiske analysen. Denne er satt til 2%, men det knyttes usikkerhet til dette grunnet tiden fra prosjektstart til omformer-utskiftning. Det vil trolig forekomme teknologiske fremskritt innen utskiftningen, som kan ha stor betydning for kostnader tilknyttet omformere. Ettersom at den samme kostnaden benyttes for alle scenarier, i det samme året, vil derimot betydningen av kostnadsstørrelsen være svært lav ved rangering av solsporingsteknologi.

Det gjøres også antagelser angående levetiden til både omformere og solceller. Sistnevnte estimeres til 25 år, som også ofte tilsvarende garantien for solceller, men kan i realiteten være betydelig høyere. Dette er derfor noe konservativt, og vil, i likhet med flere variabler som tidligere er diskutert, variere mellom moduler og systemer. Levetiden vil også ha en større innvirkning på den økonomiske analysen, der det forekommer store verdiforskjeller mellom pengestrømmene til scenariene etter nedbetalt lån. Om levetiden i analysen forlenges, vil høyere energiproduksjon akkumulere mer lønnsomhet og kunne endre rangeringen i favør to-akse solsporing. For omformere anslås levetiden til 10-15 år, og i analysen vil derfor bytte utføres halveis gjennom prosjektets levetid; i løpet av det 12. året. Som tidligere nevnt gjøres denne utskiftningen for alle scenariene, og med samme verdi, og det vil dermed utgjøre minimalt i rangeringene om denne flyttes med noen få år.

Scenario-spesifikke investeringskostnader vil også ha stor betydning for den økonomiske analysen. Det er dette som er den største kostnadsdriveren for prosjektene, og vil samtidig være krevende å estimere. Oppgaven benytter derfor estimerte priser per installert spisseffekt, fra historiske prosjekter. Disse er utarbeidet av Feldmann et al. (2021), gjelder for fastmontert og én-akse solsporing og har en verdi på henholdsvis 0.94 \$/Wp og 1.01 \$/Wp. For to-akse solsporing benyttes anslag fra leverandør av solsporinganlegg, Heliomotion, som anslår en kostnad på £4 000 (Heliomotion, u.å.). Ved å fordele dette per installert spisseffekt fra systemet som evalueres, konvertere til USD og pålegge kostnaden for fastmontert, oppnåes en kostnad på 1.91 \$/Wp. Det er følgelig usikkerhet tilknyttet disse, der en rekke parametere, slik som system-størrelse, modul valg og lokasjon, vil påvirke den virkelige kostnaden. Det fremkommer blant annet fra Feldmann et al. (2021) at de estimerte enhetskostnadene er innhentet fra nytteskala solcelleanlegg, der det

trolig vil forekomme stordriftsfordeler. Dette vil spesielt være gjeldende for én-akse solsporing, der betydningen av stordrift gjør seg gjeldene ved flere moduler per sporingseenhet. Kostnadene ved solsporing vil derfor her fordele seg over større installert spiseeffekt. For fastmonterte strukturer vil det ikke foreligge en tilsvarende fordel, men det vil kunne forekomme eksempelvis kvantumsrabatter ved innkjøp. Den samme usikkerheten, som hos fastmonterte systemer, vil også være gjeldende for to-akse solsporing i denne analysen, da den samme kostnaden benyttes som grunnlag. I tillegg blir det pålagt et estimat for sporingssystem, men her benyttes en totalpris kontra enhetspris. Eventuelle avvik fra dette estimatet kan være frakt eller endringer i material- og arbeiderkostnader. Det er også verdt å merke seg at kostnadene er oppgitt i utenlandsk valuta, mens det i analysen opereres med norske kroner. Fremgangsmåten er derfor sensitiv for endringer i vekslingskurser, som nettopp er i kontinuerlig endring.

I likhet med kostnadene beskrevet ovenfor, vil også inntektene til scenariene ha høy betydning i den økonomiske analysen. Disse fremkommer enten gjennom direkte salg av produsert elektrisitet, eller gjennom besparelser i eget forbruk. I førstnevnte tilfelle vil inntjeningene komme av timesbasert produksjon multiplisert med gjeldende strømpris, mens det i analysen tas utgangspunkt i sistnevnte tilfellet hvor også nettleie blir en faktor. Verdiene for disse to variablene blir derfor viktig, men det forekommer høy usikkerhet tilknyttet disse. For nettleien gjelder årlige fastsatte tariffer, og vil over levetiden til scenariene kunne variere nokså mye. Strømprisene vil derimot ha betydelig høyere usikkerhet, da disse varierer på timesbasis og avhenger både av forbruk og energitilgangen også utenfor Norges grenser. I den økonomiske analysen benyttes fastsatt nettleietariff for 2022, samtidig som det hentes historiske strømpriser fra Nordpool for 2020. Det benyttes dermed en konstant prosentvis økning, tilsvarende inflasjon gitt av konsumerprisindeksen. Det vil derfor være ytterlig usikkerhet i analysen, i tillegg til strømpris og nettleie, gjennom verdi valgt for inflasjon. Heller ikke denne er konstant, og konsumprisindeksen gir også kun et snitt for alle forbruksvarer. Altså er ikke denne spesifikk for energimarkedet, og i hvilken grad disse korrelerer er uvisst.

Det er i denne seksjonen gjennomgått en rekke usikkerheter og feilkilder for parametere og data som benyttes i analysen. Kort oppsummert, anses programmet SAM som pålitelig med hensyn til både tidligere forskning og resultater fra denne oppgaven, gitt drøftede bemerkninger. Det knyttes derimot noe større usikkerhet til parametere som benyttes både i simulering og videre økonomisk analyse, da disse er varierende og system-spesifikke. Disse er likevel hentet fra troverdige kilder, hvor avvik fra reell verdi både vil være små og ha liten påvirkning for totalen i simuleringene. Unntakvis vil avvik i tall som benyttes i den økonomiske analysen ha større innvirkning på resultatene, men det foreligger en høy grad av kompleksitet i bestemmelse av disse og som til dels ikke lar seg gjennomføre over tidsrammen i oppgaven. Dette gjelder eksempelvis strømprisene, hvor det ikke er mulig å forutse eksakte timesverdier om 10-20 år. De forutsetningen som settes i oppgaven vil dermed være av samme troverdighet som andre mulige fremgangsmåter, da det her benyttes historiske tall som er et resultat av det samme komplekse miljøet som evalueres.

5.2 Forsknings spørsmål

Denne oppgaven har som formål å undersøke effekten av, og lønnsomheten ved, bruk av solsporing i Norge. I seksjon 1.2, ble det derfor definert tre forsknings spørsmål for å kunne besvare denne problemstillingen. Disse blir i påfølgende seksjoner drøftet og besvart.

5.2.1 Hvordan kan bruk av solsporing påvirke lønnsomhet og produksjon av elektrisitet for et tenkt PV-anlegg i Norge?

Det fremkommer, både av teori i seksjon 2 og av resultater fra simuleringer, at bruken av solsporings-teknologi vil bidra positivt i produksjonen av elektrisitet i PV-anlegg. For konstellasjonene som benyttes i oppgaven, ser man av figur 10 at én-akse solsporing vil kunne øke årlig energi med mer enn 10% sammenlignet med fastmonterte solceller. Tilsvarende for to-akse solsporing, vil årlig energi fra systemet øke med over 35%. Også fra simuleringer for Alice Springs observeres det en økning i årlig energi ved solsporing, der man for 2009 simulerer henholdsvis 28% og 40% økning for anlegg 5 og 6 sammenlignet med anlegg 14.

Det observeres samtidig i praksis en økt kompleksitet ved solsporing. For anleggene som benyttes til datagrunnlag fra DKASC i Alice Spring, leverer fastmonterte solceller mer energi totalt over perioden 2009-2021 enn både én-akse og to-akse solsporing. Dette er ytterligere diskutert i seksjon 5.1, og er et viktig fenomen å vurdere ved installasjon av solceller.

Det observeres fra den økonomiske analysen, som gitt i figur 11, ulike nåverdier for prosjekter med og uten solsporing. Også gjennom valg for utførelse av solsporing, derunder én-akse og to-akse rotasjon, devierer resultatene betydelig. Totalt sett, gir to-akse solsporing lavest lønnsomhet med en nåverdi på omtrentlig 6 000 kr. Selv om elektrisitetsproduksjonen, og følgelig inntektene, er høyest for dette scenariet, vil installasjonskostnadene tilknyttet et slikt system være avgjørende i lønnsomhetsvurderingen. Én-akse solsporing gir knepent høyest lønnsomhet, med nåverdi på 26 287 kr, omtrentlig 7% høyere enn for fastmonterte solceller, med nåverdi på 24 614 kr. Som tidligere beskrevet, er det derimot mer risiko tilknyttet solsporing og det vil i så måte foreligge en forventning om høyere avkastning ved investering. Denne usikkerheten kvantifiseres ikke i oppgaven, men drøftes kvalitativt.

Totalt sett vil dermed solsporing kunne ha positiv innvirkning på lønnsomheten til et solcelle-anlegg. Dette avhenger blant annet av merkostnader ved installasjon, hvor det i de evaluerte scenariene fremkommer for to-akse solsporing at dette overskrider merverdien som oppnåes. For én-akse solsporing vil derimot merverdien overstige merkostnaden, som gjør dette scenariet mer lønnsomt enn fastmonterte solceller.

5.2.2 Hvilke spesifikke faktorer avgjør egnetheten for bruk av solsporing i Norge?

I oppgaven er det observert flere elementer som er avgjørende for bruk av solsporing, både av teori og gjennom analysen. Dette er blant annet faktorer slik som klima, terreng, benyttet teknologi og ringvirkninger av vinkelendringer, hvor det fremkommer både fysiske begrensninger og påvirkning i ytelsen til solcellene. Klimamessige faktorer vil si innstråling, vær og vind, lufttemperaturer, luftfuktighet, tilsmussing og andre eksterne fenomener som er lokasjonsspesifikke. Disse er også i stor grad viktige ved fastmonterte solceller, men graden av påvirkning fra disse på PV-systemer vil være ulik med og uten solsporing. Det er eksempelvis allerede observert at mengden innsamlet solstråling er høyere ved bruk av solsporing, men at den oppnådde merverdien ikke vil være universell. Dette kommer blant annet av tettheter og vinkler på innstråling, hvor det i figur 1 fremkommer at dette vil variere også innad i Norge, men valg av teknologi, herunder utførelse av solsporing og lignende, vil også ha høy betydning.

Ytterlige klimafaktorer blir også viktige for bruk av solsporing, både på generell basis og for Norge. Temperatur og fuktighet vil eksempelvis påvirke karakteristikken til solcellene, gjeldende også uten solsporing, og i tillegg potensielt bidra til slitasje på sporingseenhetene. I Norge er det som kjent forholdsvis kaldt klima, hvor frost og lave temperaturer om vinteren må hensyntas for sporingmekanismen og prosessoren til solsporing-anlegg, hvor også graden av luftfuktighet innvirker på korrosjon av metaller. Videre vil også vær og vind være gjeldende faktorer ved solsporing, der sistnevnte både kan bidra til økt konvektiv nedkjøling og i ekstreme tilfeller hindre eller ødelegge konstellasjoner gjennom økt vindlast. Dette vil altså si at vinden blåser mot ønsket forflytting av solceller, og forhindrer da dette, eller er av nok kraft til bøye, eller brette, strukturen som solcellene er festet i. Denne strukturen må være bevegelig ved solsporing, og trolig derfor mindre solide enn fastmonterte strukturer, samt at dette øker sjansen for at modulene havner vinkelrett på vindretning, der den resulterende kraften fra vinden blir høyest. Når det gjelder vær vil dette direkte påvirke innstråling gjennom overskying, samtidig som at dette også kan bidra til tilsmussing gjennom eksempelvis snø. Tilsmussing er også gjeldende for vind, der støv og sand kan blåses på modulene. Her vil regn kunne vaske bort tilsmussing, men det kan samtidig være skadelig gjennom økt degradering og erosjon dersom nedbøren er sur. For Norge, som er et langtstrakt land med mye kyst, kan også dårlig vær føre med seg saltvannspartikler på anleggene, som også øker sannsynligheten for, og hastigheten ved, korrosjon.

Det er allerede nevnt tilsmussing, men her forekommer det også andre hensyn som må tas spesifikt for lokasjon. Dette er mengden tilsmussing som vil forekomme, gjerne høyere i tørre klima, og formen av tilsmussing. Dette referer altså også i stor grad til klima, og geografi, basert på hvilke partikler som det er høyest forekomst av og dens egenskaper. Dette må eksempelvis vurderes i henhold til størrelse og klebrighet, samt værforhold som vind og regn som henholdsvis øker og reduserer tilsmussing. Det kan også være andre kilder til tilsmussing, slik som avføring fra dyr og vegetasjon, som bør hensyntas. Dette er likevel faktorer som påvirker alle former for solcelle-anlegg, der det for solsporing må vurderes omkring tilsmussing ved vinkelendringer. Dette kan altså bidra positivt til å redusere tilsmussing, ved at modulene tidvis innehar en helning som er gunstig for at partikler faller av. I analysen er det benyttet

verktøy som skal estimere snø-tap for solcelle-systemene i Oslo, og det er av figur 10 observert at dette er lavere ved to-akse solsporing. Her vil altså snø som legger seg på modulene lettere falle av, samtidig som at også innstråling, og resulterende varme, er høyere. For én-akse er det i angitte scenarier høyere tap for tilsmussing av snø enn for fastmonterte strukturer, men det er her verdt å merke seg at sistnevnte er plassert med helning tilsvarende breddegrad og det for én-akse solsporing forekommer en rotasjonsgrense på 45 grader. Dette vil altså si at helningen for fastmonterte solceller i dette tilfellet er 60 grader, mens én-akse solsporing ikke vil gjøre større utslag enn 45 grader fra zenith-aksen. I samme figur fremkommer også tap av refleksjon, som i likhet med snø-tap er avhengig av modulenes helning. Dette kommer av glassbeskyttelsen over solcellen, hvor det i dette tilfellet vil være lavere tap for én-akse kontra fastmonterte solceller, og lavest ved to-akse solsporing. Ved å minimere avvik til vinkelrett innstråling, gjennom solsporing, oppnår man dermed bedre ytelse fra solcelle-systemer, og vinkeloptimalisering er dermed en faktor som bidrar i favør solsporing gjennom flere fenomener.

Samtidig som at det observeres flere positive resultater av økt innstråling på solceller, vil det også forekomme negative fenomener. Selv om det her blir produsert mer energi, vil det også avsettes mer varme i solcellene fra deler av lysspekteret som ikke lar seg utnytte av valgt teknologi. Dette øker risikoen for varmpunkt, hvor dette, selv om denne varmen egenhendig ikke er tilstrekkelig, vil redusere ytterlig mengde som kreves. Økt solinnstråling vil i tillegg også øke graden av fotosensitiv degradering i solceller, gjennom økt eksponering. Det observeres også av figur 10 at tap ved virkningsgrad til omformer er høyest for to-akse solsporing, og identisk for andre angitte scenarier, der dette dermed trolig forekommer av at energien her er høyere og med høyere avvik fra optimale forhold.

5.2.3 Hvilke faktorer vil være avgjørende for å oppnå høyere lønnsomhet ved solsporing kontra fastmonterte solceller?

Det er observert i oppgaven at lønnsomheten ved solsporing i stor grad avhenger av installasjonskostnader og inntjening. Eksempelvis rangerer i denne oppgaven én-akse solsporing best med hensyn til lønnsomhet, mens to-akse solsporing rangerer dårligst. Dette til tross for betydelig høyere energiproduksjon hos sistnevnte, da merkostnadene her er over 65% høyere enn for én-akse solsporing. En kostnadsreduksjon i solsporings-teknologi vil derfor øke lønnsomheten for slike anlegg. Dette observeres også i sensitivitetsanalysen for oppgaven, der det for grafen i figur 13b plottes nåverdier for scenariene mot en prosentvis kostnadsreduksjon ved installasjon av to-akse solsporing. Denne grafen er lineær, og det fremkommer at lønnsomheten ved to-akse solsporing overgår én-akse- og fastmontert-system ved en nedgang i installasjonskostnader på omtrentlig 25%. Dette tilsvarer en reduksjon, fra originale 1.91 \$/Wp, til ca. 1.43 \$/Wp, som fortsatt er en betydelig mye større differanse til installasjonskostnader ved én-akse solsporing enn mellom sistnevnte og fastmonterte solceller. Det er allerede diskutert omkring usikkerheter ved de benyttede installasjonskostnadene, da disse vil variere mellom prosjekter basert på en rekke parametere og eventuelle forhandlinger. Det utføres også en tilsvarende sensitivitetsanalyse for kostnadsøkninger i én-akse solsporing, gitt i figur 13a, hvor det ved rundt 45% oppgang også

vil være mer lønnsomt ved to-akse solsporing. Her har altså kostnaden økt til 1.46 \$/Wp, der det av lineære sammenhenger vil kunne forventes at en tilsvarende økning for fastmonterte solceller vil gi samme resultat. Gitt usikkerheten og variansen ved disse kostnadene, kan realiteten ligge et sted imellom disse. Altså kan potensielt kostnader for én-akse solsporing og fastmonterte solceller være noe høyere, samt noe lavere ved to-akse solsporing, slik at det totalt sett vil være mer lønnsomt ved sistnevnte. Ved endring av flere installasjonskostnader vil det dermed ikke kreves en like høy prosentvis endring for å snu om på rangeringer.

Når det gjelder inntjening, er dette direkte relatert til strømpris og nettleie. Dersom disse øker, vil verdien av merproduksjon stige og gjøre solsporing mer lønnsomt. Som nevnt i seksjon 1, beveger verden seg stadig mot mere bærekraftige og miljøvennlige energiløsninger. Dette vil i praksis si at tradisjonell energiproduksjon, slik som fra kullkraftverk, etterhvert vil fases ut, og redusere tilgangen til elektrisitet og dermed øke strømprisene. Også på kort sikt kan disse tradisjonelle kildene være sårbare mot mangel på fossile brensler, hvor de største produsentene gjerne er land i konfliktfylte områder. Det er dermed ikke urimelig å spekulere i om økningene i strømpriser vil bli høyere enn det som antas i analysen, hvor det forutsettes en konstant årlig økning på 3.7%. Resultatet vil i så fall bli at verdien på produsert elektrisitet øker, slik at lønnsomheten ved solsporing øker. Sensitivitetsanalysen for økning i strømpriser viser også hvordan dette vil påvirke lønnsomheten, både generelt for solceller og ved solsporing. Det fremkommer, i figur 12, en eksponentiell sammenheng mellom nåverdien, for scenariene som undersøkes, og årlig økning i strømpriser, hvor det ved 8% vil være mest lønnsomt ved to-akse solsporing. Denne økningen er kalkulert inn basert på årlige verdier, altså etter at timesverdier for årsproduksjon og strømpriser er multiplisert og summert sammen. Analysen følger dermed prisvariasjoner som fremkom i 2020, og fastsetter tilsvarende variasjon i fremtidige år. Selv om økningene som fremkommer i sensitivitetsanalysen fremstår som nokså høye, er det av teoridelen gitt en økning i reelle årlige gjennomsnittspriser mellom 2020 og 2021 på 243%. Dette er en økning fra 21 øre per kilowatttime til 72 øre. Dette er trolig en uvanlig høy økning, der det mellom 2019 og 2020 ble observert en nedgang i strømpriser, men ettersom at dette oppgis i ører vil en tilsynelatende ganske lav monetær økning gi store utslag prosentvis sammenlignet med det som observeres av konsumerprisindeksen. Til tross for at dette er en økning, i analysen, som fastsettes for alle 25 år, vil anslagsvis en 8% årlig økning resultere i en strømpris til rundt 2 kr per kilowatttime i siste år, da analysen tar utgangspunkt i tall fra 2020.

5.3 Funn

Funnene i denne oppgaven viser til en økning i årlig energiutbytte fra PV-anlegg ved bruk av solsporings-teknologi. Som gitt i foregående seksjon, 5.2, kan man i Oslo øke årlig produksjon av elektrisitet for et system med omtrentlig 10% og 35% for henholdsvis én-akse og to-akse solsporing, gitt oppgavens valg av konstellasjon. Det kan i realiteten også eksistere andre oppsett som gir en høyere økning i årlig energi, hvor det foreligger en rekke valg av teknikker for solsporing gitt av figur 3. Det observeres også at økningen i årlig energi er prosentvis høyere ved simuleringer for Alice Springs, til tross for tilsvarende oppsett som for Oslo. Det forekommer selvsagt enkelte

avvik i oppsett, som gitt av lokasjonsspesifikke betingelser, men det gis i alle tilfeller en økning som er variabel mellom anlegg. For én-akse solsporing i Alice Springs vil økningen i årlig energi være omtrentlig 28%, som er 2.8 ganger høyere enn man observerer for Oslo og dette kan derfor ikke utelukkende tillegges avvikene i oppsett. Det vil altså si at parametere som tilgjengelig solressurs og albedo, som er spesifikke for lokasjon, også vil påvirke verdien av solsporing.

Gjennom teori og analyse er det også identifisert en rekke faktorer som er gjeldende ved solsporing. Disse er allerede i stor grad drøftet, men for å oppsummere gjelder dette klima- og miljøforutsetninger, herunder også terreng, degradering, tilsmussing og albedo, teknologi og ringvirkninger av vinkelendringer. Dette er alle faktorer som vil påvirke merverdier i energiutbytte, samt endre forutsetninger for optimale løsninger, ved solsporing. I tillegg til at solsporing vil øke energiutbyttet, forekommer også fordeler i form av motvirkning til tilsmussing og reduksjon av refleksjon i glass. Samtidig må det også hensyntas at økt eksponering til sollys vil kunne bidra til raskere degradering, og økte temperaturer i solcellene. Det identifiseres også økonomiske faktorer som er avgjørende i lønnsomhetsberegninger, og oppgaven finner at det, til tross for høyere energiutbytte ved solsporing, er forbundet betydelig høyere installasjonskostnader. Dette er mest gjeldende for to-akse solsporing, da det for én-akse solsporing er en betydelig mindre kostnadsøkning. Det er dette som er den største kostnadsdriveren i de angitte scenariene, og dermed resulterer i at to-akse solsporing rangerer lavest ved nåverdianalyse. Samtidig rangerer én-akse solsporing høyest, der merverdien blir høyere enn merkostnadene. Det viser seg derfor at det eksisterer en avveining mellom installasjonskostnader og energiutbytte, hvor verdien av sistnevnte er direkte knyttet til strømprisen. Denne blir dermed også svært viktig for lønnsomheten ved solsporing, men er samtidig vanskelig å modellere for fremtidige år av sin variabilitet. Ved å benytte historiske verdier forventes det at disse variasjonene gjør seg gjeldende i analysen, hvorav tradisjonelle trender, slik som pristopper for ettermiddager og om vinteren, fremkommer.

Det er også i løpet av oppgaven drøftet rundt solsporing i praksis, basert på erfaringer med data fra DKASC i Alice Springs. Det fremkommer her kostbare systemfeil, som direkte har resultert i et høyere energiutbytte ved fastmonterte solceller over perioden 2009-2021. Dette vurderes derfor som den økte usikkerheten som går hånd i hånd med høyere kompleksitet forbundet ved solsporing, men her er også alderen på anleggene i Alice Springs et viktig argument for fremtidig bruk av denne type teknologi. Disse ble installert på høsten i 2008, noe som i skrivende stund nærmer seg 14 år siden. Det kan forventes at fremskritt er gjort siden denne gang, og dermed at dagens solsporingsteknologi er mer pålitelig. Dette gjelder både for de mekaniske delene og datasystemene som styrer solsporingen, hvor det stadig gjøres fremskritt innen materialvitenskap og at prosessorkapasiteten hos datamaskiner sies å dobles omtrentlig hver 18. måned. I tillegg, både grunnet DKASC ikke-profitertende natur og at benyttede sporingseenheter ikke er tilgjengelig hos forhandler få år etter oppsett, er det fornuftig å anta at benyttet teknologi ikke er toppmoderne ved installasjonsdato. Dette vil altså si at teknologien trolig ikke er representativt for "state of art", selv i 2008. Spekulativt, kan enhetene i realiteten være over 20 år gamle, teknologisk sett, i skrivende stund. Dette vil i så fall ytterligere styrke forventningene om at

dagens solsporings-teknologi vil være mer pålitelige, og at usikkerheten knyttet til fremtidige prosjekter vil være betydelig lavere enn det som kvalitativt observeres ved DKASC i Alice Springs.

6 Konklusjon

I denne seksjonen blir resultatene fra drøftingen kortfattet presentert, og det trekkes en konklusjon for oppgaven. Det blir også, fra dette, gjort en vurdering på emner for videre forskning, som vil bygge videre på denne oppgaven.

For å etablere et overordnet perspektiv på solsporing for solceller, er det i oppgaven gjort betraktninger ved dets påvirkning på elektrisitetsproduksjon og lønnsomhet. Det fremkommer at ved alle normaltilfeller, hvor teknologi fungerer i henhold til sitt konsept, at solsporing øker energiutbytte for et solcelle-system. Dette er gitt av både teori og gjennom utførte simuleringer i oppgaven, hvor to-akse solsporing gir høyest utbytte etterfulgt av henholdsvis én-akse solsporing og fastmonterte solceller. Fra simuleringer i oppgaven observeres det her at økningen i energiutbytte for én-akse og to-akse solsporing, i sammenligning med fastmonterte solceller, er henholdsvis omtrentlig 10% og 35%. Det er gitt at dette vil være spesifikt for de forutsetninger som blir benyttet i analysen, der andre anlegg vil oppnå et annet resultat. Eksempelvis er det observert henholdsvis 28% og 40% økning for én-akse og to-akse solsporing i Alice Springs, sammenlignet med tilsvarende fastmonterte solceller. Økningen i energiutbytte gjør seg også gjeldende i lønnsomhetsvurderingen, der dette relaterer seg til en økende inntjening. Samtidig er det også knyttet høyere kostnader til solsporing, herunder spesielt for to-akse systemer. Totalt sett vurderes dermed lønnsomheten ved én-akse solsporing til høyest, deretter fulgt av henholdsvis fastmonterte solceller og to-akse solsporing.

Selve kjernen i oppgaven er å identifisere faktorer som er avgjørende ved bruk av solsporing, både gjennom teori og praktiske erfaringer fra simuleringer og beregninger. Forrige avsnitt tar for seg blant annet lønnsomhet ved solsporing, og oppgaven identifiserer hovedsaklig to faktorer som påvirker analysen. Dette er gjeldende for kostnader og inntjening, hvor de avgjørende parameterene er henholdsvis installasjonskostnader og strømpriser. Det er her drøftet rundt usikkerheter ved estimatene som benyttes, og gjennom sensitivitetsanalyser observeres det at en kostnadsreduksjon ved installasjon av et to-akse solsporingssystem tilsvarende 25% vil gjøre lønnsomheten her høyest. En tilsvarende økning lik 45% ved én-akse solsporing vil også endre rangeringen av lønnsomhet, og plassere dette scenariet nederst. I praksis vil det også forekomme scenarier mellom disse, med samtidige økninger og reduksjoner, som i sum vil kreve mindre prosentvise endringer for å omrangere alternativene, hvor det også foreligger usikkerhet ved installasjonskostnader for fastmonterte solceller. Når det gjelder strømpriser viser sensitivitetsanalysen at nåverdiene til scenariene er eksponentielt avhengig av den årlige prosentvise endringen i strømprisen. Det er her gitt at en økning i strømprisene tilsvarende 8% årlig, over levetiden til scenariene, vil rangere to-akse solsporing som mest lønnsomt, etterfulgt av én-akse solsporing og fastmonterte solceller. Selv om dette fremstår som en nokså høy årlig økning, er det i oppgaven også presentert reelle økninger i strømpriser hvor det mellom 2020 og 2021 økte med 243%. Denne er vurdert til å være unormalt høy, men illustrerer hvordan prisene kan fluktuere og dermed hvilken stor betydning dette vil ha for lønnsomheten både for scenariene og for solceller generelt.

Det er også identifisert en rekke andre faktorer for solsporing i oppgaven, fra et mer teknisk perspektiv og som i stor grad vil avgjøre egnetheten for slik teknologi ved gitte lokasjoner. Dette er klima, terreng, benyttet teknologi og ringvirkninger av vinkelendringer, hvor det videre er identifisert ytterligere faktorer for disse. For klima vil dette være faktorer slik som tilgang til solressurs, vær og vind, temperatur og luftfuktighet, og tilsmussing. Terreng vil videre gi begrensinger for solcelle-systemer, både fysisk og gjennom skygging, der også benyttet teknologi vil være utslagsgivende for energiutbytte ved solsporing. Sammen med klimamessige faktorer vil ringvirkninger av vinkelendringer være av høyest betydning for solsporing. Her forekommer det faktorer som bidrar både positivt og negativt, deriblant graden av tilsmussing og degradering, samt økt varmeavsetning i solcellene gjennom mer innstrålt effekt. Alle disse faktorene vil påvirke solcellenes evne til å produsere elektrisitet og samtidig variere av lokasjon og solsporing. For prosjektering av solcelle-anlegg i Norge må derfor disse faktorene hensyntas, hvor det også foreligger ulike forutsetninger omkring i landet. Benyttet teknologi og terreng vil i stor grad være vanskelig å vurdere på generelt grunnlag for Norge, da disse vil være prosjektspesifikke med en utallig scenarier. Gjeldende klima og konsekvenser ved vinkelendringer kan det gjøres mer generelle betraktninger, hvor Norge i stor grad kan sies å ha et nordisk klima. Dette betyr lavere temperaturer, luftfuktighet og innstråling enn for sørligere breddegrader og mindre sand og partikler til tilsmussing. Her vil det naturlig nok forekomme variasjoner omkring i Norge, men med å ta utgangspunkt i Oslo, slik som i analysen, vil man også kunne ha forventinger om at mengden regn og vind vil være lavere enn ved kyststeder og at innstråling er høyere enn for nordligere strøk. Resultatet av dette er lavere risiko for skader av vind og varmeknuter fra overoppheting, men at det samtidig er mindre utbytte for reduksjon av tilsmussing av solsporing. Unntaksvis forekommer det snø om vinteren, hvor solsporing raskere kvitter seg med dette, men dette er samtidig i en periode med redusert innstråling og energiutbyttet uansett ikke vil være spesielt høyt.

Det observeres samtidig i oppgaven, ved erfaringer med faktiske data fra reelle anlegg ved DKASC i Alice Springs, at solsporing øker kompleksiteten, og følgelig usikkerheten, ved PV-systemer. Fra DKASC i Alice Springs benyttes tre anlegg, fastmonterte solceller, én-akse og to-akse solsporing, hvor det for perioden 2009-2021 leveres mer akkumulert energi fra førstenevnte anlegg. Av figur 6, har det oppstått feil ved solsporingssystemene som forklarer dette. Til tross for den økte usikkerheten, og risikoen for feil, som observeres, er det samtidig verdt å merke seg at dette er eldre anlegg. Systemene ble oppsatt i 2008, hvor det også spekuleres i om sporingssystemene er av en enda eldre årgang. Det antas derfor at i fremtidige anlegg vil foreligge en høyere grad av pålitelighet i solsporingssystemene.

Konklusjonen fra oppgaven blir dermed at det foreligger en rekke faktorer som må hensyntas i prosjektering av solcelle-systemer ved valg om bruk av solsporing, deriblant klimamessige forutsetninger, herunder innstråling, vær og vind, temperatur og luftfuktighet, tilsmussing, og hvordan vinkelendringer øker eller reduserer eksponering til disse, eksempelvis gjennom økt degradering. Her må også usikkerheten fra økt kompleksitet vurderes, som observerte sammenbrudd ved reelle anlegg, både teknisk og økonomisk. Det er herunder også gitt usikkerhet

rundt investeringskostnader og verdi av produsert elektrisitet, som i stor grad vil påvirke lønnsomhet ved solsporing kontra fastmonterte solceller.

6.1 Videre forskning

Videre forskning innen solsporing, som skal bygge videre på denne oppgaven, kan eksempelvis basere seg på å undersøke usikkerheten nærmere. Det er i løpet av seksjon 5, i flere avsnitt, drøftet rundt usikkerheten forbundet med økt kompleksitet ved solsporing, men dette diskuteres kun kvalitativt. Det kunne dermed være interessant å gjennomføre en kvantitativ studie innen dette temaet, hvor det kan sees på hyppighet av feil for et utvalg reelle anlegg.

Det finnes også usikkerhet omkring parametere som benyttes i simuleringer, da disse vil variere mellom systemer og moduler. Ytterlig forskning på hvordan solsporing påvirker disse variablene kan dermed være interessant, eksempelvis for hvordan økt lyseksposering gjennom solsporing vil påvirke degraderingen for en solcelle.

Referanser

- Albuquerque, D., Nascimento, B., Lima, M. and Sousa, P. (2015), *Backtracking Algorithm for Single-Axis Solar Trackers installed in a sloping field*. *International Journal of Engineering Research and Applications*, 5(12): 100-103. Tilgjengelig fra: https://www.researchgate.net/publication/292145284_Backtracking_Algorithm_for_Single-Axis_Solar_Trackers_installed_in_a_sloping_field (lest 11.05.2022).
- Danske Bank (u.å.), *Valutakalkulator*. Tilgjengelig fra: <https://danskebank.no/privat/verktoey/kalkulatorer/valuta> (lest 07.04.2022).
- Deline, C., Pelaez, S., MacAlpine, S. and Olalla, C. (2019), *Bifacial PV System Mismatch Loss Estimation and Parameterization*. Tilgjengelig fra: <https://www.nrel.gov/docs/fy20osti/73541.pdf> (lest 31.03.2022).
- Deng, S., Zhang, Z., Ju, C., Dong, J., Xia, Z., Yan, X., Xu, X. and Xing, G. (2017), *Research on hot spot risk for high-efficiency solar module*. *Energy Procedia*, 130 (1): 77-86. Tilgjengelig fra: <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.09.399> (lest 06.05.2022).
- Dhass, A., Beemkumar, N., Harikrishnan, S. and Ali, H. (2022), *A Review on Factors Influencing the Mismatch Losses in Solar Photovoltaic System*. *International Journal of Photoenergy*, 2022. Tilgjengelig fra: <https://doi.org/10.1155/2022/2986004> (lest 06.05.2022).
- DKA (2022), *Data Download*. Tilgjengelig fra: <http://dkasolarcentre.com.au/download?location=alice-springs> (lest 06.04.2022).
- DKA (u.å.), *DKASC, Alice Springs*. Tilgjengelig fra: <http://dkasolarcentre.com.au/locations/alice-springs> (lest 02.02.2022).
- Dubey, S., Sarvaiya, J. and Seshadri, B. (2013), *Temperature Dependent Photovoltaic (PV) Efficiency and Its Effect on PV Production in the World – A Review*. *Energy Procedia*, 33 (1): 311-321. Tilgjengelig fra: <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2013.05.072> (lest 07.05.2022).
- Elvia (u.å.), *Nettleiepriser for privatkunder i Oslo og Viken*. Tilgjengelig fra: <https://www.elvia.no/nettleie/alt-om-nettleie/nettleiepriser-for-privatkunder-i-oslo-og-viken/> (lest 15.03.2022).
- EMBER (2021), *Global Electricity Review 2021*. Tilgjengelig fra: <https://ember-climate.org/project/global-electricity-review-2021/> (lest 03.02.2022).
- Energi Norge (2021), *Rekordhøy andel fornybar energibruk i Norge*. Tilgjengelig fra: <https://www.energinorge.no/nyheter/2021/rekordhoy-andel-fornybar-energibruk-i-norge/> (lest 05.05.2022).
- Enova (2022), *Solcelleanlegg*. Tilgjengelig fra: https://www.enova.no/privat/alle-energitiltak/solenergi/solcelleanlegg/?gclid=CjwKCAiA9tyQBhAIEiwA6tdCrLA-6neGuOE-ojSNPR07eDIjbul5qDcPNTCZIWMBbw05JRzev0sRRR0CcJAQAvD_BwE (lest 14.03.2022).

- Feldman, D., Ramasamy, V. and Margolis, R. (2021), *U.S. Solar Photovoltaic BESS System Cost Benchmark Q1 2020 Report*. National Renewable Energy Laboratory. 10.7799/1762492.
- Freeman, J., Whitmore, J., Kaffine, L., Blair, N. and Dobos, A. (2013), *System Advisor Model: Flat Plate Photovoltaic Performance Modeling Validation Report*. Tilgjengelig fra: <https://www.nrel.gov/docs/fy14osti/60204.pdf> (lest 16.03.2022).
- Freeman, J., Whitmore, J., Kaffine, L., Blair, N. and Dobos, A. (2014), *Validation of Multiple Tools for Flat Plate Photovoltaic Modeling Against Measured Data*. Tilgjengelig fra: <https://www.nrel.gov/docs/fy14osti/61497.pdf> (lest 16.03.2022).
- Gaiddon, B., Kaan, H. and Munro, D. (2009), *Photovoltaics in the Urban Environment: Lessons Learnt from Large-scale Projects*. 1. utg. London: Earthscan.
- Gong, A. (2021a), *Understanding PV System Losses, Part 1: Nameplate, Mismatch, and LID Losses*. Tilgjengelig fra: <https://www.aurorasolar.com/blog/understanding-pv-system-losses-part-1/> (lest 12.04.2022).
- Gong, A. (2021b), *Understanding PV System Losses, Part 3: Soiling, Snow, System Degradation*. Tilgjengelig fra: <https://www.aurorasolar.com/blog/understanding-pv-system-losses-part-3-soiling-snow-system-degradation/> (lest 20.04.2022).
- Goward, S. (2005), *Albedo and Reflectivity*. I: Oliver J.E. (eds) *Encyclopedia of World Climatology*. *Encyclopedia of Earth Sciences Series*. Springer, Dordrecht. https://doi.org/10.1007/1-4020-3266-8_8.
- Gul, M., Kotak, Y., Muneer, T. and Ivanova, S. (2018), *Enhancement of Albedo for Solar Energy Gain with Particular Emphasis on Overcast Skies*. *Energies*, 11(11): 2881. Tilgjengelig fra: <https://doi.org/10.3390/en11112881> (lest 08.05.2022).
- Heliomotion (u.å.), *Contact Us*. Tilgjengelig fra: <https://heliomotion.com/about-us/contact/> (lest 07.04.2022).
- Holmgren, W., Hansen, C., Stein, J. and Mikofski, M. (2018a), *pvlb python: a python package for modeling solar energy systems*. *Journal of Open Source Software*, 3(29): 884. Tilgjengelig fra: <https://doi.org/10.21105/joss.00884> (lest 08.05.2022).
- Holmgren, W., Hansen, C., Stein, J. and Mikofski, M. (2018b), *Review of open source tools for PV modeling*. Tilgjengelig fra: <https://doi.org/10.1109/PVSC.2018.8548231> (lest 08.05.2022).
- Jordan, C. and Kurtz, S. (2012), *Photovoltaic Degradation Rates: An Analytical Review*. Tilgjengelig fra: <https://www.nrel.gov/docs/fy12osti/51664.pdf> (lest 14.03.2022).
- Kalogirou, S. (2009), *Solar Energy Engineering: Processes and Systems*. 1. utg. Camebridge: Academic Press.
- Kaltschmitt, M., Streicher, W. and Wiese, A. (2007), *Renewable Energy: Technology, Economics and Environment*. 1. utg. Berlin: Springer.

- Kennedy, R. (2021), *How long do residential solar inverters last?* Tilgjengelig fra: <https://pv-magazine-usa.com/2021/09/15/how-long-do-residential-solar-inverters-last/#:~:text=EnergySage%20said%20that%20a%20typical,to%20extend%20to%2020%20years.> (lest 15.03.2022).
- Lugo-Laguna, D., Arcos-Vargas, A. and Nuñez-Hernandez, F. (2021), *A European Assessment of the Solar Energy Cost: Key Factors and Optimal Technology*. *Sustainability*, 13(6): 3238-3263. Tilgjengelig fra: <https://doi.org/10.3390/su13063238> (lest 11.05.2022).
- Maghami, M., Hizam, H., Gomes, C., Radzi, M., Rezadad, M. and Hajighorbani, S. (2016), *Power loss due to soiling on solar panel: A review*. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 59 (1): 1307-1316. Tilgjengelig fra: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.01.044> (lest 07.05.2022).
- Marion, W. and Dobos, A. (2013), *Rotation Angle for the Optimum Tracking of One-Axis Trackers*. Rapport fra National Renewable Energy Laboratory 07/2013. Tilgjengelig fra: <https://www.nrel.gov/docs/fy13osti/58891.pdf> (lest 05.05.2022).
- Marion, W. and Urban, K. (1995), *User's Manual for TMY2s (Typical Meteorological Years) - Derived from the 1961-1990 National Solar Radiation Data Base*. Rapport fra National Renewable Energy Lab. (NREL), Golden, CO (United States) 01/06/1995. Tilgjengelig fra: <https://www.osti.gov/biblio/87130> (lest 01.02.2022).
- Masters, G. (2004), *Renewable and Efficient Electric Power Systems*. 1. utg. New Jersey: John Wiley Sons Inc.
- Mayer, J., Philipps, S., Hussein, N., Schlegl, T. and Snekiel, C. (2015), *Current and Future Cost of Photovoltaics*. Rapport fra Fraunhofer Institute of Solar Energy Systems 02/2015. Tilgjengelig fra: https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/AgoraEnergiewende_Current_and_Future_Cost_of_PV_Feb2015_web.pdf (lest 04.05.2022).
- Mazumdar, S., Zhao, Y. and Zhang, X. (2021), *Stability of Perovskite Solar Cells: Degradation Mechanisms and Remedies*. *Frontiers in Electronics*, 2:712785. doi: 10.3389/felec.2021.712785.
- McBride, A. (2021), *Comprehensive Guide to Solar Panel Types*. Tilgjengelig fra: <https://www.aurorasolar.com/blog/solar-panel-types-guide/> (lest 14.01.2022).
- Meld. St. 13 (2020-2021), *Klimaplan for 2021–2030*. Oslo: Klima- og Miljødepartementet. Tilgjengelig fra: <https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/meld.-st.-13-20202021/id2827405/?ch=1> (lest 03.02.2022).
- Mydland, , Kumbhakar, S., Lien, G., Amundsveen, R. and Kvile, H. (2020), *Economies of scope and scale in the Norwegian electricity industry*. *Economic Modelling*, 88: 39-46. Tilgjengelig fra: <https://doi.org/10.1016/j.econmod.2019.09.008> (lest 11.05.2022).
- NightHawkInLight (2018), *DIY Solar Tracking System Inspired by NASA (Parker Solar Probe)*. 16. november. Tilgjengelig fra: https://www.youtube.com/watch?v=wL9PcGu_xrA&ab_channel=NightHawkInLight (lest 18.03.2022).

- Nord Pool (u.å.), *About us*. Tilgjengelig fra: <https://www.nordpoolgroup.com/About-us/> (lest 15.03.2022).
- NordPool (2022), *Day-ahead prices*. Tilgjengelig fra: <https://www.nordpoolgroup.com/en/Market-data1/Dayahead/Area-Prices/ALL1/Hourly/?view=table> (lest 18.02.2022).
- NREL (2020), *SAM Help: Weather File Formats*. Tilgjengelig fra: https://sam.nrel.gov/images/web_page_files/sam-help-2020-2-29-r2_weather_file_formats.pdf (lest 30.03.2022).
- NREL (2021), *System Advisor Model (SAM)*. (Versjon SAM 2021.12.02 Revision 1, SSC 268). Programvare. Tilgjengelig fra: <https://sam.nrel.gov/> (lest 01.02.2022).
- NREL (u.å.a), *About*. Tilgjengelig fra: <https://sam.nrel.gov/about-sam.html> (lest 08.05.2022).
- NREL (u.å.b), *PV Case Studies and Validation*. Tilgjengelig fra: <https://sam.nrel.gov/photovoltaic/pv-validation.html> (lest 16.03.2022).
- NVE (2022a), *Fastsettelse av retningslinjer for drift av transmisjonsnettet for elektrisk kraft (System Operation Guidelines (SOGL))*. Tilgjengelig fra: <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/regulering/internasjonalt-arbeid/europeisk-regelverksutvikling/europeiske-nettkoder-og-retningslinjer/fastsettelse-av-retningslinjer-for-drift-av-transmisjonsnettet-for-elektrisk-kraft-system-operation-guidelines-sogl/> (lest 16.05.2022).
- NVE (2022b), *Hvor kommer strømmen fra?* Tilgjengelig fra: <https://www.nve.no/energi/energisystem/kraftproduksjon/hvor-kommer-strommen-fra/> (lest 05.05.2022).
- Oslo Kommune (u.å.), *Solcelletilskuddet*. Tilgjengelig fra: <https://klimatilskudd.no/solcelletilskuddet> (lest 14.03.2022).
- Pearsall, N. (2017), *The Performance of Photovoltaic (PV) Systems: Modelling, Measurement and Assessment*. 1. utg. Sawston: Woodhead Publishing. Tilgjengelig fra: <https://doi.org/10.1016/C2014-0-02701-3>.
- Penizzotto, F., Pringles, R. and Olsina, F. (2019), *Real Options Valuation of Photovoltaic Power Investments in Existing Buildings*. Tilgjengelig fra: https://www.researchgate.net/publication/336185276_Real_options_valuation_of_photovoltaic_power_investments_in_existing_buildings (lest 11.03.2022).
- Pigueiras, E., Narvarte, L. and Munoz, J. (2011), *Tracking and back-tracking. Progress in Photovoltaics : Research and Applications*, 19: 747-753. Tilgjengelig fra: https://www.researchgate.net/publication/258256920_Tracking_and_back-tracking (lest 11.05.2022).
- Prinsloo, G. and Dobson, R. (2015), *Solar Tracking*. Stellenbosch: SolarBooks.

- Rindal, L. and Salvesen, F. (2008), *Solenergi for varmeformål – snart lønnsomt?* Rapport fra Norges vassdrags- og energidirektorat 12/2008. Tilgjengelig fra: https://publikasjoner.nve.no/oppdragsrapportA/2008/oppdragsrapportA2008_10.pdf (lest 05.05.2022).
- Ritchie, H. and Roser, M. (2020), *Energy Mix*. Tilgjengelig fra: <https://ourworldindata.org/energy-mix> (lest 05.05.2022).
- Schröer, C., Kruse, F. and Gómez, J. (2021), *A Systematic Literature Review on Applying CRISP-DM Process Model*. *Procedia Computer Science*, 18(1): 526-534. Tilgjengelig fra: <https://doi.org/10.1016/j.procs.2021.01.199> (lest 09.05.2022).
- Skaar, J. (2020), *Albedo*. Tilgjengelig fra: <https://snl.no/albedo> (lest 18.03.2022).
- SMA Solar Technology AG (u.å.), *SUNNY MINI CENTRAL 4600A/5000A/6000A*. Tilgjengelig fra: <https://www.solaris-shop.com/content/500A%20Specs.pdf> (lest 02.02.2022).
- Solcast (2022), *Solar Irradiance Data*. Tilgjengelig fra: <https://solcast.com> (lest 16.02.2022).
- Solcast (u.å.a), *Inputs and algorithms: How we estimate and use satellite, aerosol and weather sources to make our data*. Tilgjengelig fra: <https://solcast.com/historical-and-tmy/inputs-and-algorithms/> (lest 16.02.2022).
- Solcast (u.å.b), *Validation and accuracy: Bias and error validation of Solcast data against surface measurements*. Tilgjengelig fra: https://solcast.com/historical-and-tmy/validation-and-accuracy/?&_ga=2.58682723.832289320.1645005871-741101670.1644837186#validation-tool (lest 16.02.2022).
- Sparebank 1 SMN (u.å.), *Hvordan fungerer lån til kjøp av solcelleanlegg fra NTE?* Tilgjengelig fra: <https://www.sparebank1.no/nb/smn/privat/kundeservice/lan/hvordan-fungerer-solcellelaanet.html> (lest 15.03.2022).
- Spångmyr, M. (2010), *Global effects of albedo change due to urbanization*. Bacheloroppgave. Lund: Lund University. Tilgjengelig fra: <https://lup.lub.lu.se/luur/download?func=downloadFile&recordId=1856904&fileId=1856935#:~:text=It%20is%20further%20proposed%20that,sub%2D%20urban%20areas%2C%20respectively.> (lest 31.03.2022).
- SSB (2022), *Konsumprisindeksen*. Tilgjengelig fra: <https://www.ssb.no/priser-og-prisindekser/konsumpriser/statistikk/konsumprisindeksen> (lest 14.03.2022).
- SSB (u.å.), *Elektrisitetstpriser*. Tilgjengelig fra: <https://www.ssb.no/statbank/table/09007/tableViewLayout1/> (lest 10.05.2022).
- Stapleton, G. and Neill, S. (2012), *Grid-connected Solar Electric System: The Earthscan Expert Handbook for Planning, Design and Installation*. 1. utg. New York: Earthscan.
- Thomas, R., Grainger, T., Gething, B. and Keys, M. (1999), *Photovoltaics in Buildings: A Design Guide*. Rapport fra Department of Trade and Industry 03/1999. Tilgjengelig fra: <https://www.yumpu.com/en/document/view/19763383/photovoltaics-in-buildings-a-design-guide-dti-home-page> (lest 04.05.2022).

Turgeon, A. and Morse, E. (2012), *Sun*. Tilgjengelig fra: <https://www.nationalgeographic.org/encyclopedia/sun/> (lest 05.05.2022).

Willmott, C. and Matsuura, K. (2005), *Advantages of the mean absolute error (MAE) over the root mean square error (RMSE) in assessing average model performance*. *Climate Research*, 30 (1): 79-82. doi: 10.3354/cr030079. Tilgjengelig fra: <https://www.int-res.com/abstracts/cr/v30/n1/p79-82>.

World Nuclear Association (2021), *The Cosmic Origins of Uranium*. Tilgjengelig fra: <https://world-nuclear.org/information-library/nuclear-fuel-cycle/uranium-resources/the-cosmic-origins-of-uranium> (lest 05.05.2022).

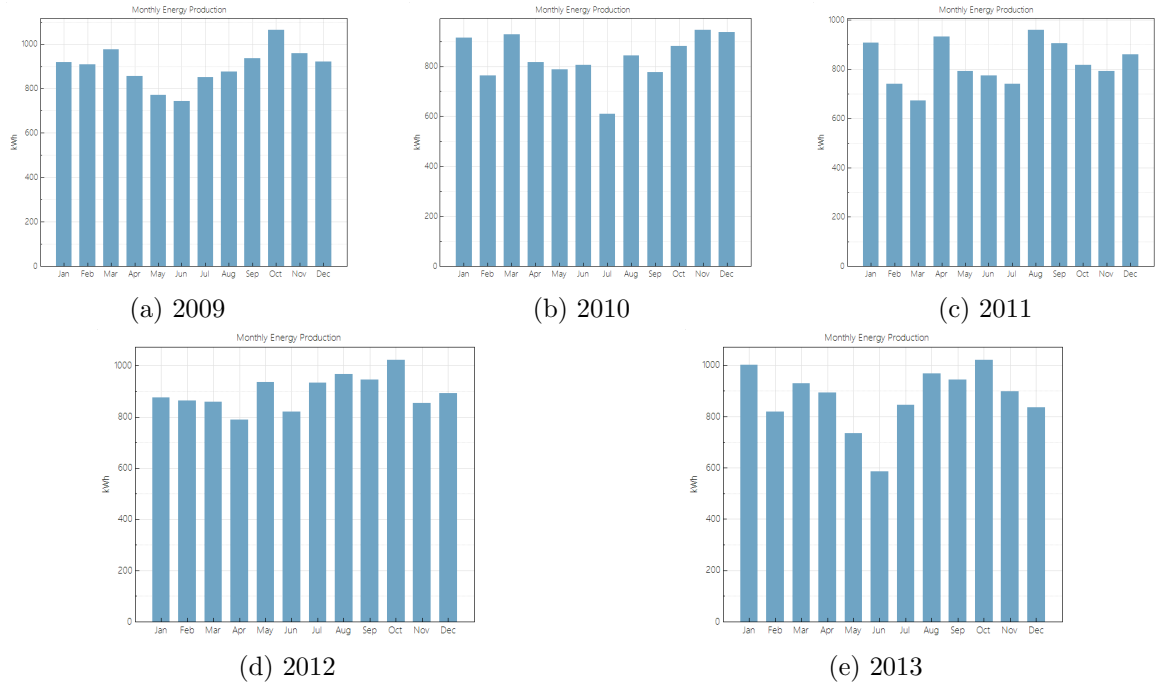
Vedlegg:

Data Field	Units	Accepted Labels for Row 3
Year	1950-2050	<i>year, yr</i>
Month	1-12	<i>month, mo</i>
Day	1-31	<i>day</i>
Hour	0-23	<i>hour, hr</i>
Minute	0-59	<i>min, minute</i>
Global horizontal irradiance	W/m ²	<i>gh, ghi, global, global horizontal, global horizontal irradiance</i>
Beam normal irradiance	W/m ²	<i>dn, dni, beam, direct normal, direct normal irradiance</i>
Diffuse horizontal irradiance	W/m ²	<i>df, dhi, diffuse, diffuse horizontal, diffuse horizontal irradiance</i>
Plane-of-array irradiance	W/m ²	<i>poa, pa, plane, plane of array, plane of array irradiance</i>
Ambient dry bulb temperature	°C	<i>tdry, dry bulb, dry bulb temp, temperature, ambient, ambient temp</i>
Wet bulb temperature	°C	<i>twet, wet bulb, wet bulb temperature</i>
Dew point temperature	°C	<i>Tdew, dew point, dew point temperature</i>
Wind speed	m/s	<i>wspd, wind speed</i>
Wind direction	degrees	<i>wdir, wind direction</i>
Relative humidity	%	<i>rh, rhum, relative humidity, humidity</i>
Atmospheric pressure	Millibar	<i>pres, pressure</i>
Snow depth	cm	<i>snow, snow cover, snow depth</i>
Ground reflectance (albedo)	0..1	<i>albedo, alb, surface albedo</i>
Aerosol optical depth	0..1	<i>aod, aerosol, aerosol optical depth</i>

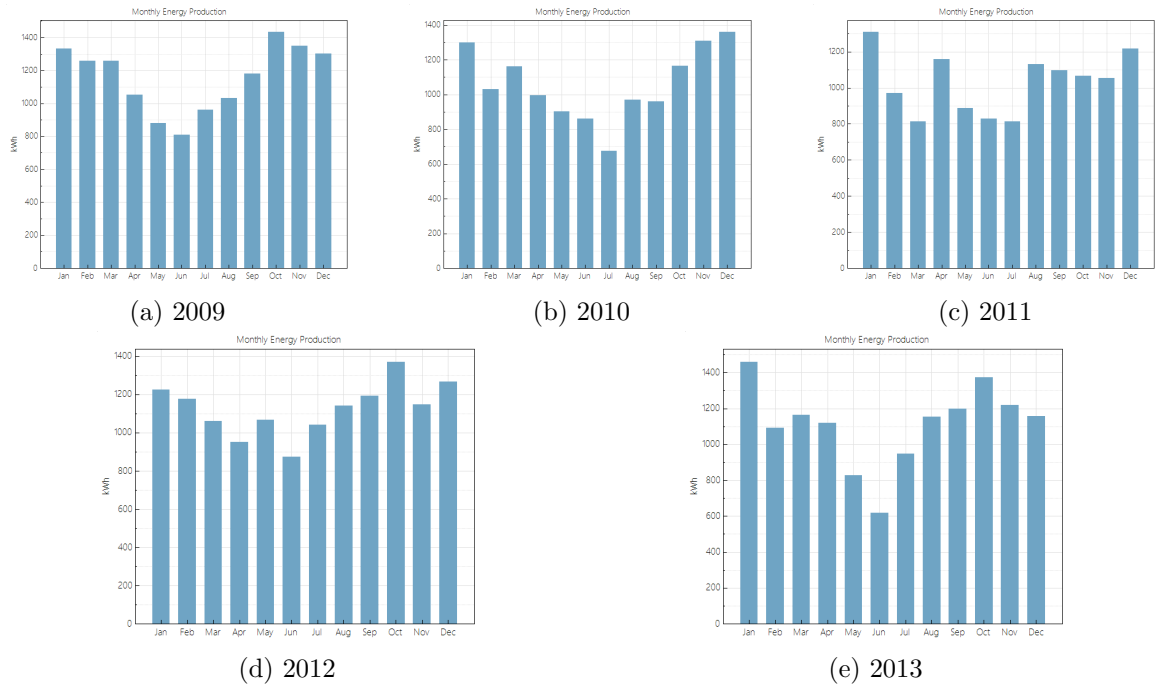
Figur 14: Gir akseptable kolonne-navn for TMY-filer som skal benyttes i SAM (NREL, 2020).

Tabell 5: Tabell over faktisk årlig produsert elektrisitet i Alice Springs, og den akkumulerte verdien (C).

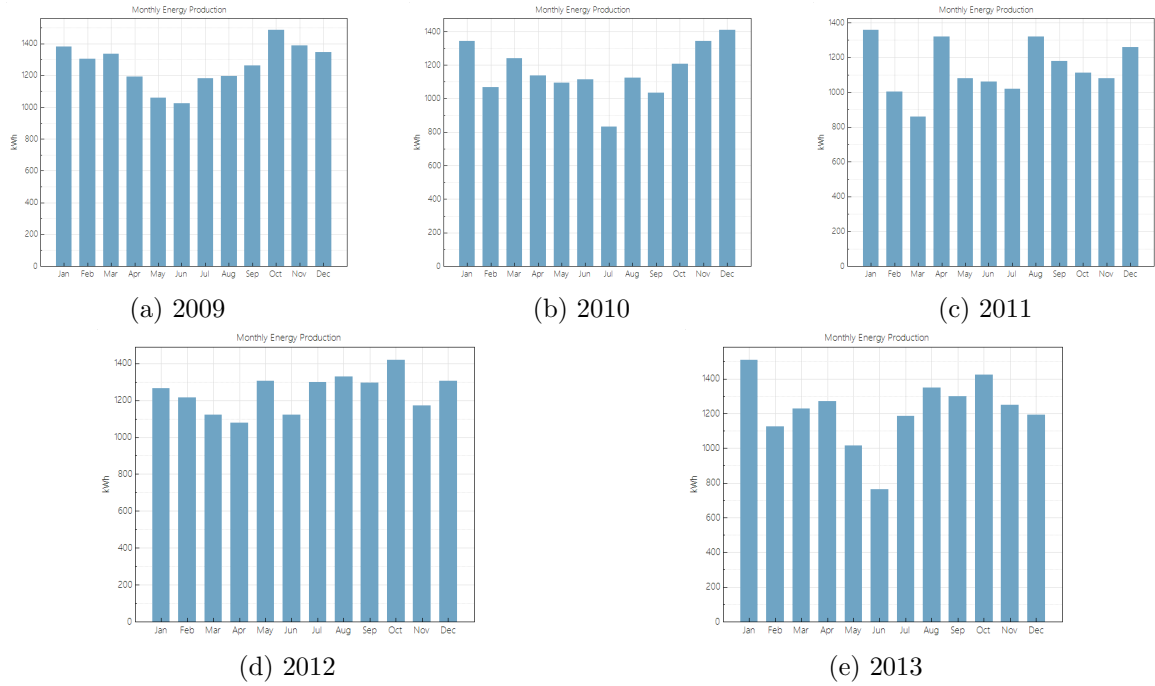
År	5 Kyocera	5 Kyocera (C)	6 Kyocera	6 Kyocera (C)	14 Kyocera	14 Kyocera (C)
2009	13929	13929	13314	13314	11207	11207
2010	11983	25911	12834	26147	10348	21554
2011	11343	37254	12480	38628	10132	31686
2012	11326	48580	13236	51863	10804	42490
2013	10063	58644	11269	63132	10157	52647
2014	8536	67180	11308	74440	10631	63278
2015	8295	75475	9360	83800	10613	73891
2016	5574	81050	8754	92554	9640	83531
2017	6554	87603	9034	101588	10014	93545
2018	8120	95724	8216	109804	10611	104156
2019	9277	105000	5806	115609	10859	115015
2020	9925	114925	7471	123080	10537	125552
2021	3385	118310	8810	131890	10091	135642
Tot	118310		131890		135642	



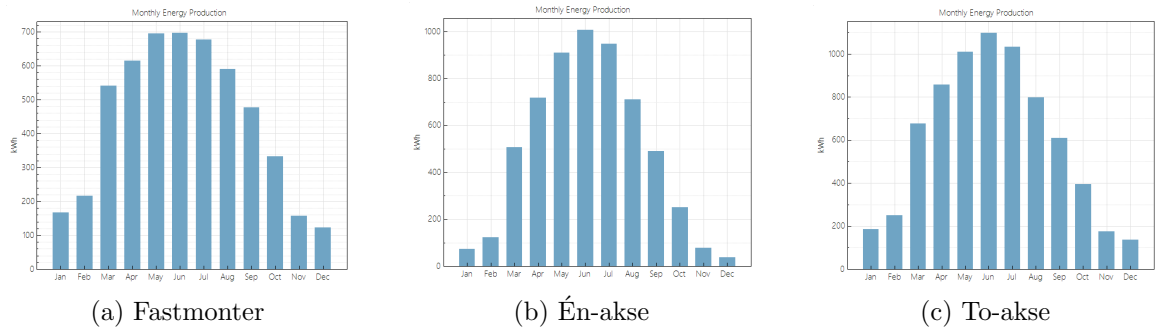
Figur 15: Simulerte månedlig energiutbytter for fastmontert anlegg i Alice Springs for perioden 2009-2013.



Figur 16: Simulerte månedlig energiutbytter for én-akse solsporings-anlegg i Alice Springs for perioden 2009-2013.



Figur 17: Simulerte månedlig energiutbytter for to-akse solsporsings-anlegg i Alice Springs for perioden 2009-2013.



Figur 18: Simulerte månedlig energiutbytter i Oslo, for fastmonterte solceller, én-akse og to-akse solsporing.

Tabell 6: Årlige pengestrømmer for fastmontert system i Oslo, basert på simulerte verdier for strømproduksjon.

Fastmontert System						
	Inn	Ut				
År	Inntjening	Service	Omformer	Lån	Renter lån	Resultat
1	3476	770	0	2109	487	110
2	3587	828	0	2153	443	162
3	3701	891	0	2199	398	214
4	3819	958	0	2245	352	264
5	3940	1030	0	2292	304	314
6	4065	1108	0	2340	256	361
7	4195	1191	0	2389	207	407
8	4328	1281	0	2439	157	451
9	4466	1377	0	2491	106	492
10	4608	1481	0	2543	53	530
11	4755	1593	0	0	0	3162
12	4906	1713	5555	0	0	-2362
13	5062	1842	0	0	0	3220
14	5223	1981	0	0	0	3242
15	5389	2130	0	0	0	3259
16	5561	2291	0	0	0	3270
17	5738	2463	0	0	0	3274
18	5920	2649	0	0	0	3271
19	6108	2849	0	0	0	3260
20	6303	3064	0	0	0	3239
21	6503	3294	0	0	0	3209
22	6710	3543	0	0	0	3168
23	6924	3810	0	0	0	3114
24	7144	4097	0	0	0	3047
25	7371	4406	0	0	0	2966

Tabell 7: Årlige pengestrømmer for én-akse solsporingssystem i Oslo, basert på simulerte verdier for strømproduksjon.

Én-akse Solsporing						
	Inn	Ut				
År	Inntjening	Service	Omformer	Lån	Renter lån	Resultat
1	3771	824	0	2405	555	-13
2	3891	886	0	2455	505	45
3	4015	953	0	2507	453	102
4	4143	1025	0	2559	401	158
5	4274	1102	0	2613	347	212
6	4410	1185	0	2668	292	265
7	4551	1274	0	2724	236	316
8	4695	1370	0	2781	179	365
9	4845	1474	0	2840	121	411
10	4999	1585	0	2899	61	454
11	5158	1704	0	0	0	3454
12	5322	1833	5555	0	0	-2066
13	5491	1971	0	0	0	3521
14	5666	2119	0	0	0	3547
15	5846	2279	0	0	0	3567
16	6032	2451	0	0	0	3582
17	6224	2636	0	0	0	3589
18	6422	2834	0	0	0	3588
19	6627	3048	0	0	0	3579
20	6837	3277	0	0	0	3560
21	7055	3525	0	0	0	3530
22	7279	3790	0	0	0	3489
23	7511	4076	0	0	0	3435
24	7750	4383	0	0	0	3367
25	7997	4713	0	0	0	3283

Tabell 8: Årlige pengestrømmer for to-akse solsporingssystem i Oslo, basert på simulerte verdier for strømproduksjon.

To-akse Solsporing						
	Inn	Ut				
År	Inntjening	Service	Omformer	Lån	Renter lån	Resultat
1	4717	878	0	6273	1449	-3882
2	4867	944	0	6404	1317	-3798
3	5022	1015	0	6539	1183	-3715
4	5182	1092	0	6676	1045	-3631
5	5347	1174	0	6816	905	-3549
6	5517	1262	0	6959	762	-3467
7	5692	1358	0	7106	616	-3387
8	5874	1460	0	7255	467	-3308
9	6060	1570	0	7407	314	-3231
10	6253	1688	0	7563	159	-3157
11	6452	1815	0	0	0	4637
12	6657	1952	5555	0	0	-850
13	6869	2099	0	0	0	4770
14	7088	2258	0	0	0	4830
15	7313	2428	0	0	0	4885
16	7546	2611	0	0	0	4935
17	7786	2808	0	0	0	4978
18	8034	3019	0	0	0	5015
19	8289	3247	0	0	0	5043
20	8553	3491	0	0	0	5062
21	8825	3755	0	0	0	5071
22	9106	4038	0	0	0	5068
23	9396	4342	0	0	0	5054
24	9695	4669	0	0	0	5025
25	10003	5021	0	0	0	4982

Tabell 9: Tabellen gir endringer i nåverdier, som funksjon av endring i prosentvis årlig økning i strømpriser i intervallet 0.1-8.5%.

Strømprisøkning	Fastmontert	En-akse	To-akse
0,1	-4500,85412	-5315,55578	-32933,115
0,3	-3285,81965	-3997,4546	-31284,2642
0,5	-2033,48356	-2638,88764	-29584,7935
0,7	-742,562335	-1238,46253	-27832,9612
0,9	588,273611	205,263118	-26026,9631
1,1	1960,40162	1693,78348	-24164,9299
1,3	3375,24852	3228,64641	-22244,9255
1,5	4834,29237	4811,45535	-20264,944
1,7	6339,06436	6443,87137	-18222,9076
1,9	7891,15071	8127,61525	-16116,6637
2,1	9492,19465	9864,4696	-13943,9824
2,3	11143,8985	11656,2811	-11702,5535
2,5	12848,0257	13504,9629	-9389,98402
2,7	14606,4032	15412,4968	-7003,79469
2,9	16420,9236	17380,936	-4541,41721
3,1	18293,5475	19412,4074	-2000,19091
3,3	20226,306	21509,1144	622,640545
3,5	22221,3034	23673,3397	3329,93259
3,7	24280,7194	25907,4481	6124,64332
3,9	26406,8122	28213,8892	9009,83722
4,1	28601,9212	30595,2009	11988,6889
4,3	30868,4699	33054,0122	15064,4871
4,5	33208,9689	35593,0467	18240,6387
4,7	35626,0189	38215,1258	21520,6733
4,9	38122,3142	40923,1723	24908,2469
5,1	40700,6458	43720,2139	28407,1471
5,3	43363,9051	46609,3872	32021,2976
5,5	46115,0872	49593,9416	35754,7629
5,7	48957,2948	52677,2427	39611,7535
5,9	51893,7419	55862,7774	43596,6309
6,1	54927,758	59154,1574	47713,9134
6,3	58062,792	62555,1242	51968,2811
6,5	61302,4163	66069,5534	56364,5822
6,7	64650,3317	69701,4596	60907,8387
6,9	68110,3715	73455,0013	65603,2525
7,1	71686,5064	77334,486	70456,2121
7,3	75382,8493	81344,3756	75472,2989
7,5	79203,6606	85489,2916	80657,2942
7,7	83153,3528	89774,021	86017,1861
7,9	87236,4966	94203,5223	91558,1773
8,1	91457,8262	98782,931	97286,6922
8,3	95822,2448	103517,567	103209,385
8,5	100334,831	108412,938	109333,147

Tabell 10: Tabellen gir endringer i nåverdier, som funksjon av endring i prosentvis årlig økning i strømpriser i intervallet 0-20%.

Strømprisøkning	Fastmontert	Én-akse	To-akse
0	-5094,77214	-5959,85359	-33739,0858
1	1269,08811	943,828501	-25103,0703
2	8685,448	8989,28973	-15038,7702
3	17349,8473	18388,6568	-3280,83015
4	27495,5902	29395,0241	10487,353
5	39401,0471	42310,3752	26643,5392
6	53398,3412	57495,006	45638,4328
7	69883,6734	75378,7256	68009,6949
8	89329,5858	96474,1601	94398,5839
9	112299,513	121392,538	125569,704
10	139465,036	150862,409	162434,417
11	171626,319	185751,809	206078,577
12	209736,294	227094,508	257795,354
13	254929,266	276121,025	319124,042
14	308554,69	334295,288	391895,91
15	372217,049	403357,881	478288,304
16	447822,868	485377,052	580888,456
17	537636,094	582808,789	702768,633
18	644343,274	698567,529	847574,589
19	771130,189	836109,291	1019629,56
20	921771,87	999529,327	1224056,41

Tabell 11: Tabellen gir endringer i nåverdier hos én-akse scenariet, som funksjon av prosentvis økning i tilhørende installasjonskostnader i intervallet 0-55%.

Økning i installasjonskostnader én-akse	Fastmontert	Én-akse	To-akse
0%	24280,7194	25907,4481	6124,64332
5%	24280,7194	23721,338	6124,64332
10%	24280,7194	21535,2279	6124,64332
15%	24280,7194	19349,1178	6124,64332
20%	24280,7194	17163,0078	6124,64332
25%	24280,7194	14976,8977	6124,64332
30%	24280,7194	12790,7876	6124,64332
35%	24280,7194	10604,6775	6124,64332
40%	24280,7194	8418,56743	6124,64332
45%	24280,7194	6232,45735	6124,64332
50%	24280,7194	4046,34726	6124,64332
55%	24280,7194	1860,23718	6124,64332

Tabell 12: Tabellen gir endringer i nåverdier hos to-akse scenariet, som funksjon av prosentvis reduksjon i tilhørende installasjonskostnader i intervallet 0-30%.

Reduksjon i installasjonskostnader to-akse	Fastmontert	Én-akse	To-akse
0	24280,7194	25907,4481	6124,64332
5	24280,7194	25907,4481	10270,8511
10	24280,7194	25907,4481	14417,0589
15	24280,7194	25907,4481	18563,2667
20	24280,7194	25907,4481	22709,4745
25	24280,7194	25907,4481	26855,6823
30	24280,7194	25907,4481	31001,89



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

Postboks 5003
NO-1432 Ås
Norway