



UIT

THE ARCTIC
UNIVERSITY
OF NORWAY

Fakultet for ingeniørvitenskap og teknologi
Institutt for elektroteknologi

Solenergi i Longyearbyen

Jonas Nystad

Masteroppgave I elektroteknikk, Februar 2020



Forord

Hovedoppgaven er det siste kravet og største arbeidet gjennom masterstudiet. Den kan på en måte sies å være et svennebrev, som konkluderer arbeidet mot en mastergrad.

Masteroppgaven utgjør 35 av 120 studiepoeng. Utgangspunktet for oppgaven ble utarbeidet i samarbeid med Longyearbyen Lokalstyre gjennom min veileder fra UiT - Terje Gjengedal.

Årsaken til at jeg valgte denne oppgaven var en nysgjerrighet for temaet. Da jeg hørte det var snakk om solceller på Svalbard, var dette absolutt noe jeg ønsket å se nærmere på. Etter oppgaveperioden er over sitter jeg med et godt inntrykk av hvordan det er å drifte et energisystem i avsidesliggende steder i et arktisk klima. Men jeg sitter også igjen med vel så mange spørsmål som da jeg startet. Det forteller vel at dette er et stort og komplekst tema.

I retrospekt innser jeg at noen figurer og forklaringer på hvor de forskjellige stedene befinner seg på kartet kunne vært til fordel for leseren. Beklager hvis dette fører til forvirring.

Jeg ønsker å uttrykke min takknemlighet til alle som bisto og imøtekom meg da jeg besøkte Longyearbyen. Hvor målet var å danne et bilde av hva man står ovenfor, samle inn data og informasjon om problemstillingen, samt «minke avstanden» mellom arbeidsstedet i Narvik og Longyearbyen. Reisen har vist seg å bære frukter. En ekstra stor takk til Tomas Strand som tok seg tid til en omvisning på fire hjul, i og rundt byen.

Jeg vil takke mine veiledere fra UiT, Trond Østrem og Terje Gjengedal. Terje er en idealistisk sjel med tidvis divergente resonnementer, dette har vært en kilde til både inspirasjon og frustrasjon. Trond Østrem som har bistått meg i arbeidet og har vært en viktig støttespiller i sluttspurten.

Til slutt vil jeg også uttrykke min dypeste takknemlighet til min samboer Grete, som har vært både tålmodig og støttende gjennom hele prosessen.

Sammendrag

Denne rapporten presenterer og drøfter implementering av større mengder solkraft i energisystemet i Longyearbyen. Solkraft er ikke det første man tenker på når man nevner Svalbard, men som absolutt viser seg å ha et potensial så langt nord. Mye på grunn av midnattssolen og kaldt klima.

Det eksisterer allerede noen installasjoner av solkraft i og rundt Longyearbyen. Disse har blitt kartlagt og driftserfaringer man har samlet inn fra disse har blitt undersøkt. Det er kun én av disse som er koblet til kraftnettet. Netteier (Lokalstyre med Energiverket) har vært svært tilbakeholden til å koble distribuert PV-produksjon til deres nett, med god grunn.

Implementering av intermitterende produksjon er en innviklet utfordring å løse på grunn av dagens driftssituasjon hvor ett kullkraftverk forsyner byen med både strøm og varme, kombinert med et svakt overføringsnett.

Potensialet for solkraft i Longyearbyen ble undersøkt. Dette innebærer lokale variasjoner i skygge- og solforhold, undersøkelse av arealer, og innstrålingsdata.

Innholdsfortegnelse

1	Kapittel 1	1
	Introduksjon	1
1.1	Bakgrunn	1
1.2	Beskrivelse av problemstilling	2
1.3	Formål.....	3
1.3.1	Avgrensninger	3
1.4	Disposisjon	4
2	Kartlegging av eksisterende solenergi.....	5
2.1	Eksisterende installasjoner av solenergi	5
2.1.1	Off-grid installasjoner	5
2.1.2	Takmonterte paneler i Longyeardalen.....	7
2.1.3	Flyplassen i Longyearbyen.....	9
2.1.4	Solcelleinstallasjon på Svalbard lufthavn	9
2.1.5	Driftserfaringer fra solkraft	11
2.2	Dagens energisituasjon	13
2.2.1	Produksjon og forbruk.....	14
2.2.2	Fjernvarme	17
2.2.3	Elektrisk energi	18
2.2.4	Longyearbyens kraftnett.....	21
2.2.5	Driftssituasjon	22
2.2.6	Batteribank	23
2.2.7	Energilagring og frekvensstabilitet	24
3	Utredning av potensial for solenergi	27
3.1	Innstrålingspotensial	28
3.1.1	Lokale variasjoner innstråling.....	29
3.2	Distribuert PV-produksjon	32

3.3	Sentralisert PV-produksjon.....	34
3.4	Plassering av PV-produksjon.....	36
4	Bakgrunns teori for PV-produksjon	38
4.1	Cosinustap	38
4.2	Temperaturpåvirkning	41
5	Solcellepark.....	43
5.1.1	Areal	44
5.1.2	Stativhøyde og skygge	45
5.1.3	Antall paneler og kraftproduserende areal	47
5.1.4	Innstrålingsdata	48
5.1.5	Temperaturpåvirkning på ytelse.....	52
5.1.6	Solparkens ytelse og produksjonspotensial.....	53
5.1.7	Parametere for solcelleparken	59
6	Alternativ systemløsning.....	60
7	Konklusjon og videre arbeid	63
7.1	Konklusjon.....	63
7.2	Videre arbeid	65
	Referanser.....	66
	Vedlegg	1

Definisjoner

P – effekt i watt [W]

kW – Kilowatt

MW – Megawatt

kWh – kilowatt time

MWh – Megawatt time

PV-produksjon – Foto Voltaisk produksjon

T1 – Turbin 1 i kullkraftverket

T2 – Turbin 2 i kullkraftverket

G_{Bt} - Innstråling mot et solcellepanel

G_{Bn} - Resulterende vinkelrette innstrålingen mot panelet

NOCT – Nominal operating cell temperature. Celletemperatur under standardiserte testforhold

W_{popp} – maks effekt til en solcelle definert av standardiserte testforhold

T_{celle} – temperaturen i cellen under standardiserte testforhold

$T_{omgivelser}$ – Omgivelsestemperatur

$Temp. Koeff_{pmax}$ – Koeffisient som beskriver prosentvis endring av effekt per grad endring i overtemperatur

γ – overtemperatur

Energisystem – Det totale energisystemet, fra energikilde helt til forbrukeren.

Kraftsystem – Omhandler produksjonen- og overføring i elektrisk kraftnett

Kraftproduserende areal – Areal med solceller

Solhøyde – Vinkelen mellom horisontal bakke og høyden til solen på himmelen

1 Kapittel 1

Introduksjon

1.1 Bakgrunn

Norges eneste aktive kullkraftverk befinner seg i Longyearbyen. Kraftverket brenner mellom 25 000 og 30 000 tonn kull i året [1], [2]. Det arbeides nå med en endring i energisystemet til Longyearbyen, hvor målet er å fase ut kullkraftverket til fordel for fornybare energikilder. Olje og energidepartementet ba i starten av 2018 om en utredning av energiforsyningen i Longyearbyen, og det ligger nå flere alternativer på bordet. Både fornybare og ikke-fornybare alternativer [2], [3]. Deriblant solkraft, hydrogen, vindkraft, ombygging fra kullkraft til naturgass og sjøkabel fra Finnmark. Denne rapporten tar for seg alternativet for solkraft.

Kraftsystemet i Longyearbyen driftes og eies av Energiverket. Energiverket er underlagt Longyearbyen Lokalstyre som har ansvaret for infrastrukturen i Longyearbyen. Netteier (Energiverket) forholder seg ikke til regulativer og forskrifter som man gjør på fastlandet. Dette innebærer bl.a. krav til frekvensstabilitet, nettspenning, og drift etter N-1 kriteriet. Dette skaper en ganske unik driftssituasjon hvor all energi i systemet hovedsakelig forsynes av to dampturbiner i kullkraftverket. Disse leverer både varme og strøm fra forbrenningsprosessen. Mangel på automasjon i kraftverket, samt et gammelt og svakt nett gjør utbygging og implementering av intermitterende energikilder utfordrende. For å møte spisslaster både for varme og strøm har man vært nødt å bruke reservekraften oftere enn man hadde trodd.

Kullkraftverket forsynes foreløpig med lokalt kull fra Gruve 7 som ligger rett sør for Longyearbyen. Gruven er nå den eneste Norske operative kullgruven til tross for store kullforekomster på Svalbard, men gruven skal legges ned i løpet av ti år [4]. Dette er beslutninger og diskusjoner som styres fra høyt politisk nivå i Norge. Energiverket har ikke egne midler å investere i utbygging med, da de ikke har gevinst i sitt virke. Men, samtidig er det også stor politisk vilje i å fornye energisystemet i Longyearbyen, bl.a. for å vise resten av verden hvordan innstilling Norge har til kullkraft, og hvordan vi er i stand til å håndtere tekniske utfordringer som er forbundet til dette.

Kullet fra Svalbard er renere enn gjennomsnittet og har meget god brennverdi, noe som gir en renere forbrenningsprosess [4]. Når gruve 7 legges ned blir man tvunget til å importere kull fra andre steder i verden, noe som vil føre til økte utslipp av klimagasser [4].

Når man nevner overgang til fornybare energikilder i Longyearbyen er ikke solenergi første som dukker opp. Men, nyere forskning så vel som driftserfaringer fra eksisterende installasjoner for solenergi i arktisk klima tyder på at solenergi kan være et godt alternativ. Samtidig vil man kunne høste gode erfaringer og lærdom ved å satse på solenergi i stor skala på Svalbard. Ved å se på Longyearbyen som Norges største laboratorium kan man skaffe ny og verdifull innsikt man både kan bruke på fastlandet, og samtidig forbedre energiforsyningen i Longyearbyen.

Longyearbyen har allerede noen få installasjoner av PV-paneler, og erfaringer fra disse installasjonene har overrasket mange positivt. Spørsmålet videre er hvordan man utnytter solenergi i størst mulig grad på et sted som er mørkt nesten halve året.

1.2 Beskrivelse av problemstilling

Hensikten med denne hovedoppgaven er å undersøke flere sider ved utbygging av en større andel solkraft i Longyearbyens energisystem. Herunder kartlegge dagens nivå av solenergi, undersøke lokale forhold, muligheter for utbygging, og hvordan en større andel solenergi kan integreres i kraftnettet.

1.3 Formål

For å kunne svare tilstrekkelig på problemstillingen skal det gjøres følgende:

- Kartlegge dagens nivå av solenergi
- Gi en oversikt over driftserfaringer og energiproduksjon fra eksisterende installasjoner for solenergi
- Vurdere potensial for solenergi samt lokale variasjoner
- Vurdere en fremtidig storskala installasjon av PV-systemer
 - Plassering
 - utfordringer med nettintegrasjon
 - Samspill mellom PV-produksjon og energilagring
 - Behov for balansering
 - Kapasitet utfordringer

1.3.1 Avgrensninger

For å være i stand til å ferdigstille rapporten innenfor tidsfristen, har følgende punkter blitt utelatt:

- Undersøke forskjellige teknologier for utnyttelse av solenergien.
- Oppsett av nettmodell og beregninger i Netbas og Simulink/Simscape. På bakgrunn av sen mottakelse av nettdata kombinert med lengre tids sykdom har det ikke blitt gjort beregninger eller simuleringer i nett. Opprinnelig plan var simulere:
 - Lastflyt og kapasitet i nett som følge av distribuert PV-produksjon i Longyeardalen
 - Påvirkning på stabilitet i T1 og T2 som følge av intermitterende produksjon, med og uten batteribank
- På grunn av manglende beregninger har nettintegrasjon for det meste blitt utelatt til fordel for en generell drøfting.
- Mulighetene for å skape et kraftmarked

I og med at arbeidet tok noen uventede vendinger i løpet av perioden, har det blitt fokusert på en overordnet diskusjon istedenfor detaljerte analyser.

1.4 Disposisjon

- **Kapittel 2** kartlegger eksisterende installasjoner av solkraft i og rundt Longyearbyen, og dagens energisituasjon.
- **Kapittel 3** utreder potensialet for solenergi og undersøker lokale variasjoner i solforhold, og drøfter hvilken form PV-produksjon best egner seg samt lokalisering av ny solenergi.
- **Kapittel 4** introduserer og forklarer prinsippene bak cosinustap og temperaturpåvirkning på solceller
- **Kapittel 5** utreder parametere for en solcellepark og undersøker døgnbaserte produksjonsprofiler for en solcellepark basert på målt innstrålingsdata.
- **Kapittel 6** oppsummerer kort drøftingene som har blitt gjort underveis i rapporten og presenterer en alternativ systemløsning.
- **Kapittel 7** inneholder konklusjon og forslag til fremtidig arbeid

Det forutsettes at leseren har nødvendige bakgrunnskunnskaper innenfor elkraft og kraftelektronikk. Derfor har ikke alle konsepter og sammenhenger blitt forklart i detalj. Til eksempel forskjellen på et energisystem og et kraftsystem, definisjonen på et svakt eller sterkt overføringsnett, og prinsippene bak lastflyt i vekselstrøms nett. I de tilfeller det er nødvendig oppfordres det til å oppsøke relevant faglitteratur.

Det ble valgt å ikke inkludere et eget analysekapittel. Temaer og teori har istedenfor blitt drøftet i sine respektive avsnitt hvor dette er aktuelt. Tanken bak dette er å holde en kontinuerlig flyt gjennom rapporten.

2 Kartlegging av eksisterende solenergi

2.1 Eksisterende installasjoner av solenergi

Det eksisterer i 2019 flere solcelleanlegg med PV-anlegg i Longyearbyen:

- Avinors DME-anlegg på Torfjell, nord for Longyearbyen – 5 kWp. Ikke knyttet til nettet
- Ett antenneanlegg på Skolten, driftes av Telenor – 3 kWp. Ikke knyttet til nettet-
- Svalbard Lufthavn, eid og driftes av Avinor – 173 kWp. Ikke knyttet til nettet
- To boligblokker i Longyearbyen, eies av LNS 14,040 kWp. Er tilknyttet nettet

I denne rapporten vil det bli fokusert på de to installasjonene som ligger i Longyearbyen.

- **To boligblokker** i byen med solcelleanlegg på takene. Elvesletta 505.15 C3 og 505.15 C4. Installasjonene er tilkoblet kraftnettet, og har hver blokk har en installert PV-produksjon på 14,040 kWp. Anleggene har ikke energilagring.
- **Flyplassen** installert solceller med en effekt på til sammen 137 kWp. Anlegget er ikke tilkoblet nettet og har ikke energilagring.

Avinor er en av aktørene i Longyearbyen som aggressivt satser på fornybar energi. Det er ikke ufortjent å gå så langt som å kalle Avinor for en pionér på området, hva som angår målestokk i Longyearbyen. De var først ut med å satse på solenergi, tross mange protester fra flere hold, både lokalt og fra leverandører [5]. I de neste avsnittene blir solcelleanleggene introdusert, etterfulgt av en gjennomgang av produksjonsdata og driftserfaringer for anleggene på boligblokkene og flyplassen.

2.1.1 Off-grid installasjoner

Avinor har flere anlegg for flynavigasjon i og rundt Longyearbyen. Det ble 2015 installert en kombinasjon av sol- og vindenergi på ett av deres avsidesliggende DME (Distance measuring equipment) anlegg for flynavigasjon på Torfjell. Solcellepanelene har en beregnet produksjonskapasitet på rundt 5 kWh. Sammen med energien produsert av vindturbinen er de i stand til å redusere driftstiden for diesellaggregatene i den lyse årstiden med 50 – 70 %. På årlig basis utgjør dette 25 – 35 %. I den tiden hvor diesellaggregatene ikke er i drift betyr det mindre støy fra anlegget, noe som har havnet i fokus med tanke på miljø og dyreliv. I tillegg

til redusert forbruk av diesel, reduserer den fornybare energiproduksjonen også bruken av helikopter for transport av drivstoff. Anlegget har ingen energilagring [5], [6].

Telenor har også et prøveprosjekt med solenergi på Skolten. Her er det installert solkraft som erstatning for dieselaggregater i en stasjon som huser både DME-anlegg for Avinor og basestasjon for Telenor. Solcellepanelene har en maks effekt på 2,85 kWp, inkludert energilagring i batterier [7]. Anlegget er ikke tilknyttet kraftnettet. Basestasjonen er knutepunkt mellom Longyearbyen og Svea, og har både høy datatrafikk og mobiltrafikk. Anlegget har et årlig energiforbruk på rundt 35000 – 40 000 kWh [8]. Når man legger sammen bruk og transport av drivstoff til anlegget (diesel), ligger energiprisen opp mot 10 kr/kWh. Det betyr at anlegget er kostbart å drifte, og at drift basert fornybar energi viser seg å være kostnadsbesparende. Solcelleanlegget kan produsere opp til 2200 kWh i året, som reduserer dieselforbruket med ca. 700 L.

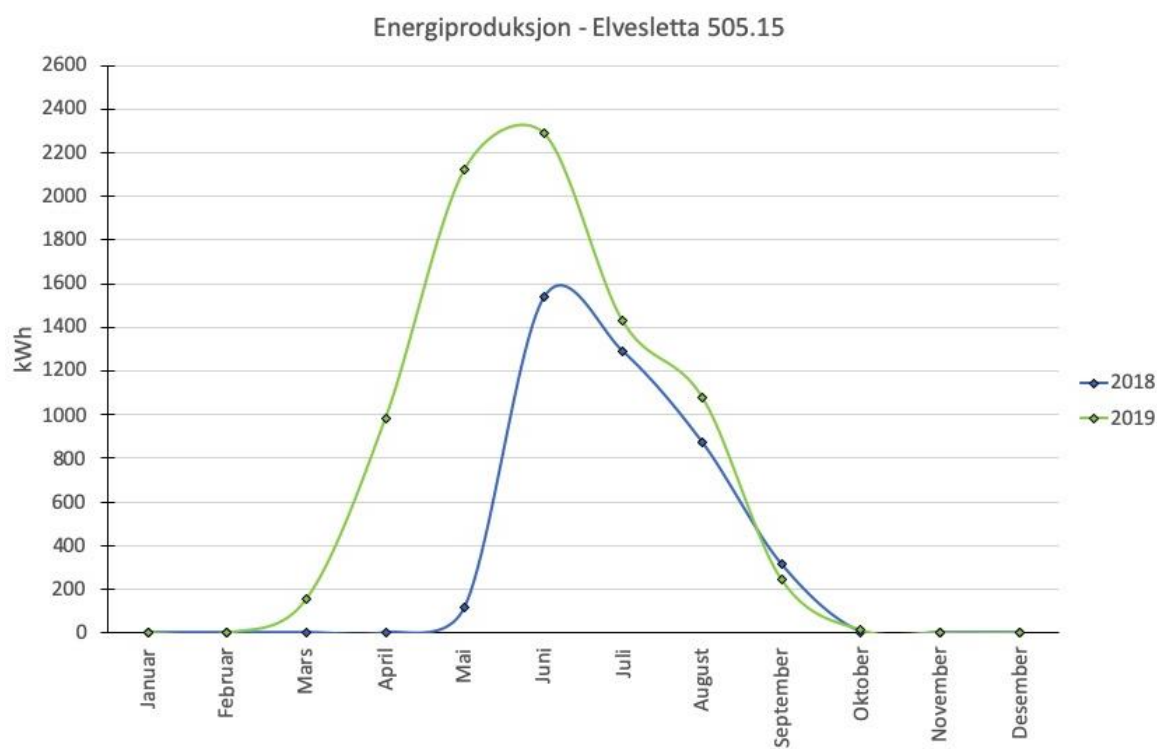
Erfaringene fra begge installasjonene er utelukkende positive. Det har vært noen innkjøringsproblemer, men da man overkom disse fungerte PV-produksjon som erstatning til diesel meget godt. Innledningsvis i prosjektet til Avinor på Torfjell hadde de problemer med at is fra antennen falt ned fra antennen og knuste paneler som lå utsatt til. De løste dette med å montere panelene på masten, og erfaringene etter inngrepet er tilfredsstillende. Man har også funnet ut at panelene kapsles inn i is og snø i løpet av vinteren. Dette har man ennå ikke funnet en god løsning på, men isen forsvinner dog relativt raskt i det solen begynner å skinne igjen [4].

Telenor samler ennå inn data og erfaringer fra Skolten, og de har gitt uttrykk for at de planlegger en fullstendig installasjon på Skolten, samt ytterligere utbygging for andre basestasjoner. Hvis resultatene fra prosjektet er tilfredsstillende [8].

2.1.2 Takmonterte paneler i Longyeardalen

To boligblokker på Elvesletta, ved vei 505.15 i Longyeardalen har hver sine solcelleinstallasjoner montert på taket. Anleggene ble ferdigstilt i mai 2016. Hvert tak har 54 paneler, hvor hvert panel har et areal på 1.65 m². Til sammen dekker panelene 89,1 m² av taket. Panelene har en tilt-vinkel på 27 grader, og en asimut-vinkel på -27 referert sør. Anlegget på hvert tak har en total installert effekt på 14.040 kWp og en omtrentlig årlig energiproduksjon på 8000 kWh. Anleggene i boligblokkene er like, derfor kan data fra ett av dem tenkes å være representativt for begge blokkene. All data og informasjon har blitt hentet fra anleggenes eget analyseverktøy.

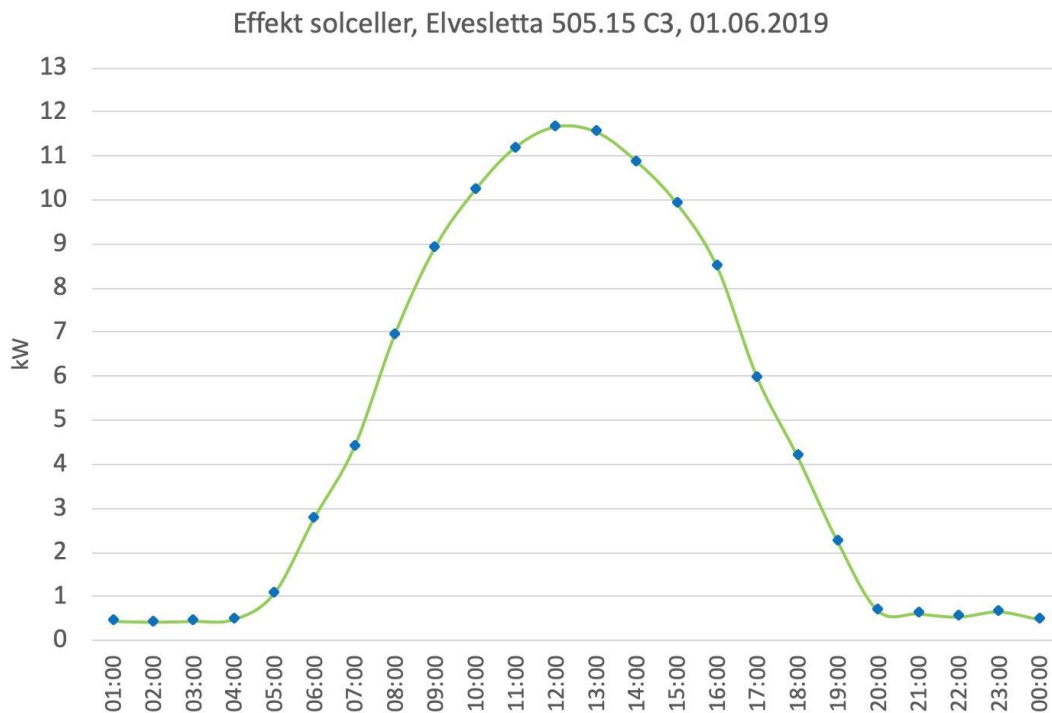
Figur 1 viser en oversikt over energiproduksjonen fra Elvesletta C3 i 2018 og 2019. Den totale energiproduksjonen for 2019 var 8270 kWh.



Figur 1 - Årlig produksjonsprofiler for Elvesletta 505.15 C3, 2018 og 2019

Figur 2 viser en oversikt over ytelsen til de tak monterte solcellepanelene gjennom 1. juni 2019. Forholdene denne dagen var gunstige for PV-produksjon, og ble plukket ut for å vise hvordan anlegget yter uten skyer. Som det kommer frem i figuren har kurven en optimal karakteristikk. Gjennomsnittstemperaturen var 1°C, vindstyrken var mellom 4 - 13 m/s, og det

var lite skyer. Produksjonen oppnår et maksimum klokken 12.00, på 11,66 kW. Produksjonen er høyest i tidsrommet 09:00 – 16:00. Beboerne er vanligvis ikke hjemme i denne perioden. Siden anlegget ikke har energilagring kan man derfor anta at effekten mates inn på Energiverkets kraftnett i perioden panelene produserer mest.



Figur 2 - Timeavlesning av ytelsen til de takmonterte panelene, 01.06.2019

Energiverket stilte seg i starten svært kritisk til at anlegget skulles kobles til kraftnettet. Grunnen til dette er at distribuert PV-produksjon som tilkobles nettet i Longyearbyen vil forverre en allerede utfordrende driftssituasjon. LNS eiendom, som sto for utbyggingen av de takmonterte anleggene fikk til slutt koble seg til kraftnett siden det ikke eksisterer andre distribuerte PV-systemer i Longyearbyen, og fordi effekten ikke er for høy [9]. Det eksisterer ikke måling av hvor mye effekt som mates inn på kraftnettet, men det er måling i hver enkelt leilighet over hvor mye effekt de bruker til enhver tid. Det antas at blokkene får utnyttet ca. 1/5 av energien som anlegget produserer [9].

2.1.3 Flyplassen i Longyearbyen

Flyplassen i Longyearbyen frakter mellom 150 000 – 170 000 passasjerer årlig, hvis man ser bort fra lokale flygninger på Svalbard [10]. Avinors totale passasjertransport var i 2019 rundt 50 millioner passasjerer. Likevel står Flyplassen i Longyearbyen for ca. 18 % av de årlige utslippene til Avinor [5]. Grunnen til dette er at Flyplassen primært driftes av kullkraft, i tillegg til at bygningsmassen ikke er særlig energieffektiv. Dette jobber Avinor kontinuerlig å gjøre noe med. Som de selv sier; «i dagens politiske klima, kombinert med sosiale medier, kan det raskt bli slik at det å reise til Svalbard blir skambelagt på grunn av energisituasjonen». Motivasjonen for en overgang fra fossil til fornybar energi er stor, og Avinor er klokkeklare på at fornybar energi er veien å gå videre.

Analyseverktøyet til dette anlegget oppgir kun samlet årlig energiproduksjon, og månedlig energiproduksjon og tillot ikke uthenting av data utover dette. Derfor er det ikke oppgitt mer detaljert produksjonsdata enn årlig og totalt produsert energi.

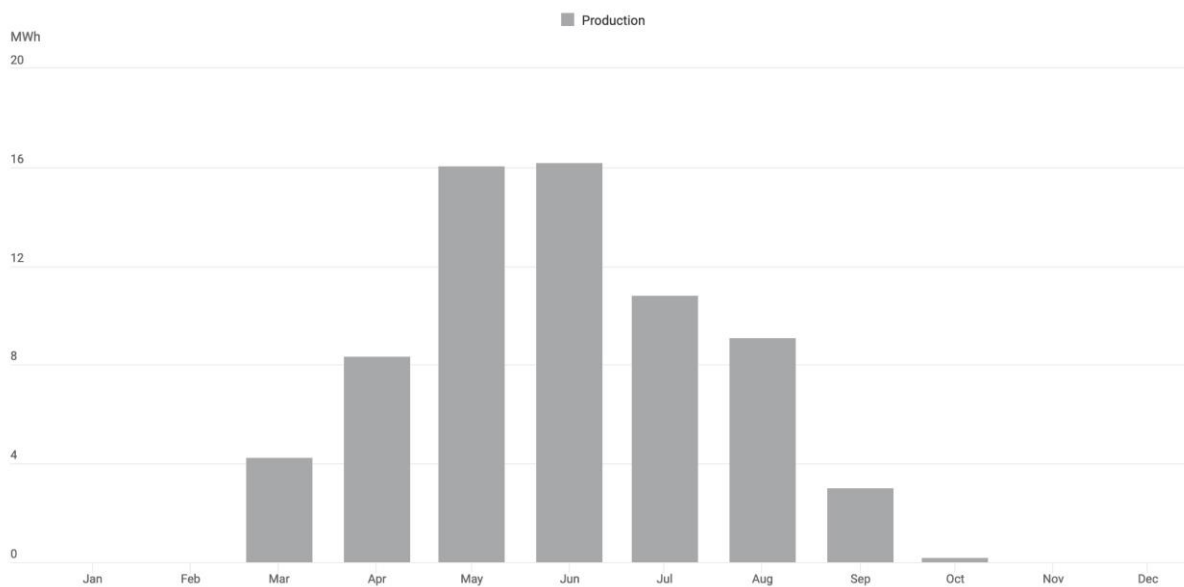
2.1.4 Solcelleinstallasjon på Svalbard lufthavn

Avinor startet utbyggingen av fornybar energiproduksjon på flyplassen i Longyearbyen i 2016. Utbyggingen har skjedd stegvis, utledet i punktene under:

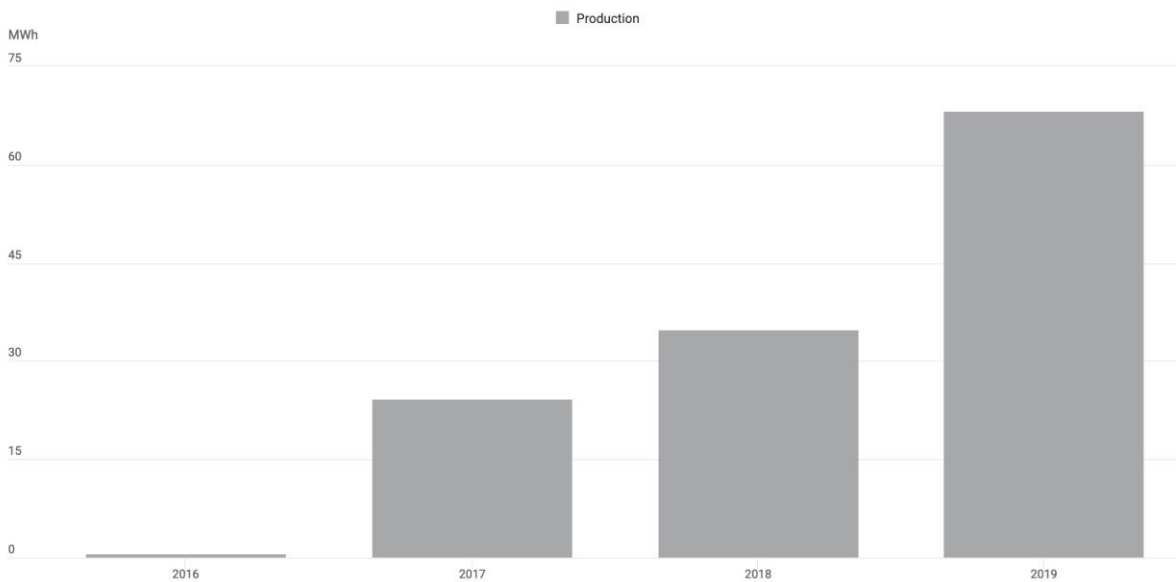
- **2016: Steg 1** - 32 paneler montert på tilgjengelig takareal, vendt øst-vest. Helningsvinkel på 15 grader. 24 paneler installert på vegg (vertikalt i forhold til bakken).
- **2017: Steg 2** - 140 nye paneler installert, montert vertikalt på vegg.
- **2018: Steg 3** - Ytterligere 294 paneler ble installert, montert vertikalt på vegg.
- **2019: Steg 4** - Installerte én vindturbin på 6 kW.
- **2020: Steg 5** - Det skal installeres ytterligere paneler, skal installeres i retning nord.

Per i dag har flyplassen i Longyearbyen installert totalt 430 solcellepaneler. 32 av disse er montert på tak i retning øst/vest, og de resterende panelene er montert vertikalt på vegg i regning sør. Anlegget består av to typer paneler, Jinko 265, og Sunpower 327. Totalt installert effekt er 137 kWp, og anlegget produserte i 2019 rundt 70 MWh. Figur 3 viser månedsbasert energiproduksjon for 2019 i. Installasjonen er ikke tilkoblet kraftnettet, og har ikke noen form

for energilagring. Og på den måten bidrar solcellene kun med å redusere effekten flyplassen trekker fra nettet i perioder med sol.



Figur 3 - Månedlig energiproduksjon gjennom 2019



Figur 4 - Total energiproduksjon på flyplassen siden 2016 (Steg 1)

Flyplassen hadde i 2017 et årlig energiforbruk på 1540 MWh som er fire prosent av det totale energiforbruket til Longyearbyen [4]. Anlegget dekker da i underkant av fem prosent av det årlige energibehovet til flyplassen. Dette tallet kan dog villede noe, fordi det gjelder for hele året. I vinterhalvåret da forbruket er høyest, produseres det ikke noe solenergi. Men, på solrike dager uten skyer vil solcelleanlegget kunne dekke opp mot 20 % av flyplassens energiforbruk [11].

I motsetning til boligblokkene får flyplassen utnyttet energien fra solcellepanelene i mye større grad. Både fordi aktiviteten er høyest i samme periode av døgnet som når innstrålingen er høyest. Dette kan tyde på at næringsbygg i større grad har nytte av distribuert PV-produksjon på dagen enn privatboliger. Men, det er viktig å se en større sammenheng i energisystemet når man vurderer solkraft i Longyearbyen, dette vil bli drøftet senere i rapporten. Det eksisterer dessverre ikke forbrukskurver som kan bygge opp under dette. Og som nevnt tidligere har det som følge av begrenset tilgang til ytelse- og produksjonsdata ikke blitt hentet ut døgnprofiler for Avinors anlegg.

2.1.5 Driftserfaringer fra solkraft

Avinor har investert ca. 2 millioner kroner i solkraft på flyplassen i Longyearbyen. Erfaringene har vært overraskende positive, da produsert energi overstiger det man hadde forventet. I sommerhalvåret er solforholdene svært gode, da det er lyst hele døgnet fra midten av april til slutten av august. I *Vedlegg A* finnes en oversikt over tidspunkter for soloppgang og solnedgang for hele året. Videre er det planlagt installasjon av ytterligere solcellepaneler som skal monteres i retning nord. Utover dette har Avinor brukt alt tilgjengelig areal de kan bruke på installasjon av PV-systemer. Derfor ønsker de å være med på videre utbygging av solenergi i Longyearbyen. For eksempel en større solcellepark [5].

Avinor gjorde en interessant beslutning i 2017 i forbindelse med utvidelsen av PV-systemet. De installerte 70 paneler av en annen type med lavere effekt enn hva resten av anlegget består av. Disse 70 panelene ble montert vertikalt på sørveggen til Hangar 1, og er av typen Jinko 265 med effekt på 265 Wp. De resterende 360 panelene av anlegget er typen Sunpower 327, med effekt på 327 Wp. Erfaringene viser at solkraften yter bedre enn man hadde trodd, og panelene med lavere effekt (Jinko 265) gir høyere energiproduksjon per krone (kWh/kr), tross 20 % lavere maks effekt.

Prosessen med utbygging av solkraft har vist seg å også belyse andre problemstillinger. Det viser seg at energibesparende tiltak isolert sett har gitt større avkastning for energibesparelse enn solkraft. Avinor har gjort større energiøkonomiserings (enøk) tiltak i sine bygningsmasser, hvor de har investert ca. 1,2 millioner kroner. Det er vanskelig å gi et konkret bilde for hvor besparelsene er størst, eller hva de kommer av fordi det ikke eksisterer målere i underfordelinger [5].

Sett bort fra videre utbygging av solkraft vil Avinor videre fokusere på det de kaller «lavt hengende frukter». Altså å finne de åpenbare energislukene, og utbedre disse. Ved å bl.a. installere målere i alle avganger fra fordelingsskap, slik at de kan fastslå hvor energislukene befinner seg, og deretter fatte nødvendige tiltak. Basert på tilstanden til bygningsmassen generelt i Longyearbyen er det grunn til å tro at liknende tiltak for energiøkonomisering vil ha samme effekt for resten av Longyearbyen.

Avinor har også bestemt å bygge ny hall for lager av sand, som skal være nok et eksperiment for fornybar energi. Dette bygget skal ikke være tilkoblet nettet, og skal forsynes av solenergi og, med brenselceller for hydrogen som reservekraft. PV-paneler skal forsyne bygningen med strøm til lys og øvrig forbruk. Oppvarming og varmekabler skal forsynes av solfangere. Dette bygget er også et resultat av deres erfaringer med solkraft, og deres vilje til å sette nye idéer til livs. I fremtiden vil man kunne se til flyplassen på Svalbard for inspirasjon og verdifulle erfaringer når man videre skal fornye energisystemet i hele Longyearbyen.

Eksisterende PV-installasjoner har vist at de kan redusere forbruket av diesel i off-grid anlegg, eller bidra til å redusere effekttrekket fra kraftnettet. Derfor redusere forbruket av energi fra fossile kilder. Det viser seg også at installasjoner hvor det ikke er installert energilagring/batterier for energilagring ikke er gunstig, basert på erfaringer fra boligblokkene på Elvesletta. I eventuelle fremtidige distribuerte PV-installasjoner bør det installeres batterier for energilagring.

Nå som dagens nivå av solkraft har blitt kartlagt, vil de neste kapitlene ta for seg videre utredning og utbygging av solkraft.

2.2 Dagens energisituasjon

For å videre bestemme hvilke konsekvenser en implementering av en vesentlig mengde intermitterende effekt fra PV-produksjon vil ha i nettet, er det nødvendig med en oversikt over dagens energisituasjon.

Vintrene på Svalbard er kalde med vedvarende temperaturer under -10°C . Sommeren har en middeltemperatur på 5°C . Årlig gjennomsnittstemperatur er -5°C [12]. Det er kritisk at energiforsyningen er pålitelig, og at Longyearbyen er selvforsynt med energi selv i nødstilfeller. Temperaturen er også viktig med tanke på hvordan solceller vil yte, da virkningsgraden øker når temperaturen synker.

Denne rapporten vil ikke gå inn på energieffektivisering og energitariffer, men temaet er såpass viktig at det bør nevnes. Bygningsmassen i Longyearbyen bærer preg av en tidsalder hvor fokus på energiforbruk ikke var viktig. De fleste bygg ble i sin tid bygd for å være «gode nok», og er for det meste dårlig isolert. Fjernvarmen har sørget for et behagelig inneklima, og det er ikke uvanlig at innendørstemperatur reguleres ved å åpne vinduer. I tillegg er det store tap i fjernvarmenettet [4]. Energitariffene er utformet slik at forbrukerne betaler en fast sats for strøm og varme. Lokalstyre har uttrykt at disse tariffene er gammeldagse, og ser etter hvordan disse kan endres. Forbrukere har heller ikke målere for fjernavlesning, hverken for strøm eller fjernvarme, men dette skal implementeres i nærmeste fremtid.

I overgangen til fornybare energikilder vil og energieffektivisering være sentralt. Fordi energikilder som sol- og vindkraft ikke tillater samme kontroll over produksjon slik kullkraften gjør. Og fordi forbedring i energiforbruket gi bedre utnyttelse av arealet man bruker på utbygging av fornybar energi bedre.

Det vil ta tid å endre forbruket i energisystemet. Som innebærer oppgraderinger av bygningsmassen, installering av smarte målere for strøm og fjernvarme, og nye energitariffer. Derfor vil videre dimensjonering av solkraft baseres på dagens energiforbruk uten hensyn til en eventuell nedgang i energiforbruk per areal.

2.2.1 Produksjon og forbruk

All energi i Longyearbyens energisystem produseres med kullkraft og diesel, med små bidrag fra solenergi. Både termisk og elektrisk energi blir i dag produsert av to dampturbiner i Kullkraftverket, med periodevise bidrag fra reservekraften (dieselaggregater) for å håndtere effekttopper. Det eksisterer hverken energilagring for termisk- eller elektrisk energi.

Longyearbyen har et samlet energibehov på 40 GWh elektrisk energi, og 70 GWh termisk energi, presentert i Tabell 1 [2]. Dagens installasjoner av solenergi på flyplassen og i de to boligblokkene produserte henholdsvis 68,26 MWh og 16,66 MWh i 2019.

Tabell 1 - Oversikt over energibehov, dagens produksjon fra solkraft og nødvendig reservebuffer

Årlig energibehov for elektrisitet	40 GWh
Årlig energibehov for varme	70 GWh
Årlig produksjon fra eksisterende solenergi	70 MWh – 80 MWh
Nødvendig tidsbuffer ved forsyningsavbrudd	30 dager

Kraftsystemet i Longyearbyen driftes ikke slik det gjøres på fastlandet. Det eksisterer ikke et kraftmarked som påvirker planleggingsfasen og produksjonsbalansen. Produksjonen justeres etter behov, og reguleres manuelt etter beste evne.

Generator		Effekt el	Teoretisk effekt varme	Virkningsgrad kraftproduksjon η_{el}	Virkningsgrad varmeproduksjon η_{varme}
Turbin 1	Mottrykks-turbin	Teoretisk: 5,5 MW Faktisk: 7,5 MW minus pr. turbin 2	Teoretisk: 22 MW Faktisk ved full el.prod: 16 MW	19 %	63 %
Turbin 2	Kondensasjons-turbin	Teoretisk: 5,5 MW Faktisk: 7,5 MW minus pr. turbin 1	-	27 %	-
Dieselkjel		-	5 MW	-	Ukjent

Figur 5 - Oversikt over dampturbinene i Energiverket (kullkraftverket) [4]

Figur 5 viser en oversikt over dampturbinene. Turbin 1 (T1) produserer både varme og strøm, med et forhold på 3:1. Tre deler varme for hver del strøm. Dette gjør at den totale virkningsgraden for T1 er høy. Turbinen reguleres etter primært etter behov for fjernvarme. Turbin 2 produserer kun strøm og brukes til å håndtere variasjoner det elektriske nettet. Når produksjon fra både T1 og T2 ikke strekker til brukes reservekraften til å håndtere effekttopper, som skjer mye oftere enn man først hadde antatt. Denne driftssituasjonen setter høye krav til opptid av kraftverket og gir samtidig lite rom for vedlikehold. Dampturbiner egner seg i utgangspunktet dårlig til hyppig regulering av turtall, og stadige variasjoner fører økt slitasje.

Kraftsystemet driftes i dag etter «beste evne». Det foreligger ikke spenningsmålinger, eller oversikt over spenningskvalitet og støy, som overharmoniske. Vernet i kraftverket slår ut ved 48 Hz. Reguleringen av produksjonen, frekvens og spenningsstabilitet gjøres manuelt fra kontrollrommet i Energiverket. Ut over det er det ingen krav til drift, den reguleres etter beste evne.

Dagens reservekraft består av tre dieselaggregater som til sammen kan levere 4,8 MW elektrisk. Disse brukes også til å håndtere spisslastene i nettet, og har blitt kjørt mer enn planlagt. Reservekapasiteten er for tiden under oppgradering, og fra sommeren 2020 vil den være i stand til å forsyne hele nettet hvis kullkraftverket kobles fra. I tillegg til Energiverkets reserveaggregater finnes det også private dieseldrevne nødstrømsaggregater. Disse er oppgitt i

Tabell 2. Utbedringer i reservekapasiteten er allerede under bygging, og reservekraften vil fra og med sommeren 2020 være i stand til å dekke 100 % av energibehovet til Longyearbyen. Av disse er det kun aggregatet i Gruve 7 i Adventdalen på 1 MW som mater effekt inn i nettet [13]. Figur 6 viser en samlet oversikt over total produksjonskapasitet i energisystemet.

Stasjon	Energi- kilde	Antall turbiner/ generatorer/ fyrkjeler	Strøm	Fjernvarme	Installa- sjonsår
Kullkraftverket	Kull	2	7,5 MW	14 MW	1983
Reservefyrkjel (samme bygg som kullkraftverket)	Diesel	1		5 MW	1983
Reservekraft- verket (ved UNIS- krysset)	Diesel	3	4,5 MW		2008/2009
Nødstrøms- aggregat	Diesel	11	Ca. 4,4 MW		Diverse
Fyrhusene	Diesel	6		15,7 MW	Ukjent/diverse
Total kapasitet			16,4 MW	34,7 MW	

Figur 6 - Total produksjonskapasitet i Longyearbyens energisystem [4]

Utbedringer i reservekapasiteten er allerede under bygging, og reservekraften vil fra og med sommeren 2020 være i stand til å dekke 100 % av energibehovet til Longyearbyen [13].

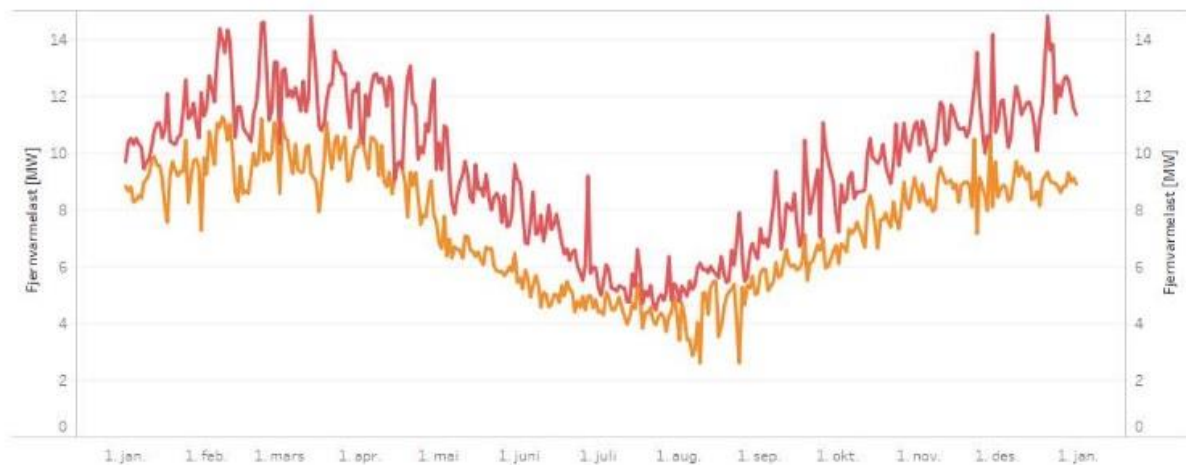
Tabell 2 - Private nødstrømsaggregater

Eier	Effekt [kW]
SvalSat	1000
Avinor (flyplassen)	1100
Telenor	100
Eiscat	280
Forskningsparken	280
SNSK (Gruve 7)	1000

Siden det ikke eksisterer målinger hos forbrukerne har produksjonsprofiler blitt brukt for å skaffe oversikt over forbruket. I de to neste avsnittene blir produksjonsprofiler for termisk og elektrisk energi gått gjennom.

2.2.2 Fjernvarme

Forbruket av termisk energi, eller fjernvarme står for ca. 64 prosent av det totale energiforbruket i energisystemet. Fjernvarmenettet sørger for oppvarming av arealer og oppvarming av varmtvann. I 2018 var det tilknyttet rundt 200 000 m² til fjernvarmenettet. Fjernvarmen er viktig å ta hensyn til på grunn av at den har direkte sammenheng med kraftnett gjennom at strømproduksjonen i T1 avhenger av behovet for fjernvarme. Hele systemet er dimensjonert ut ifra at fjernvarmenettet står for oppvarming, og kraftnettet for resterende forbruk. Behovet for varme avhenger av utendørstemperaturen, og svinger mye etter årstid. Figur 7 viser en oversikt over maksimal og minimal produksjon av fjernvarme gjennom 2017.



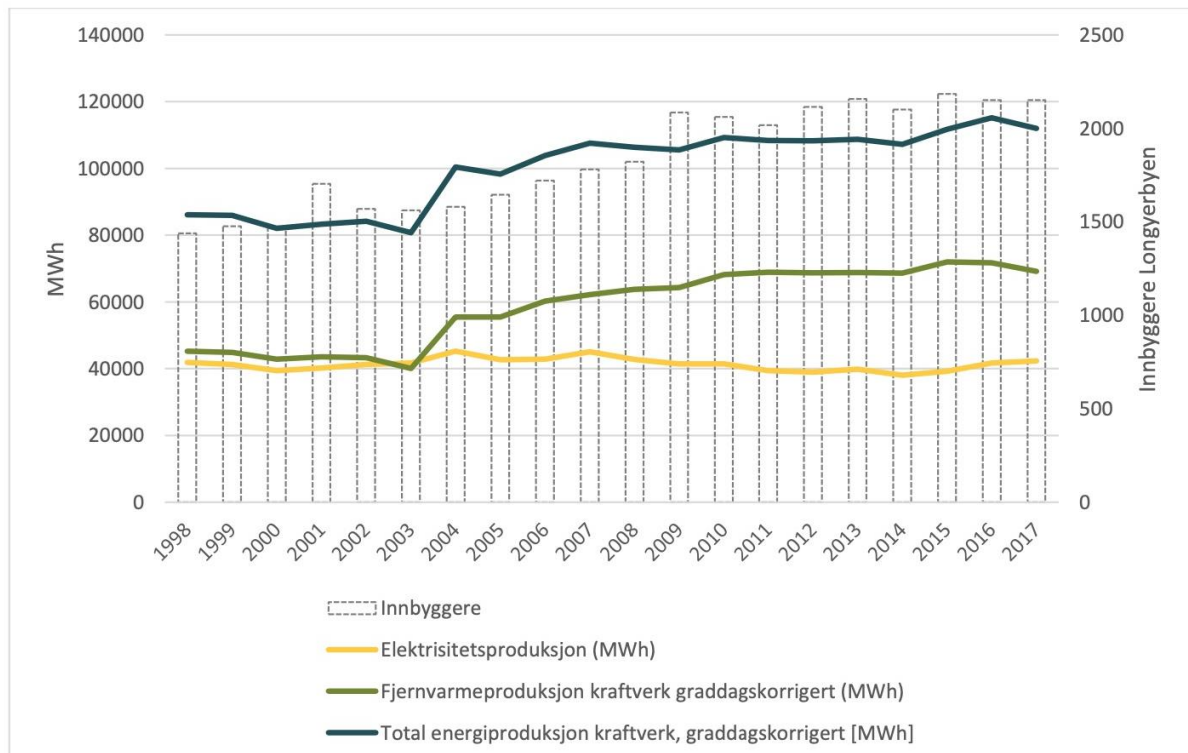
Figur 7 - Maks og min produksjon av fjernvarme 2017 [4]

I figuren kommer det frem at produksjonskapasiteten til kullkraftverket overstiges flere ganger i løpet av året. Henholdsvis i januar, februar, og desember. Om sommeren juni – august faller behovet for fjernvarme og produksjonen deretter. Maksimalt målt fjernvarmproduksjon fra kraftverket det siste året er 13 MW og ble målt ved minus 20 °C [4]. I situasjoner hvor strømforbruket er lavt vil T2 oppleve store variasjoner i turtall. Dette øker slitasjen på turbinen. T1 står for produksjon av både varme og strøm hvor reguleringen fører til overskuddsvarme i systemet. I disse tilfellene er det vanlig med stort overskudd av fjernvarme som dumpes ut av systemet og ut i havet. Det kan dumpes opp til 3 MW i sjøen i slike situasjoner [14]. Det skal dog etter planen installeres et termisk energilager med kapasitet på 30 MWh_{th} som vil forbedre denne situasjonen [4].

Eventuelle alternativ til dagens fjernvarme har ikke blitt undersøkt, herunder utnyttelse av varmen i solinnstråling. Dette blir begrunnet dypere litt senere i rapporten. Det kan dog nevnes at Thema Consulting har gjort en utredning på dette, og konkluderer med at grunnvarme i form av svært dype brønner kan gi tilstrekkelig temperatur til å forsyne både kraftproduksjon og fjernvarmenett [4].

2.2.3 Elektrisk energi

Som det ble nevnt i avsnittet ovenfor er energisystemet i Longyearbyen dimensjonert for at fjernvarmen skal forsyne byen med varme. Kapasiteten i overføringsnettet er grei nok for å dagens belastning, men nettet vil ikke klare å erstatte overføringen fjernvarmenettet står for i dag. Derfor er det elektrisk forbruk som vil være veiledende i utredningen av solkraft.



Figur 8 - Historisk energiproduksjon og innbyggertall i Longyearbyen i perioden 1998 – 2017

Først og fremst er det viktig å få en oversikt over behovet for elektrisk energi. Hvordan etterspørselen ser ut i dag og hvilken trend man kan forvente fremover. Deretter kan det gjøres antakelser for hvordan effekt og energibehovet vil være fremover.

Figur 8 viser en oversikt over energiproduksjon basert på innbyggertall fra 1998 – 2017. Den grønne grafen viser produksjon av fjernvarme, den gule grafen viser produksjon av elektrisk energi, og den sorte viser totalt produsert energi. Grafene viser at produksjonen av elektrisk energi ligger på samme nivå i dag som den gjorde for 20 år siden. I samme periode har produksjon av fjernvarme økt. Dette henger sammen med at oppvarmingen av areal og varmtvann forsynes av fjernvarmenettet, direkte relatert til antall innbyggere.

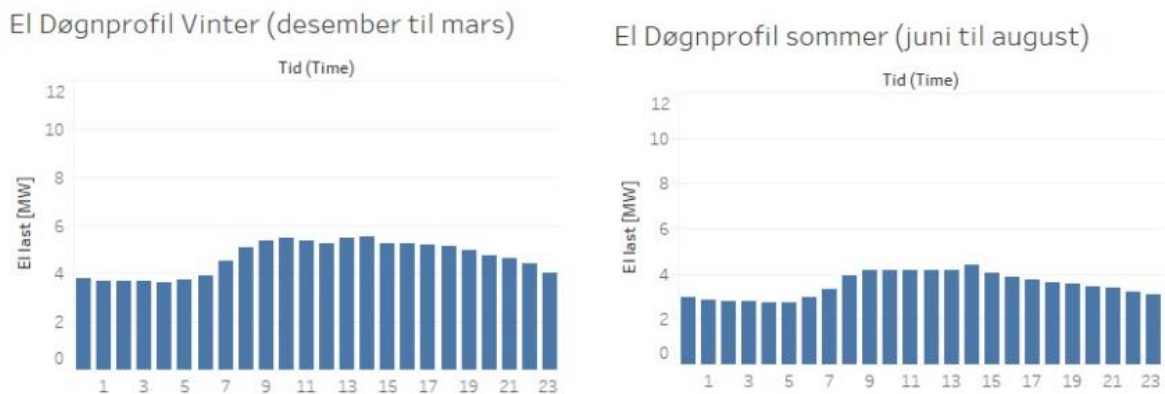
Innbyggertallet i Longyearbyen er ventet å øke i årene fremover, men behovet for elektrisk energi vil allikevel holde seg på et relativt likt nivå som i dag. En stor del av begrunnelsen for dette er at gruve 7 etter planen skal legge ned driften i løpet av de neste ti årene. Behovet for elektrisk energi som følge av økt næringsvirksomhet forventes ikke å overstige det forbruket gruve 7 står for i dag. Gruve 7 brukte 5720 MWh i 2017, som er 13 % av det totale forbruket til Longyearbyen [4]. Med disse forutsetningen antas det videre at behovet for effekt og elektrisk energi vil være likt i årene som kommer, og vil derfor brukes videre i beregninger og antakelser. Det har dog ikke blitt tatt hensyn til eventuell framtidig forsyning av landstrøm til skipstrafikk, bl.a. som følge av økt turisme.



Figur 9 - Minimal og maksimal samlet produksjon/last i nettet 2017

Den totale etterspørselen etter elektrisk energi holde seg relativt stabil gjennom året. All oppvarming av arealer og varmtvann går via fjernvarmenettet, noe som gjør at sesongvariasjoner i strømforbruk er små. Figur 9 viser en oversikt over total produksjon gjennom hele 2017. Den grønne grafen representerer minimum last gjennom året, og den blå representerer maks last gjennom året. Minimum last kan tenkes å gjelde for nattetid, og maks

last for dagtid. Siden det ikke eksisterer målinger over forbruk av elektrisk energi, vil produksjonsprofilene brukes som utgangspunkt for forbruk. I og med at produksjon og forbruk må være likt til enhver tid for å holde en stabil nettfrekvens er det rimelig å tro at produksjonskurvene også representerer forbruket, hvor forskjellen kun vil være overføringstap. og det kan antas at $P_{\text{forbruk}} = P_{\text{produsert}} - P_{\text{tap}}$.



Figur 10 - Gjennomsnittlige døgnprofiler for vinter og sommer [4]

Figur 10 presenterer gjennomsnittlige døgnprofiler for vinter og sommer og viser av effektbehovet for et gjennomsnittlig vinterdøgn ligger like under 4 MW om natten, og ligger tett opp mot 6 MW om dagen. Om sommeren overstiger effektbehovet sjeldent mye over 4 MW. For utredning av solkraft er det gjennomsnittlige døgnprofil for sommer man trenger å forholde seg til, da PV-installasjoner ikke produserer noe i vinterhalvåret. Figuren representerer gjennomsnittlig effektbehov og kan variere fra døgn til døgn. Figur 9 - Minimal og maksimal samlet produksjon/last i nettet 2017 viser at forbruket var over 7 MW i 2017. Så hvis det antas at solkraft samlet sett kan levere 8 MW kontinuerlig effekt er den i stand til å forsyne Longyearbyen med elektrisk energi.

Med utgangspunkt i Figur 10 antas det at energibehovet til Longyearbyen i et gjennomsnittlig sommerdøgn ligger rundt 90 MWh, hvor evnen til å levere en effekt aldri understiger 5,5 MW.

2.2.4 Longyearbyens kraftnett

Etter ønske fra Energiverket vil det ikke bli vist oversikt over nettet i form av kart eller liknende.

Kraftnettet i Longyearbyen defineres som et svakt nett, og bærer preg av alder. At nettet defineres som svakt betyr kort fortalt at det reagerer kraftigere på forstyrrelser i balansen mellom produksjon og forbruk (frekvensbalansen) og spenningsforstyrrelser. Kraftsystemet kan deles inn i høyspent distribusjonsnett og lavspent distribusjonsnett. Kraftsystemet består av 54 transformatorer, 48 nettstasjoner og fire høyspent hovedavganger. Avgangene er listet opp i Tabell 3. Samlet sett utgjør dette 29,5 km luftlinjer og 16,3 km høyspent jordkabel.

Tabell 3 - Oversikt over høyspent nett i prioritert rekkefølge

Høyspent distibusjonsnett		
	Spenningsnivå [kV]	Prioritet
Hotellneset	11 kV	1
Adventdalen	22 kV	2
Sjøområdet	11 kV	3
Longyeardalen	11 kV	4

Gjennom beslutningsprosessene har det blitt lagt særlig vekt på avgangen til Longyeardalen. I alternativet for distribuert PV-produksjon vil produksjonstyngepunktet for solkraften være i Longyeardalen. Overføringsnettet her en av de svakeste områdene nettet. Bortsett fra to luftlinjer går effektoverføring via kabel av typen Al 3x95. Denne har en termisk grenselast på rundt 4,36 MW. Dette gjør det problematisk med nettilknytning av distribuert PV-produksjon i Longyeardalen, og er en av grunnene til at Energiverket er skeptisk til å la forbrukere koble til distribuert PV-produksjon. Grenselasten har blitt regnet ut basert på kabeldata som ligger i vedlegg B.

Distribuert PV kan som det ble nevnt tidligere være aktuelt å installere i Longyeardalen. Slik det høyspente kraftnettet er i Longyeardalen i dag vil installering av så mye ekstra distribuert effekt være urealistisk å gjennomføre uten en større oppgradering av nettet. Ved å enten la være å koble distribuert PV-produksjon til nettet, eller installere energilagringen i

nærheten av de distribuerte anleggene kan man jobbe seg rundt denne utfordringen. Men da står allikevel det overordnede målet uløst. I tillegg viser erfaringene fra anleggene på Elvesletta at installasjoner uten batteri ikke er gunstig.

2.2.5 Driftssituasjon

Som det ble nevnt i introduksjonen til kapittelet har Longyearbyen et svakt overføringsnett. Netteier i Longyearbyen (Energiverket) følger i motsetning til fastlandet ingen regulativ eller krav til drift. Energiverket tjener heller ikke penger på sitt virke, deres ansvar er å sørge for at forbrukere har tilgang til fjernvarme og strøm.

På fastlandet foreligger det retningslinjer for drift, og setter krav til bl.a. spenningskvalitet, frekvens, N-1-drift. Kraftsystemet i Longyearbyen driftes ikke etter disse retningslinjene. Det foreligger ikke spenningsmålinger, man vet derfor ikke noe om spenningskvaliteten eller støy i nettet, som overharmoniske. Det er ikke krav til nettfrekvens. Nominell nettfrekvens er den samme i Longyearbyen som på fastlands Norge, 50 Hz. Frekvensvernet i kjelleren på Energiverket slår ut hvis frekvensen faller under 48 Hz.

Hvis det oppstår leveringsproblemer vil nettet automatisk kobles ut i prioritert rekkefølge 1 – 4 ut ifra prioriteringene som er vist i Tabell 3 på forrige side. Av de privateide nødstrømsaggregatene er det kun aggregat i Gruve 7 som vil mate inn i nettet ved behov. Aggregatet yter 1 MW og forsyner da Adventdalen. Resten av systemet, altså Longyeardalen.

Netteier (Energiverket) er svært tilbakeholden til tilkobling av distribuert solenergi i deres kraftnett, fordi det vil gjøre en allerede krevende driftssituasjon mer krevende. Et av problemene med integrasjon av en større andel intermitterende produksjon i systemet er at kraftnettet styres manuelt. Kontrollen reguleres etter erfaringer og etter beste evne fordi det ikke er implementert automasjon i større grad. Dette omhandler alt fra turtall- og magnetisering av maskinene i kraftverket, til reservekraften.

De største tapene, fra produksjon til forbruker finner sted i overføringen. Energiverket opplyser om at tapene ligger rundt 10 prosent [14]. Det er vanskelig å gi en konkret oversikt over nettsituasjonen uten å ha utført beregninger eller simuleringer. Det har derfor blitt rettet

fokus mot en generell diskusjon av hvilke konsekvenser man kan forvente med tilknytning av en større mengde intermitterende produksjon, og kun enkelte deler av nettet har blitt diskutert.

2.2.6 Batteribank

Energiverket planlegger å installere en batteribank i tilknytning til kullkraftverket uavhengig av hva som skjer med solkraft. Denne batteribanken vil bli plassert ved kullkraftverket.

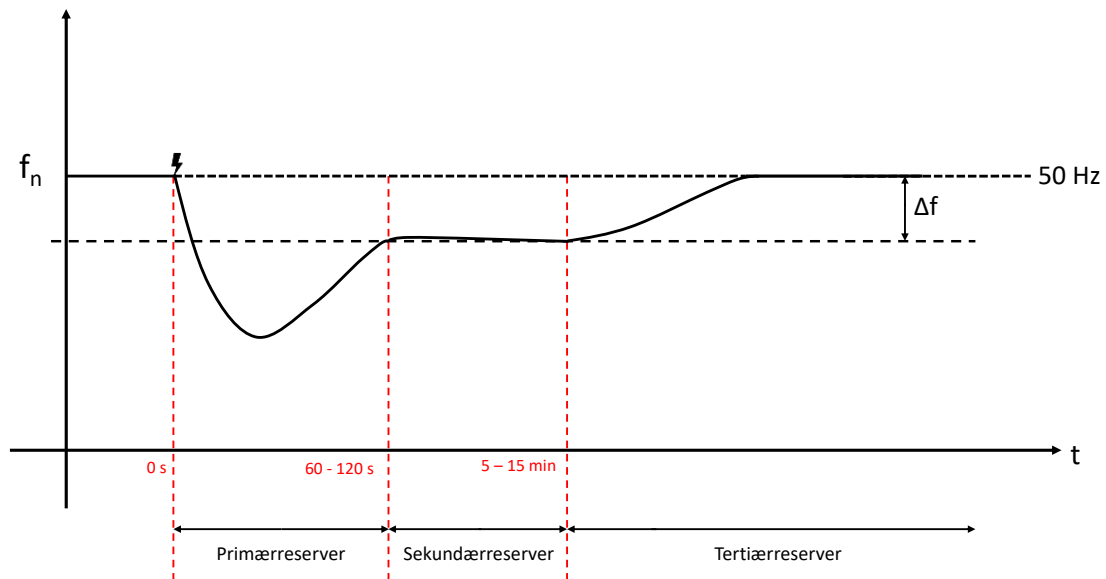
Hvilken type batteriteknologi, og hvilken størrelse på batteribanken (MWh) har ikke blitt undersøkt. Det vites heller ikke hvilke effekter batteribanken vil være i stand til å avgi eller bruke ved opplading og utlading, men det antas at det er tilstrekkelig. Det har videre blitt tatt utgangspunkt i konklusjonen Multiconsult gjorde i en utredning av alternative energikilder.

I utredningen konkluderer de med at en batteribank på 10 MWh + 0,85 MWh. 0,85 MWh for reservestrøm i tilfelle mørklegging, og innebærer stasjonsstrøm og oppstart av nødstrømsaggregater. Multiconsult har også sett på de økonomiske aspektene ved alternative energikilder. De konkluderer også med at man vil tjene inn investeringskostnaden til energilagring, både termisk og elektrisk lager relativt raskt da disse vil forenkle reguleringen og jevne ut produksjonen på dampturbinene [15].

Med tanke på kontroll av intermitterende produksjon i nettet, vil det være enklere å kontrollere med en større batteribank tilknyttet høyspentnettet. Den kan da brukes aktivt for å holde en konstant nettfrekvens, og sørge for mer stabil drift av dampturbinene. Ved et effektunderskudd kan batteribanken levere effekt i nettet, inntil tilstrekkelig reservekraft er operativ. Og i situasjoner hvor man plutselig opplever et effektoverskudd kan batteribanken øyeblikkelig starte lading. Dette kan være tilfelle om større laster i nettet plutselig kobles ut. For eksempel. Gruve 7 har flere større direktekoblede motorer mot nettet. Disse kan i feilsituasjoner lede til spenningsproblematikk og driftsforstyrrelser. En batteribank kan sørge for en bedret driftssituasjon hvis motorene forårsaker plutselige endringer i nettet.

2.2.7 Energilagring og frekvensstabilitet

Dampmaskiner egner seg dårlig for balansering av nettfrekvensen. Pådraget til en dampmaskin og følgelig turtallet bestemmes av hvor mye kraft dampen utøver på turbinhjulet. Selve maskinen er i stand til å endre turtall hurtig, men ved en rask økning eller reduksjon av tilført damp, øker eller synker temperaturen i turbinbladene for raskt. Det fører til unødvendig mye slitasje på bladene, og senker effektivt levetiden for maskinen.



Figur 11 - Typisk frekvensrespons i et større kraftsystem med roterende masser

Prinsippet bak en typisk frekvensrespons når en feil inntreffer i et større synkront system med tidsintervaller før nominell drift er gjenopprettet vises i Figur 11. Det som skjer når feilen inntreffer, markert som et lyn i figuren, er et utfall av produksjon som fører til et underskudd av effekt i systemet. Karakteristikken på kurven bestemmes av de samlede roterende massene i systemet og deres statikk. Frekvensen vil falle til alle tilkoblede synkrongeneratorer øker sine pådrag, dette kalles primærreserver. Denne responsen skjer i løpet sekunder. Det er fortsatt produksjonsunderskudd i systemet og frekvensen er under 50 Hz. Dette vil vedvare til tertiærreservene har blitt startet opp og tilkoblet, etter det er frekvensen gjenopprettet til 50 Hz.

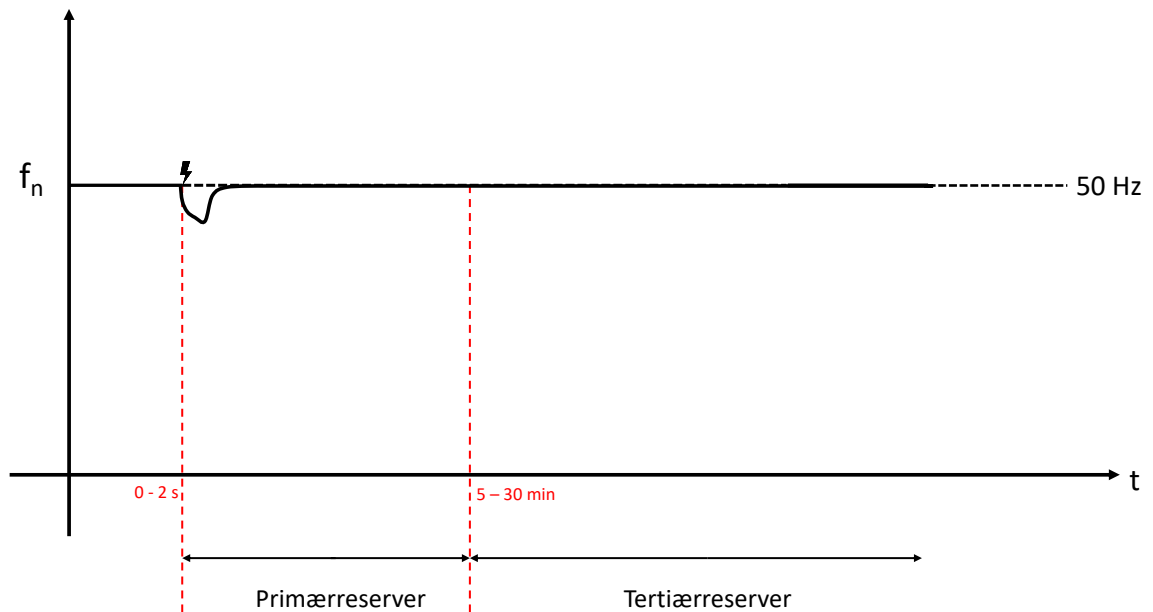
Kraftsystemet i Longyearbyen er så lite, med kun to roterende maskiner slik at man vil nok ikke se en slik frekvensrespons. Men på Svalbard vil en batteribank kunne brukes til samme

formål. Responstiden til reservekraften i kraftsystemet i Longyearbyen er i dag 5 – 30 minutter, avhengig av situasjon [13]. Inntil reservekraften er startet opp og koblet til nett kan batteribanken brukes som reservekraft.

I seksjon 2.2.3 ble effektbehovet for Longyearbyen kartlagt. Det viser seg at effektbehovet sjeldent overstiger 7 MW på årsbasis. Hvis produksjonen skulle falle ut kan en batteribank på 10 MWh i slike tilfeller kunne forsyne hele den elektriske lasten i over en time, og kan for eksempel brukes som frekvensstøtte inntil tilstrekkelig reservekraft er startet opp

Antakelsene om batteri som nettstøtte gjelder både for sommer og vinter drift. Effektbehovet er marginalt høyere om vinteren, men overstiger som regel ikke 6 MW. Batterier kan starte å virke veldig raskt, altså starte lading eller utlading med en tidsrespons i millisekunder. På denne måten kan man bruke batteribanken både som primærreserve og sekundærreserver, og drifter de så lenge som nødvendig, til dieselaggregater, sett på som tertiær reservekraft er på nett. Det forutsetter dog at batteribanken er i stand til å levere så høy effekt som kreves for å støtte nettet.

I Figur 12 illustreres det hvordan frekvensresponsen kan se ut i et tilfelle hvor batterier brukes som reservekraft. I det feilen inntreffer, markert som et lyn i figuren begynner batteribanken øyeblikkelig å levere effekt ut i nettet, for å dekke effektunderskuddet. Dette opprettholdes helt til nødvendig reservekraft (dieselaggregater) har blitt startet og er på nett. Dette kan ta mellom fem og tretti minutter, avhengig av situasjon. På denne måten brukes batterier som både primær og sekundærreserver, og dieselaggregatene fungerer som tertiærreserver. Samme prinsippet gjelder for generell frekvensregulering.



Figur 12 - Illustrasjon med batteri som reservekraft

På denne måten kan batterilagring ved kullkraftverket gjort driftssituasjonen mer stabil. Man vil få et jevnere turtall på turbinene og frekvensen kunne blitt holdt mer stabil. Man hadde også fått mer kontroll over driftssituasjonen. Opprinnelig var det planlagt en stabilitetsanalyse for å finne ut hvordan batteri og en større installasjon av sentralisert PV-produksjon ville påvirket turbinene i kraftverket i en slik situasjon.

3 Utredning av potensial for solenergi

For å gjøre en vurdering av hvilken form for solkraft kan gi best mulig produksjon er det noen nøkkelpunkter som ligger til grunn.

- Innstråling (W/m^2)
- Lokale variasjoner i innstråling (skygge- og snøforhold)
- Tilgjengelige arealer for utbygging
- Integrering i kraftnettet

Når det gjelder PV-produksjon er det to konkrete alternativer som peker seg ut. *Distribuert PV-produksjon*, primært på tilgjengelige takareal i Longyearbyen, og *sentralisert PV-produksjon* i form av en solcellepark. Det har blitt gjort en vurdering av begge alternativene med fokus på sentralisert PV-produksjon.

I oppstartsfasen av arbeidet ble det gjennom flere samtaler med Lokalstyre diskutert hvilken måte man skal bygge ut produksjonskapasiteten for solkraft. Tanken med å utnytte solvarmen direkte for å bruke til oppvarming virket god. Flere løsninger ble diskutert, derav hybridløsninger som kan lagre solenergien som varme, hvor den kan hentes ut både som termisk og elektrisk energi. Slike løsninger har blitt vurdert av Lokalstyre, men virkningsgraden er foreløpig for lav til at de skal være aktuelle. Thema Consulting har også gjort en utredning av solfangere og utnyttelse av varmen i solenergien, og de har kommet frem til at de på dette stadiet ikke lar seg integrere i energisystemet på en fornuftig måte [4].

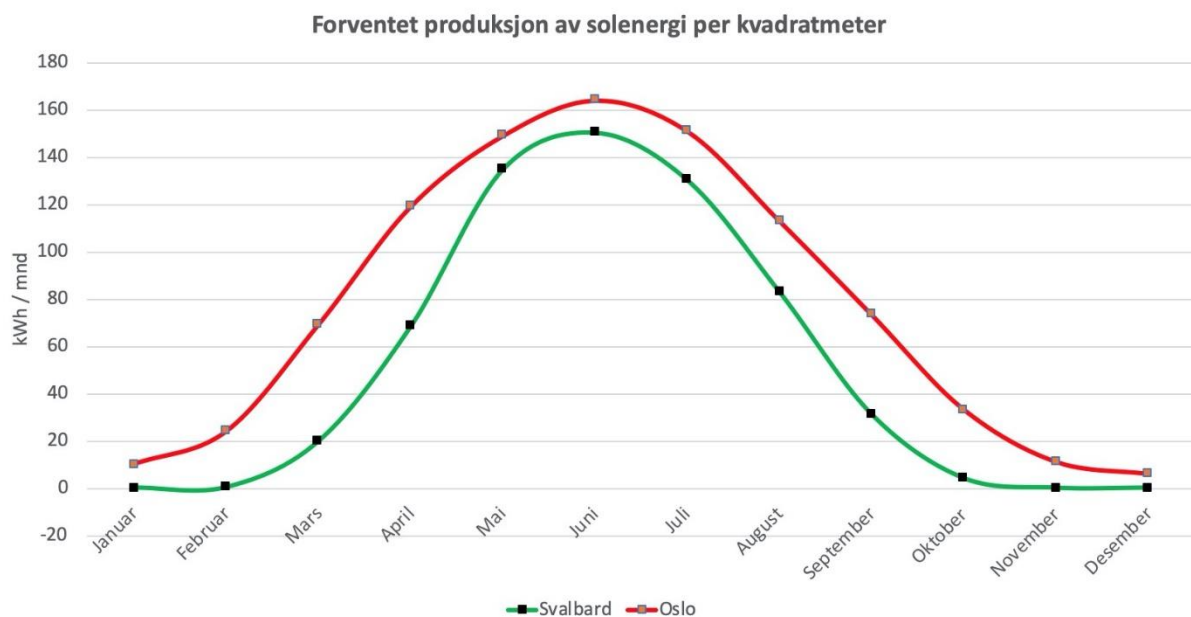
Hovedgrunnen til at solfangere ikke lar seg integrere i dagens fjernvarmenett er fordi temperaturen de opererer med er for lav. Fjernvarmenettet står for all forsyning av varme. Dette er dimensjonert for forbrenningsprosesser og opererer med en høyere temperatur enn systemer med solfangere [4]. Basert på Thema Consulting og Lokalstyre sine konklusjoner, samt det at denne rapporten har som mål å undersøke tilknytning til energisystemet har ikke alternative teknologier for utnyttelse av solenergi blitt studert videre i detalj. Solfangere kan ha sin plass i det overordnede bildet med fornybar energi, men egner seg ikke for integrasjon i dagens energisystem.

3.1 Innstrålingspotensial

For å finne potensialet for solenergi ble først solinnstrålingen på Svalbard undersøkt. I første omgang ble teoretisk innstrålingspotensial undersøkt. Deretter ble innstrålingen på Svalbard sammenliknet med innstrålingen i Oslo, for å danne et bilde for hvilket utgangspunkt man jobber ut ifra. Forventet innstråling for Oslo er hentet fra Soldata.no [16], en norsk tjeneste som baserer seg på *PVGIS (EU sitt solkartleggingsprogram)*.

Forventet innstråling for Svalbard er basert på satellittmålinger fra NASA og Meteonorm, samlet inn av Thema Consulting [4]. Sammenlikningen presenteres grafisk i Figur 13, og viser produksjonspotensialet i kilowatt timer per kvadratmeter per måned (kWh/m²/mnd.). For å være i stand til å lage estimerte døgnprofiler for solkraft ble også innstrålingsmålinger fra Adventdalen gjennomgått. Dette presenteres litt senere i rapporten.

Figuren viser at karakteristikken på kurvene er lik, med litt lavere innstråling i begynnelsen og slutten av året for Svalbard. Maksimal innstråling er overraskende likt. I perioden hvor innstrålingen er høyest (Mai til Juli) er avviket lite. Dette styrker argumentet for utbygging av solkraft i Longyearbyen og viser at solkraft kan være et reelt energialternativ. Det krever dog mer kraftproduserende areal for å oppnå samme energiproduksjon som Oslo. Men til fordel for Svalbard, så er det midnattssol store deler av sol-sesongen.



Figur 13 - Innstrålingspotensial for Oslo og Svalbard

For å sjekke om de teoretiske dataene gir et realistisk bilde av innstrålingspotensialet på Svalbard ble teoretisk energiproduksjon satt opp mot faktisk produsert energi fra den ene av blokkene på Elvesletta. Teoretisk potensial for energiproduksjon ble regnet ut som likning 4.1 viser, med utgangspunkt i paneldata fra Elvesletta C3. Resultatet er satt opp i Tabell 4

$$P_{teoretisk} = \frac{kWh}{m^2} \times A \times \eta \quad (4.1)$$

- kWh/m² - oppgitt i teoretisk energiproduksjon per måned,
- A Areal av solceller,
- η (15,8 %) virkningsgraden til solcellene.

Tabell 4 - Oversikt over målt produksjon og teoretisk produksjonspotensial

Teoretisk årlig produksjonspotensial [kWh/m²]	8756
Faktisk produsert energi i 2018 [kWh]	8328
Avvik [kWh]	428
Avvik [%]	4,9

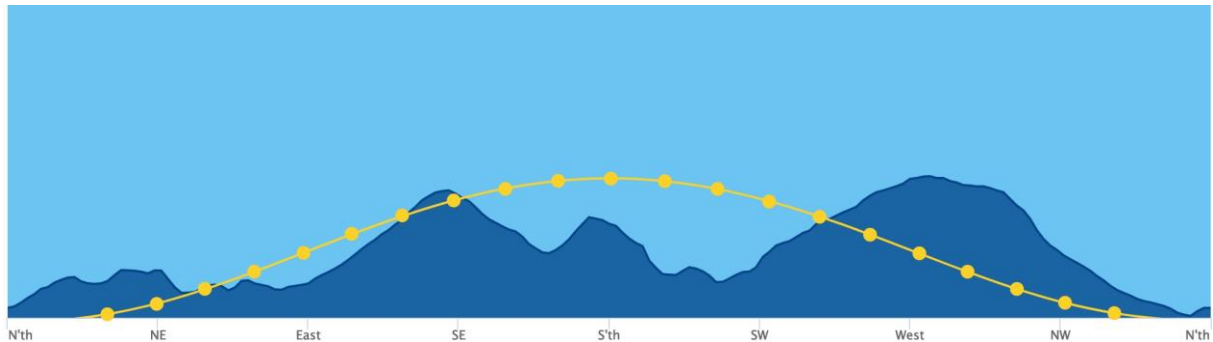
Et avvik på rett under fem prosent er akseptabelt, og viser at teoretiske data er nøyaktig nok, og gir et ganske realistisk bilde av hva man kan forvente fra solenergi i Longyearbyen.

3.1.1 Lokale variasjoner innstråling

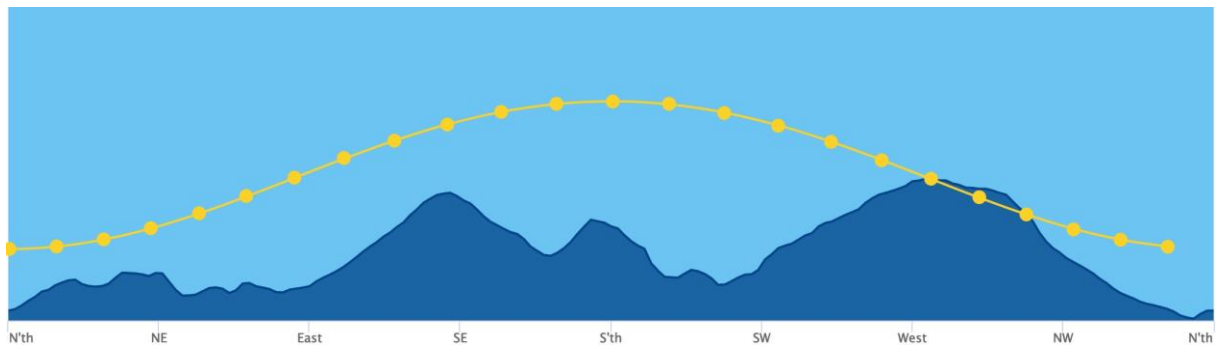
Longyeardalen er omgitt av fjell, med i Sukkertoppen i Sør-Øst og Platåberget i Vest. Disse blokkerer innstrålingen ved soloppgang- og solnedgang, spesielt i periodene tidlig og sent på året. Innstrålingen på sletten ved flyplassen (Adventpynten/Hotellneset) blokkes kun av Platåfjellet mot nord ved solnedgang sent i sesongen. Figurene på de neste sidene presenterer dette visuelt med terreng, solhøyde og himmelretning.

Figur 14, Figur 15, og Figur 16 viser solhøyden i løpet av dagen i forhold til terrenget rundt i Longyeardalen. Henholdsvis for midten av april, midten av juni og midten av september.

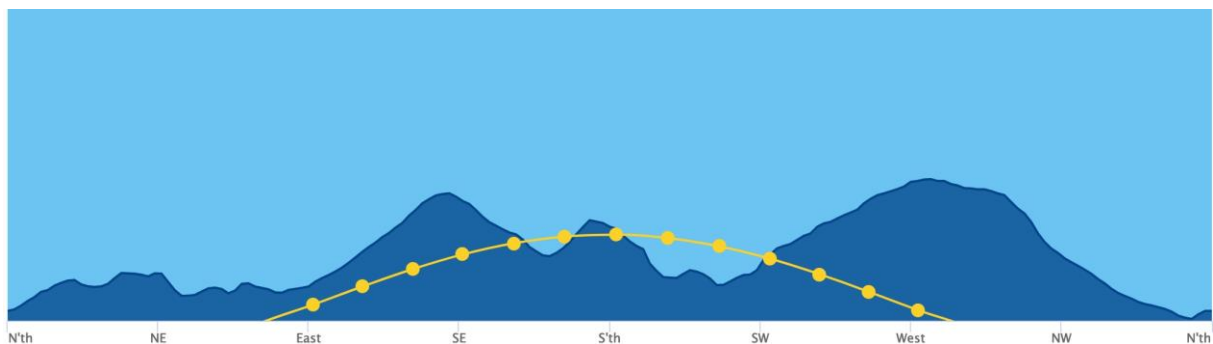
Utgangspunktet for kurvene er beregnet for flater fire meter over bakkenivå. For å illustrere gjennomsnittlige takhøyder.



Figur 14 - Solforhold i Longyeardalen i midten av april

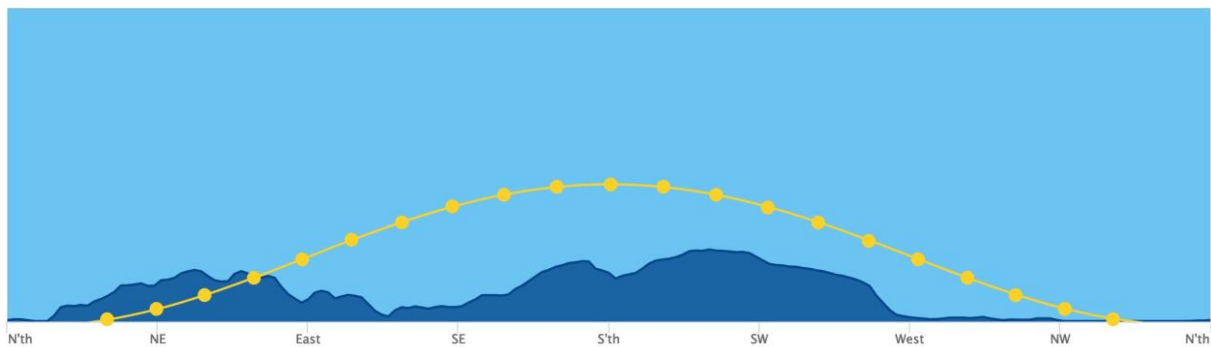


Figur 15 - Solforhold i Longyeardalen - midten av juni

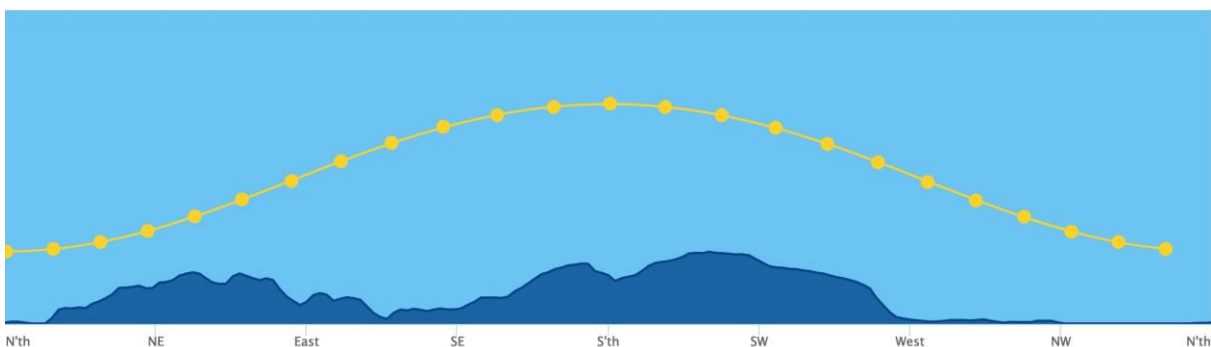


Figur 16 - Solforhold i Longyeardalen - midten av september

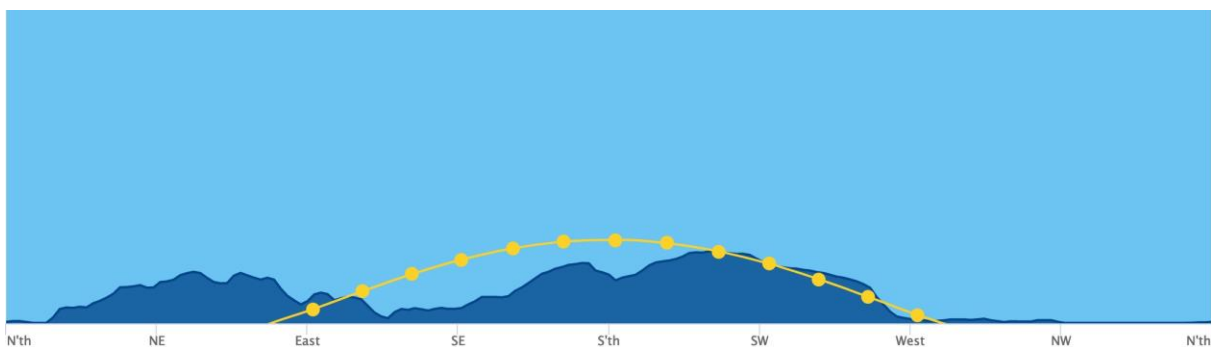
Figur 17, Figur 18 og Figur 19 viser solhøyden i løpet av dagen i forhold til terrenget rundt ved Adventpynten, for samme perioder. Utgangspunktet for kurvene for Adventpynten er beregnet for flater 2 m over bakkenivå, som vil være omtrentlig høyde til stativene.



Figur 17 - Solforhold ved Adventpynten - midten av april



Figur 18 - Solforhold ved Adventpynten - midten av juni



Figur 19 - Solforhold ved Adventpynten - midten av september

Som det kommer frem av figurene er innstrålingspotensialet på Adventpynten bedre, spesielt i tidlige og sene perioder av solsesongen. September er spesielt sent i sesongen og produksjonen vil være liten, men når man først installerer solkraft er det et argument å plassere produksjonen under mest mulig optimale forhold for å få mest mulig ut av den begrensede ressursen.

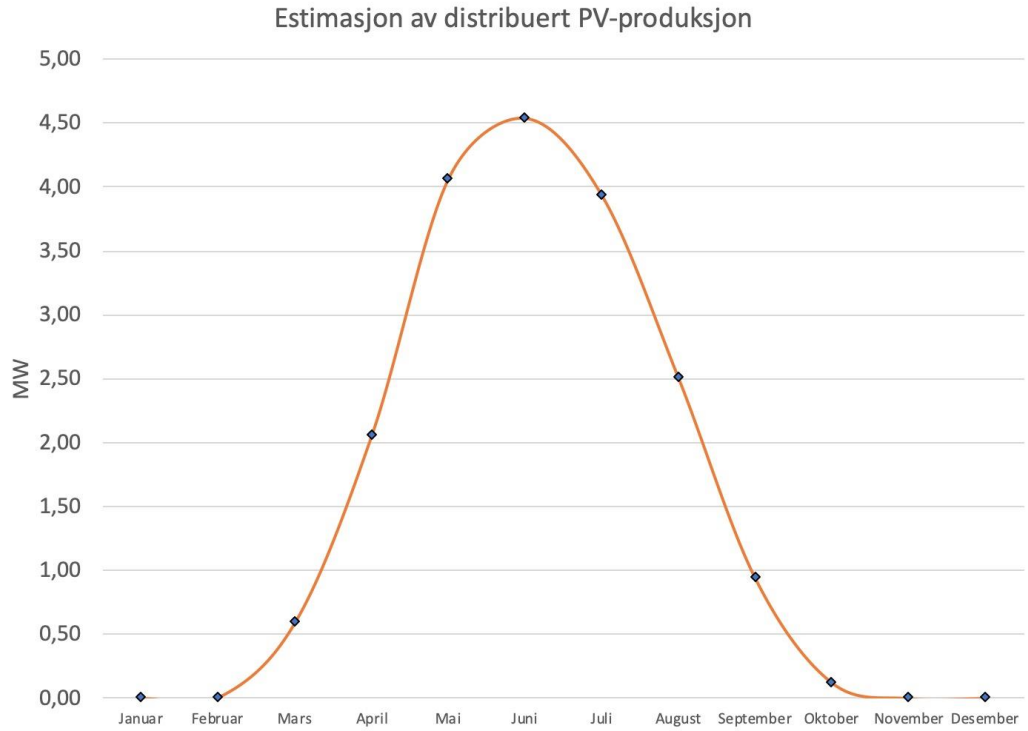
3.2 Distribuert PV-produksjon

Det er estimert at Longyearbyen har 151 000 m² (0,151 km²) takflater egnet til installering av solcellepaneler [4]. For å tegne et bilde på hva installering av distribuert PV kan være i stand til å produsere er det gjort et grovt estimat for å få en anelse om hva man kan forvente.

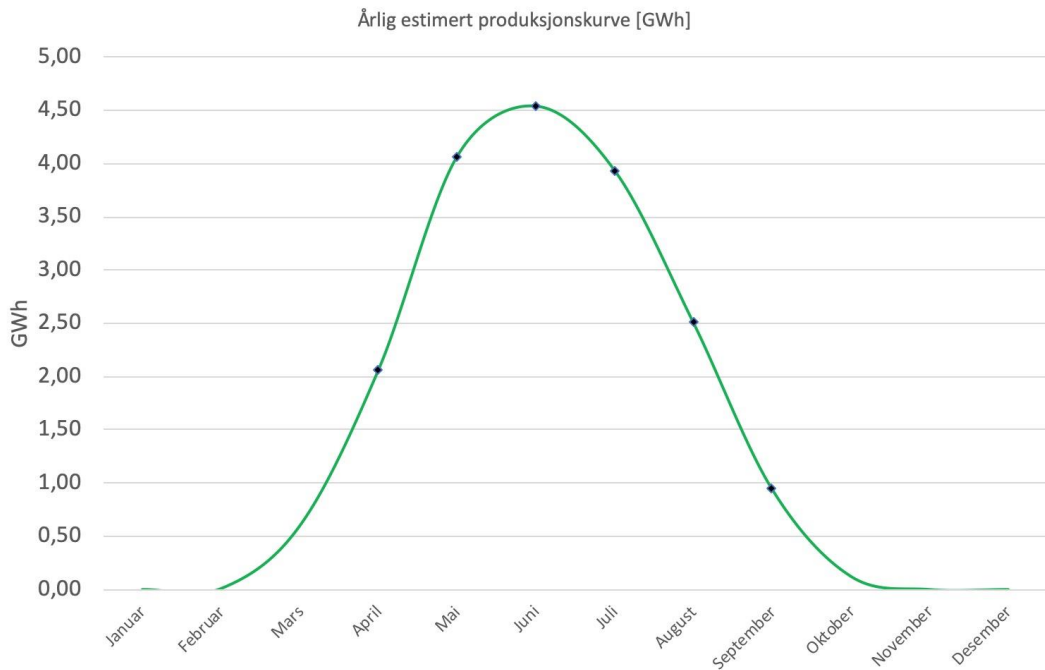
Med utgangspunkt i solcellepaneler med typisk virkningsgrad på 20 prosent og gjennomsnittlige innstrålingsverdier for Longyearbyen (W/m²) vist i Figur 13 - Innstrålingspotensial for Oslo og Svalbard på side 28, er effektpotensialet og energipotensialet regnet ut. Utregningene har blitt utført i Microsoft Excel, og ligger vedlagt i egen fil.

- Effektpotensial rundt 5 MWp
- Årlig energiproduksjon rundt 18700 MWh (18,7 GWh)

Årlig estimert effektkurve er vist i 33Figur 20, og årlig estimert produksjonskurve i Figur 21 på neste side. Estimeringen gir kun et bilde på hva teoretisk produksjonspotensial er, men sier ingen ting om lokale variasjoner i solforhold og skyggeforhold samt døgnvariasjoner. Faktisk produksjon vil variere mer enn figurene gir inntrykk av. Det er også gitt at det bygges 0,151 km² med solcellepaneler.



Figur 20 - Estimert produksjon fra 0,151 km² solceller



Figur 21 - Estimer årlig produksjonskurve fra distribuert PV-produksjon

3.3 Sentralisert PV-produksjon

Lokalstyre har undersøkt og redegjort for arealer omkring Longyearbyen som egner seg for en solcellepark. Det er mye areal å ta av, men miljøaspekter gjør at man ikke kan ta seg fritt frem. Det er pekt ut fire områder omkring byen som er egnet til utbygging av fornybar energi, hvor tre av disse er aktuelle. Figur 22 på side 35 viser en oversikt over disse fire arealene.

Områdene merket i rødt er aktuelle for utbygging, og området merket i blått er foreløpig ikke aktuelt da dette området krever videre utredning grunnet miljøaspekter, bl.a.

miljøpåvirkninger på økosystem og dyreliv som følge av utbygging. Tabell 5 på side 35 gir en oversikt over områdene.

Alle de fire arealene har blitt omtrentlig estimert med kart tjenesten til kystverket [17].

Estimeringen er basert på kartoversikt gitt av Lokalstyre.

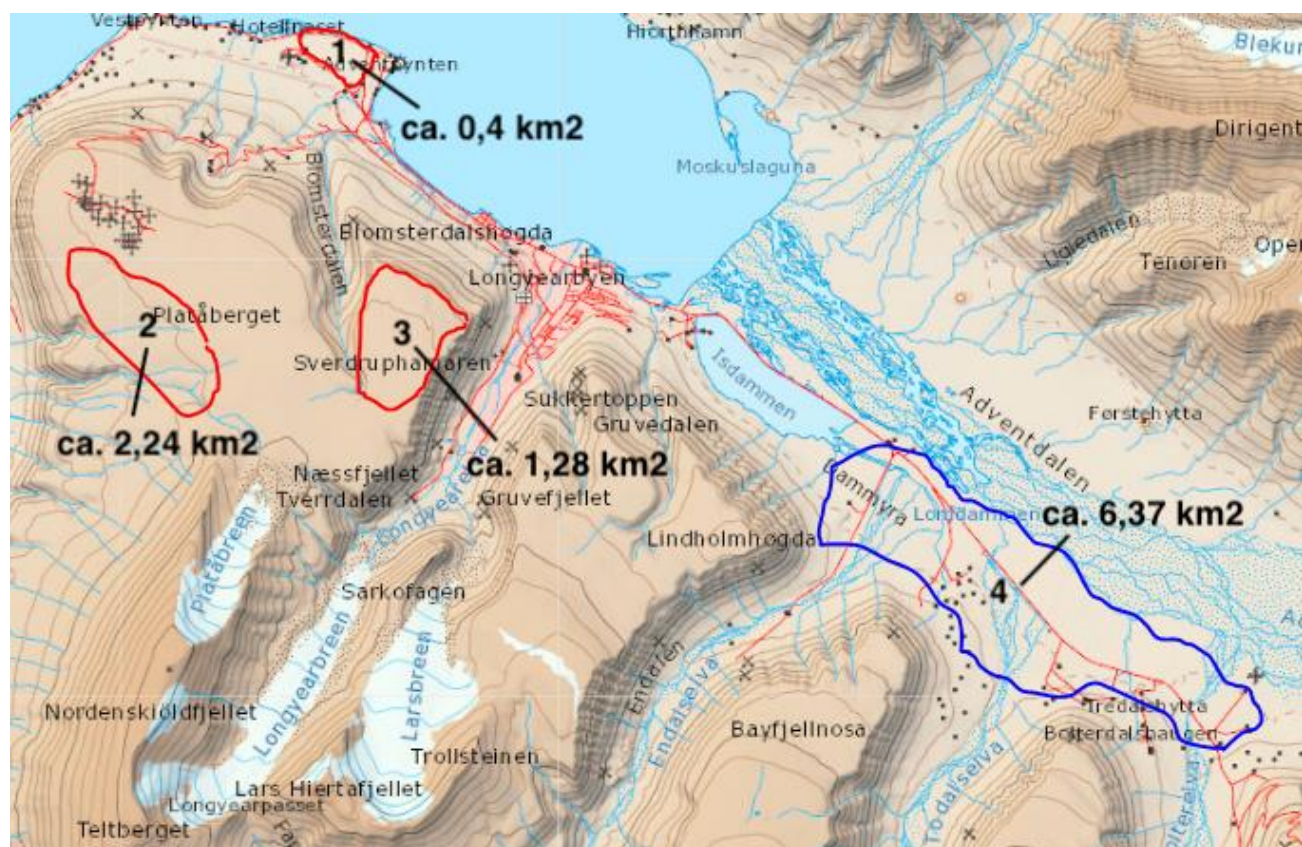
Område 1 har blitt valgt for å gjøre en evaluering av produksjon og potensial for utbygging av en solcellepark. Med et areal på 0,35 km² er det minst av de tre aktuelle områdene, og innstrålingspotensialet for «*område 1*», «*område 2*», og «*område 3*» er relativt likt. Det har blitt kartlagt ved et nettverktøy på sunrcures.com [18]. Derfor, ved å gjøre en detaljert undersøkelse av «*område 1*» vil man også få en omtrentlig oversikt over potensialet for «*område 2*» og «*område 3*». Effekt og energiproduksjon kan skaleres opp med faktoren mellom arealforskjellen, da disse henger direkte sammen med areal av solceller og innstråling.

- «Område 2» er 6,28 ganger større enn «område 1»
- «Område 3» er 3,57 ganger større enn «område 1»

I og med at det foreligger flere andre alternativer for fornybar energiproduksjon, og fordi solenergi kun kan produsere energi halve året bør det vurderes om *område 2* og *område 3* skal brukes til andre fornybare teknologier. For eksempel vindkraft. Det har blitt gjort vindmålinger på platåberget, og resultatene tilsier at forholdene for vindkraft er gode [4]. Det finnes allerede industri i nærheten til «*område 1*», slik at miljøpåvirkningen vil være lavere her enn en utbygging på Platåfjellet vil være.

Tabell 5 - Oversikt over tilgjengelige arealer for utbygging

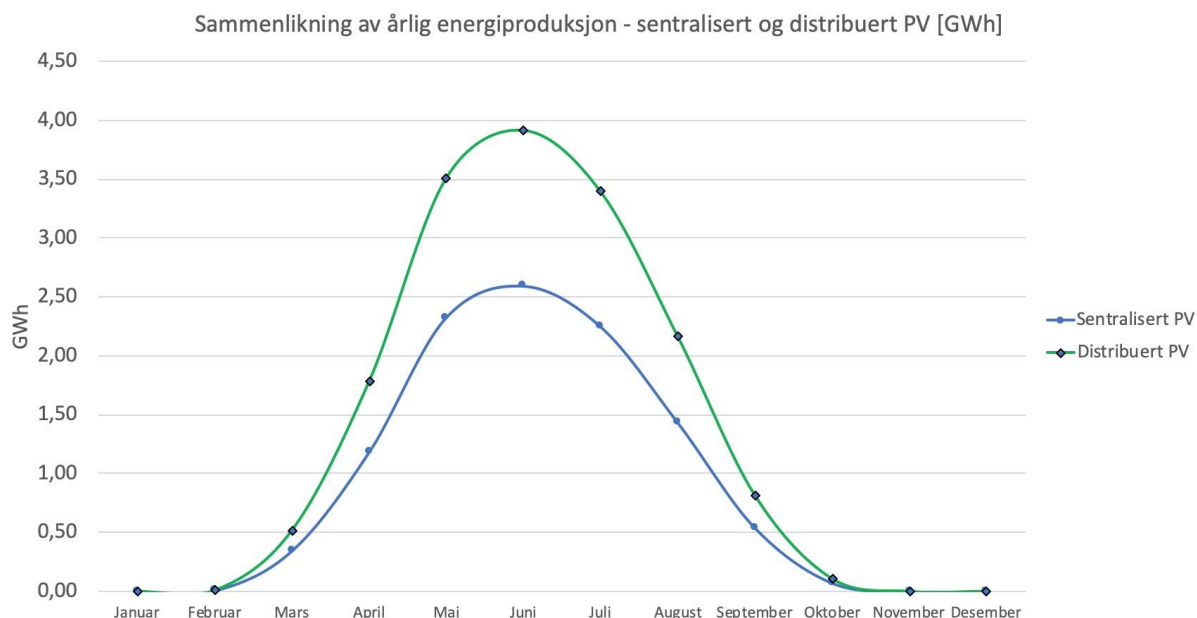
Område	Stedsnavn	Areal [km ²]	Status
1	Hotellneset/Adventpynten	0,40	Utredet
2	Platåberget 1	2,24	Aktuelt
3	Platåberget 2	1,28	Aktuelt
4	Adventdalen	6,37	Foreløpig uaktuelt



Figur 22 - Aktuelle områder for utbygging av fornybar energi bestemt av Lokalstyre

3.4 Plassering av PV-produksjon

Når det gjelder nettilknytning av solkraft er det to aktuelle scenarier. Tilknytning av distribuert PV-produksjon, og tilknytning av sentralisert PV-produksjon



Figur 23 - Sammenlikning mellom årlig teoretisk produksjonspotensial - Sentralisert mot distribuert PV

Energipotensialet for distribuert PV-produksjon og sentralisert PV-produksjon i «område 1» på Adventpynten presenteres grafisk i Figur 23 på forrige side. Selv om det tilsynelatende kan virke som distribuert PV-produksjon er en bedre idé enn sentralisert PV-produksjon ut ifra det grafene viser, er situasjonen mer komplisert enn ren energiproduksjon. Grafene viser kun årlig energipotensial basert på teoretisk data, kraftproduserende areal og virkningsgrad. Det tar ikke hensyn til lokale variasjoner i solforhold eller nettsituasjon. Samtidig er kraftproduserende areal som ligger til grunn større i alternativet til distribuert PV-produksjon. Med 151 000 m² for distribuert PV-produksjon og 100 000 m² for sentralisert PV-produksjon.

Med sentralisert PV-produksjon i en solcellepark på Adventpynten vil det være bedre muligheter for optimaliseringen av produksjonen, bl.a. reduksjon i cosinustap. Cosinustap forklares i kapittel 4.1, side 38. Samt at nettintegreringen av en solcellepark der ute vil føre med seg mindre utfordringer. I tillegg viser det seg at de lokale solforholdene er bedre på

Adventpynten enn de er i Longyeardalen, spesielt tidlig og sent i solsesongen. Bedre solforhold gjennom året kombinert med bedre mulighet til å redusere cosinustap vil gi en jevnere og mer forutsigbar produksjon (effekt), og kan lede til enklere planlegging av driften av kraftnettet.

I utredningen av potensial for solenergi har begrenset overføringskapasitet i avgangen til Longyeardalen blitt vektlagt. Hovedpoenget med å implementere solenergi i energisystemet er at energien skal kunne brukes i hele systemet, og ikke kun lokalt der den installeres. Med andre ord øke prosentandelen av fornybar energi i hele systemet. Helst uten for store tap i overføringen. Ved å bygge ut distribuert PV-produksjon vil man kunne skape en flaskehals når energien skal overføres til batteribanken ved kullkraftverket. Plasseres batteribanken i Longyeardalen vil man kunne få en motsatt situasjon når energien fra kullkraftverket skal lagres i en batteribank i Longyeardalen. Dette er dog kun spekulasjoner, igjen, det er vanskelig å si noe konkret uten beregninger eller simuleringer. Men det kan bli et reelt scenario uansett.

Hvis produksjonstygdepunktet holdes i sjøområdet (kullkraftverket og solcellepark på Adventpynten) vil man kunne oppnå en ganske lik drift av nettet som man har i dag.

På bakgrunn av disse slutningene dømmes det at utnyttelsen av solenergi vil gi best resultat hvis den installeres som sentralisert PV-produksjon på Adventpynten, uten behov for å gjøre større endringer i dagens kraftnett.

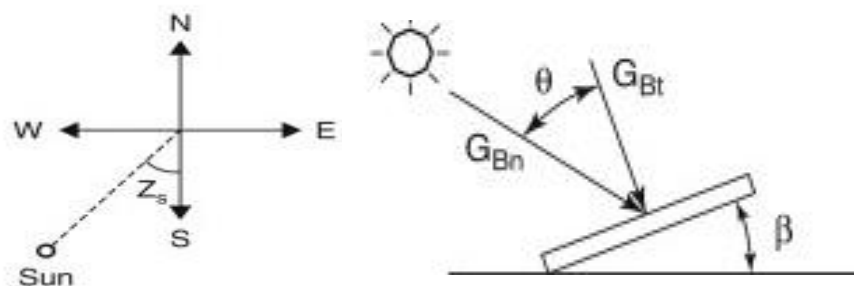
4 Bakgrunns teori for PV-produksjon

Dette avsnittet forklarer det grunnleggende prinsippene bak PV-produksjon og påvirkninger på avgitt effekt, med fokus på *cosinustap* og *omgivelsestemperatur*. Og hvordan dette henger sammen med asimut (himmelretningen) og solhøyden i forhold til solcellepanelet. For å maksimere avgitt effekt fra solceller er det i hovedsak tre variabler som kan være viktige; $\cos \theta$, $\cos Z_s$ og temperatur i cellen.

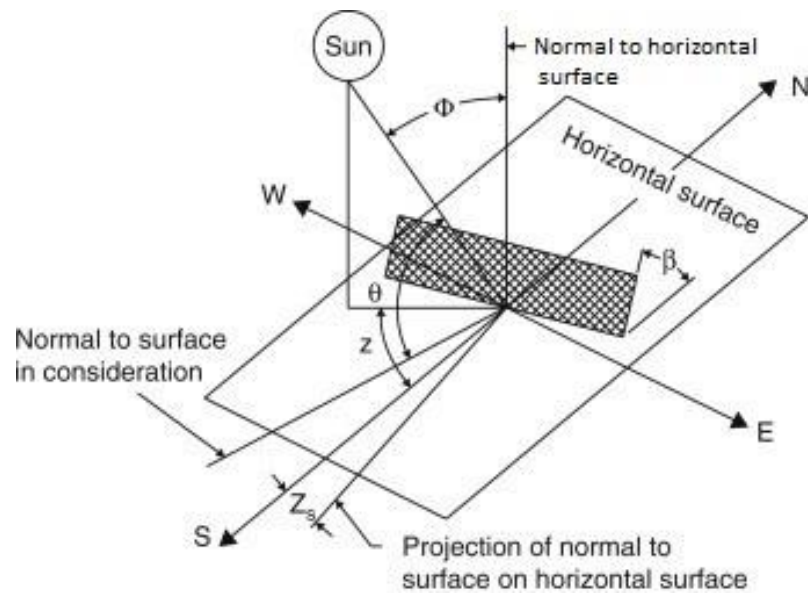
- $\angle Z_s$ beskriver avviket fra panelts normalvektor og solens posisjon i himmelretning. Både 0° Nord og 180° Sør kan brukes som referanse for $\angle Z_s$.
- $\angle \theta$ beskriver avviket fra panelets normalvektor og solhøyden. β beskriver vinkelen til panelet i forhold til bakken og kalles helningsvinkel/tilt-vinkel.

4.1 Cosinustap

Cosinustap er en felles betegnelse som omhandler optimalisering av produksjon fra et PV-panel. Et solcellepanel vil yte sin maksimale produksjonsevne (W_p) når normalvektoren til panelet er rettet direkte mot solen slik at innstrålingen treffer panelet vinkelrett. Avviket mellom normalvektoren til panelet og dens retning mot solen kalles cosinustap. For å beregne cosinustap er det to vinkler som er viktige, $\angle Z_s$ og $\angle \theta$, begge vinklene er vist i Figur 24 på neste side. Figur 25 på neste side viser sammenhengen mellom disse vinklene i et sfærisk (3D) koordinatsystem. Optimal vinkling av fastmonterte paneler vil være halvparten av den høyeste solhøyden. Altså vinkelen mellom bakken og høyden solen har på himmelen. For Longyearbyen er høyeste solhøyde rundt 35 grader, når solen står i retning sør. Følgelig er optimal retning sørover, med en vinkling på 17,5 grader.



Figur 24 - Prinsippet bak cosinustap [19]



Figur 25 - Illustrasjon av innstråling mot et solcellepaneler [19]

For vinklende og horisontale paneler kan formel 5.1 brukes til å beregne cosinustap [19]. Beregning av tap som følge av solhøyde i forhold til helningsvinkelen, altså retningen til panelets normal i forhold til solens høyde på himmelen. Dette beregner tap i z-retning. I likningene som følger defineres G_{Bt} som innstråling mot panelet og G_{Bn} som den resulterende vinkelrette innstrålingen mot panelet.

$$G_{Bt} = G_{Bn} \cos(\theta) \quad (5.1)$$

Beregning av tap til panelets himmelretning i forhold til solens himmelretning kan gjøres med 5.2.

$$G_{Bt} = G_{Bn} \cos(Z_s) \quad (5.2)$$

Ved å snu formlene kan man beregne hva innstrålingen vil være i motsatt tilfelle, hvis man vender panele vinkelrett mot solen, etter formel 5.3 og formel 5.4. Altså, man justerer panelet slik at dets normalvektor peker vinkelrett mot solen. Og gjør at $\cos(\theta)=1$, og $\cos(Z_s) = 1$.

$$G_{Bn} = \frac{G_{Bt}}{\cos(\theta)} \quad (5.3)$$

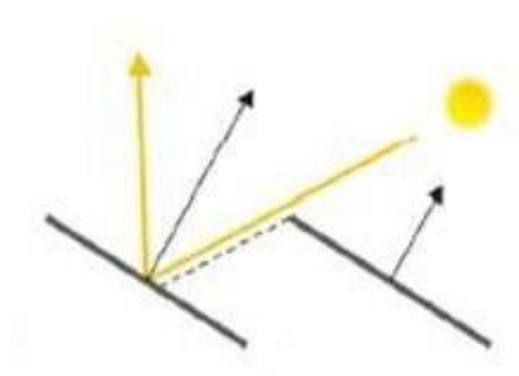
$$G_{Bn} = \frac{G_{Bt}}{\cos(Z_s)} \quad (5.4)$$

Disse formlene kan deretter settes sammen til ett uttrykk som tar hensyn til begge retningene som vist i formel 5.5.

$$G_{Bt} = \frac{G_{Bn}}{\cos\theta \cos Z_s} \quad (5.5)$$

Et annet viktig aspekt med PV-produksjon er skygge, spesielt i installasjoner hvor paneler plasseres i rader, illustrert i Figur 26.

Hvis paneler skal stilles i rader etter hverandre er det viktig at avstanden mellom radene er tilstrekkelig slik at radene ikke skygger for radene bak. Skygge- og avstandsberegninger følger senere i kapittel 5.1.2 på side 45



Figur 26 - Illustrasjon av skygge i installasjoner med rader av solcellepaneler [20]

4.2 Temperaturpåvirkning

Ytelsen til solcellepaneler påvirkes av temperatur, som er tilfelle for alle maskiner og kraftelektronikk. Forskjellen mellom omgivelsestemperatur og temperaturen i solcellen kalles overtemperatur. Det er viktig å skille mellom temperatur i omgivelsene og temperatur i selve cellen. En endring i overtemperaturen fører til at karakteristikken for strøm og spenning endrer seg. Maks effekt oppgis som følge av maksimal spenning og maksimal strøm for det respektive panelet. Produsenten oppgir disse i databladet. Maksimal spenning er definert som åpen klemmespenning, og maksimal strøm er definert som kortslutningsstrøm.

Oppgitt maksimal effekt for solcellepaneler defineres ut ifra tester som utføres under kontrollerte og standardiserte forhold. Disse testene fastslår parametere og celletemperaturen for hvordan panelet yter under disse forholdene, og kalles NOCT (Nominal Operating Cell Temperature). Disse er som følger:

Tabell 6 - Standard testforhold for ytelse av solceller

Standardiserte testforhold for solceller (NOCT)	
Innstråling	800 W/m ²
Trykk	1 atm
Vindhastighet	1 m/s
Omgivelsestemperatur	20 °C

Når cellen blir kaldere vil strømmen i cellen bli litt lavere mens spenningen øker. Det motsatte skjer om temperaturen øker. I tilfeller hvor temperaturen synker vil strømmen synke mindre enn spenningen vil øke. Dette øker derfor avgitt effekt.

For solceller defineres overtemperaturen (γ) og som formel 5.6 viser hvordan denne beregnes. Variablene defineres som følger; γ er overtemperaturen, T_{celle} er temperaturen cellen ble testet under oppgitt i databladet (NOCT), og $T_{\text{omgivelser}}$ er den aktuelle omgivelsestemperaturen.[21]. Endring av avgitt effekt som følge av temperatur varierer i forskjellige solcellepaneler. Hvor stor denne endringer er oppgis i databladet, og oppgis i prosentvis endring av maks effekt per grad av overtemperatur.

$$\gamma = T_{\text{celle}} - T_{\text{omgivelser}} \quad (5.6)$$

Videre kan endringen av maksimal effekt beregnes som formel 5.7 viser. Hvor W_{oppgett} maks effekt ved NOCT, $\Delta\gamma$ er endringen i overtemperaturen og $Temp.Koeff_{Pmax}$ er prosentvis endring i effekt per grad av overtemperatur.

$$\Delta P = W_{\text{oppgett}} + \Delta\gamma * Temp.Koeff_{Pmax} \quad (5.7)$$

5 Solcellepark

Basert på erfaringer fra de eksisterende PV-installasjonene i Longyearbyen, lokale variasjoner i solinnstråling, og tilstanden til kraftnettet i Longyeardalen konkluderes det med at solkraft vil bli best utnyttet hvis det installeres sentralt i en solcellepark på Adventpynten/Hotellneset.

Dette kapitlet tar for seg og etablerer parameterne for en modell av en solcellepark på Adventpynten for å finne ut hvor mye ekstra effekt man kan forvente inn i nettet. Dette kapitlet forklarer fremgangsmåten for hvordan dette ble gjort. Tabell 7 viser en oversikt over kapitlet. Konkluderende resultater for beregningene er oppgitt i Tabell 12 på side 59 i slutten av dette kapitlet.

Tabell 7 – Oversikt over utredning av parametere

Parametere	
Stativhøyde med panel [m]	5.1.1
Skygge hver rad kaster bak seg [m]	5.1.2
Totalt kraftproduserende areal [m²]	5.1.3
Antall solcellepaneler [stk]	5.1.3
Innstrålingsdata	5.1.4
Påvirkning av omgivelsestemperatur [%]	5.1.5
Produksjon [MW]	5.1.6
Energiproduksjon [MWh]	5.1.6

5.1.1 Areal

Som grunnlag for arealoverslag og effektberegninger har det blitt tatt utgangspunkt i et typisk solcellepanel, for å representere dimensjoner, virkningsgrad og karakteristikk. Panelet heter Jingo Eagle JK 335PP-72. Dimensjoner er oppgitt i Tabell 8. Komplette datablad finnes i vedlegg C.

Tabell 8 – Dimensjoner oppgitt i datablad

Jingo Eagle JK 335PP-72	
Bredde [m]	0,992
Lengde [m]	1,956
Areal [m²]	1,94
Virkningsgrad (NOCT) [%]	17,26

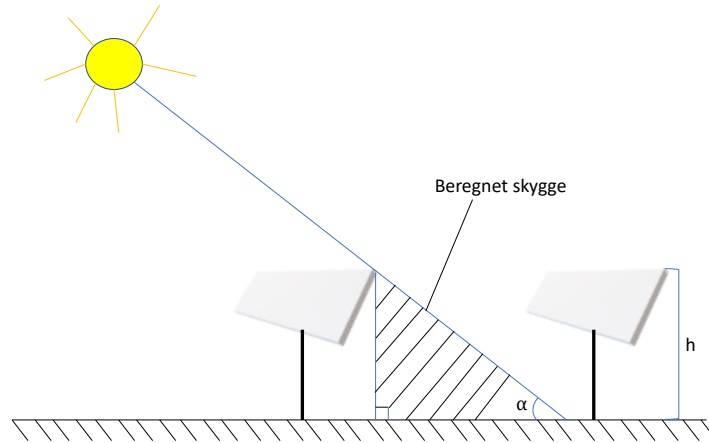
For å være i stand til å forsyne Longyearbyen utelukkende med solkraft om sommeren må solcelleparken være i stand til å levere 8 MW kontinuerlig effekt. Som det ble lagt frem i kapittel 2.2.3 på side 18 dette som spisslast i løpet av sommerhalvåret. Og energiproduksjonen må ligge rundt 90 MWh i døgnet. For å oppnå dette konkluderer Thema Consulting i sin utredning at dette vil tilsvare en solcellepark med installert effekt på 30 MWp [4].



Figur 27 - Oversikt over område 1 med illustrasjon av rader med solceller

5.1.2 Stativhøyde og skygge

Panelene i solcelleparken monteres på stativer, i rader som det illustreres i Figur 27. Antall rader dikteres av skyggen hver rad kaster bak seg. Skyggelengden bestemmes igjen av stativhøyden. Lengden på skyggen hver rad vil kaste bak seg vil diktere hvor mye kraftproduserende areal det er plass til i solcelleparken. Desto lavere stativene er desto mindre skygge, og derfor mer paneler er det plass til og vice versa. Det er ønskelig å holde stativhøyden så lav som mulig, men i et arktisk klima kan for lave stativer bl.a. gi problemer med fokksnø. Snø som vil kapsle inn panelene. Erfaringer fra eksisterende installasjoner rundt Longyearbyen tilsier at snø rundt- og på panelene raskt forsvinner når solen begynner å skinne. Samt at andre forebyggende tiltak kan fattes, som vindskydd eller liknende.



Figur 28 - Visuell presentasjon av parametere for beregning av stativskygge

Skyggen ble beregnet som formel 5.8 viser, hvor L er lengden på skyggen, h er høyden på stativet, og α er vinkelen mellom horisontalt plan og solen – innstrålingsvinkel. Illustrert i Figur 28.

$$L_{skygge} = \frac{h}{\tan \alpha} \quad (5.8)$$

For å avgjøre hvor mye kraftproduserende areal (areal av solcellepaneler) parken vil inneholde var det nødvendig å finne ut hvor høy stativene panelene skal festes på vil være, og derav hvor lang skygge hver rad vil kaste bak seg. Lengden på skyggen avhenger av hvor høyt stativene er over bakken, og solhøyden. Det ble først skaffet en oversikt over solhøydene for hele sesongen, gjennom Timeanddate.com [22] og Suncurves.com [18]. Solhøyden endrer seg for hver dag, men det ble vurdert tilstrekkelig å kartlegge solhøyden for hver uke av sesongen. Dette vil gi et godt nok resultat til å senere beregne avgitt effekt, siden det i prosjektering av nettilknytning og øvrig driftssituasjon er normalt å gå ut ifra maksimum og minimum effekt. En komplett oversikt over skyggelengder basert på stativhøyde gjennom hele året finnes i vedlagt Excel fil.

5.1.3 Antall paneler og kraftproduserende areal

Antall rader i *område 1* kan være så mye som 453 med en stativavstand på 2 m, og så lite som 76 med en stativavstand på 12 m. Dette tilsvarer 195145 og 32524 paneler respektivt, eller 378 649 m² og 32 524 m² kraftproduserende areal. Panelet som ligger til grunn for disse tallene presenteres i neste avsnitt.

Både avstand mellom radene, og høyde på stativene er en vurdering som må gjøres ut ifra hva som er optimalt med tanke på total energiproduksjon og utnyttelse av areal, og levert effekt. Større avstand mellom radene gir økt produksjon tidlig og sent i sesongen, men mindre areal av solceller og dermed mindre produksjon ved høyere solhøyder (sommeren). Mindre avstand mellom radene gir et motsatt resultat, hvor man vil ha høyere energiproduksjon nærmere midten av sesongen. *Stativhøyden* har blitt satt til *halvannen til to meter*. Dette gir en *gjennomsnittlig skyggelengde i overkant av syv meter, 121 rader med stativer, 52 000 paneler og 100 973 m² kraftproduserende areal.*

Selv om det tilsynelatende er mindre kraftproduserende areal i solcelleparken på Adventpynten enn det er tilgjengelig areal på hustak i Longyeardalen er solforholdene bedre på Adventpynten, og plasseringen er bedre med tanke på nettintegrasjon.

For å minimere cosinustap bør det enten monteres paneler i begge retninger, eller paneler som følger solen hele døgnet. Hvis det brukes fastmonterte paneler bør disse monteres i begge retninger for å sørge for best utnyttelse av innstråling hele døgnet. Bakdelen med paneler som følger solen gjennom hele døgnet er at de vil kaste mer skygge bak seg i situasjoner hvor solhøyden er lav, og krever mer avstand mellom radene. Med en stativhøyde på halvannen til to meter, og avstand mellom radene på åtte meter vil det være god plass til paneler som roterer etter solen hele døgnet.

5.1.4 Innstrålingsdata

Med hensyn til øvrig nett, og kullkraftverket er det viktig å vite hva avgitt effekt fra solcelleparken vil være, samt døgnprofiler for forventet produksjon, for å ta høyde for og dimensjonere tilstrekkelig tilknytning.

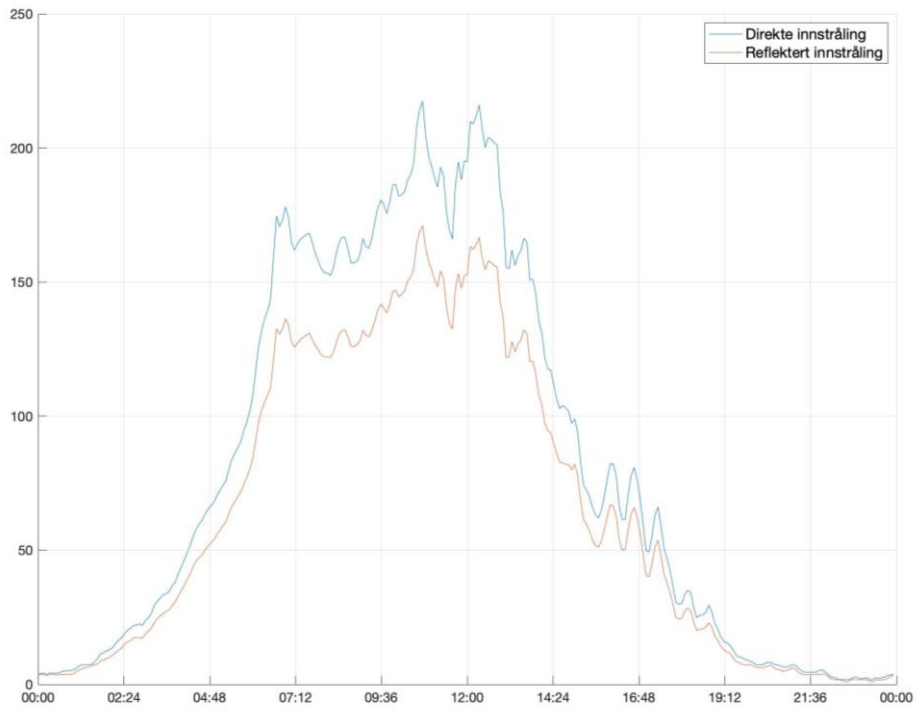
Beregninger for solcelleparkens ytelse er basert på målte innstrålingsdata utført av UNIS [23]. For å lage gjennomsnittlige produksjons profiler ble det plukket ut to dager i tre forskjellige måneder av året. Disse dagene ble valgt fordi de viste seg å gjengi gjennomsnittlig innstråling for de respektive periodene de representerer, henholdsvis starten av produksjonsperioden, midten av produksjonsperioden, og slutten av produksjonsperioden. Tabell 9 viser oversikt over disse dagene, og grafisk fremstilling av innstrålingsdataene vises i Figur 29 til Figur 34.

Tabell 9 – Utvalgte dager i 2018 med representativ innstråling

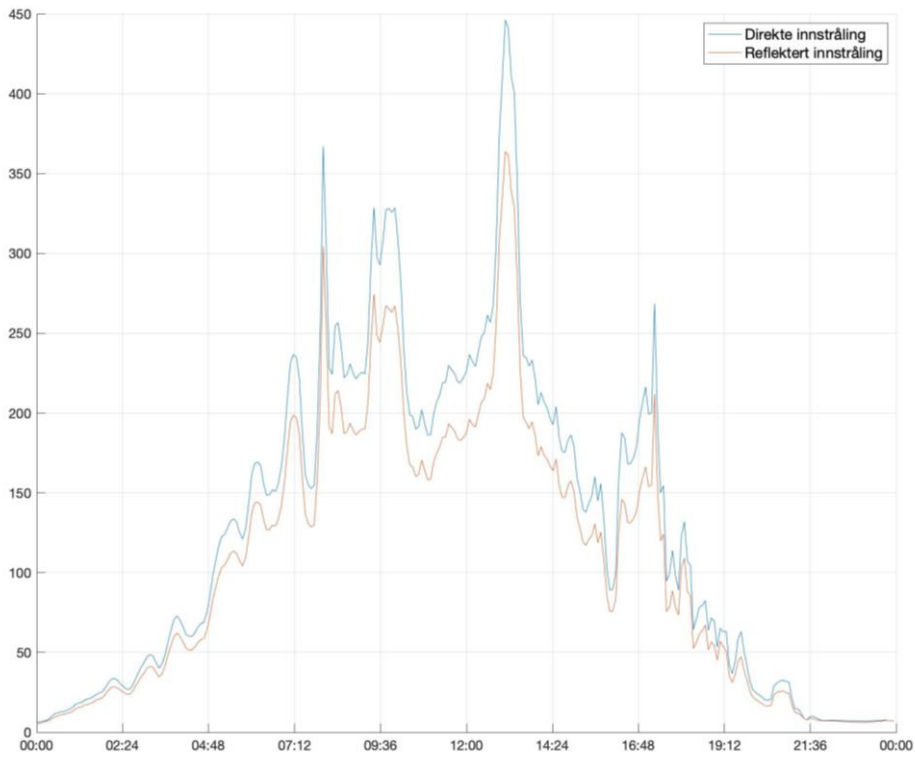
Når i sesongen	Lav innstråling	Høy innstråling	Presentert i figur
Tidlig	16. April	21. april	<i>Figur 29 og Figur 30</i>
Midten	14. Juni	11. juni	Figur 31 og Figur 32
Sent	18. September	19. september	Figur 33 og Figur 34

Dagene i april er i starten perioden hvor det er sol hele døgnet. Dagene i juni er i perioden hvor produksjonspotensialet er på det høyeste. Dagene i september er i perioden hvor det er lite produksjon gjennom ett døgn, disse ble valgt for å se hva solkraft kan bidra med i perioder med relativt lite sol.

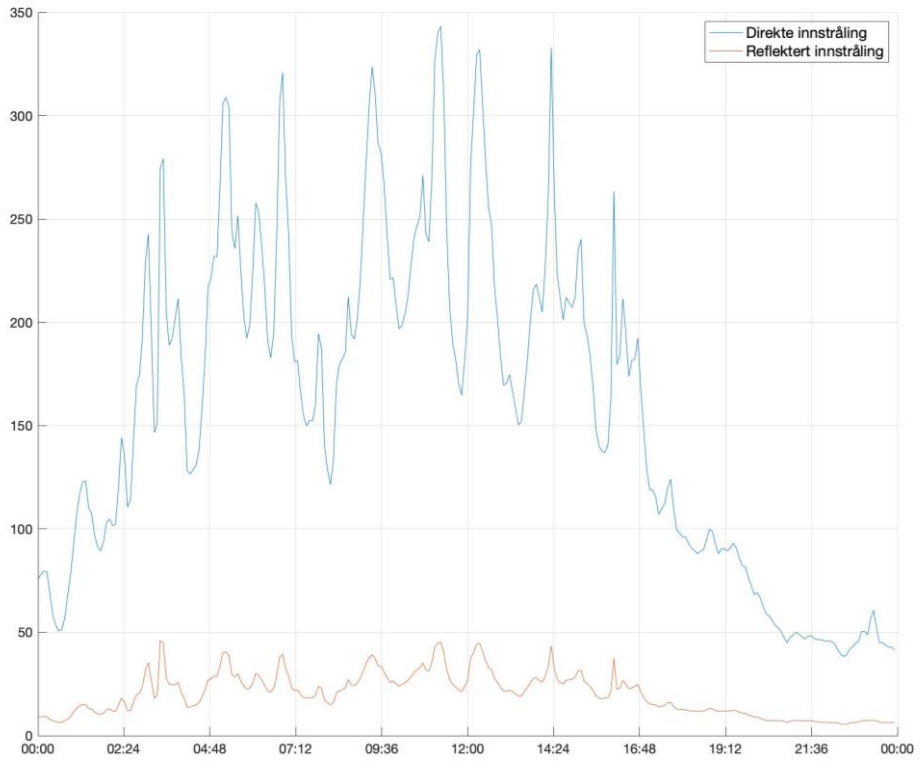
Måleutstyret til UNIS er plassert i Adventdalen. Det står vendt 180° Sør med en med en tiltvinkel på 90°, altså vertikalt i forhold til bakken. Derfor forteller målingene kun hvordan innstrålingen vil påvirke et solcellepanel med utgangspunkt i retning Sør, vertikalt med bakken. Målingene består av direkte solinnstråling, og solinnstråling som er reflektert av omgivelsene. Innstrålingen er målt i intervaller på fem minutter gjennom hele året og strekker seg fra 2012 – 2019. For å dra ut spesifikk data ble det brukt et skript i MatLab. Scriptet er en modifisert utgave, opprinnelig laget av en student ved UNIS [24]. Scriptet ligger som vedlagt tekstfil, og i vedlegg D. På grunn av måleutstyrets asimut (himmelretning) og helningsvinkel har dataene kun blitt brukt for beregninger for solcelleparken, og ikke for tilgjengelig takareal i Longyeardalen.



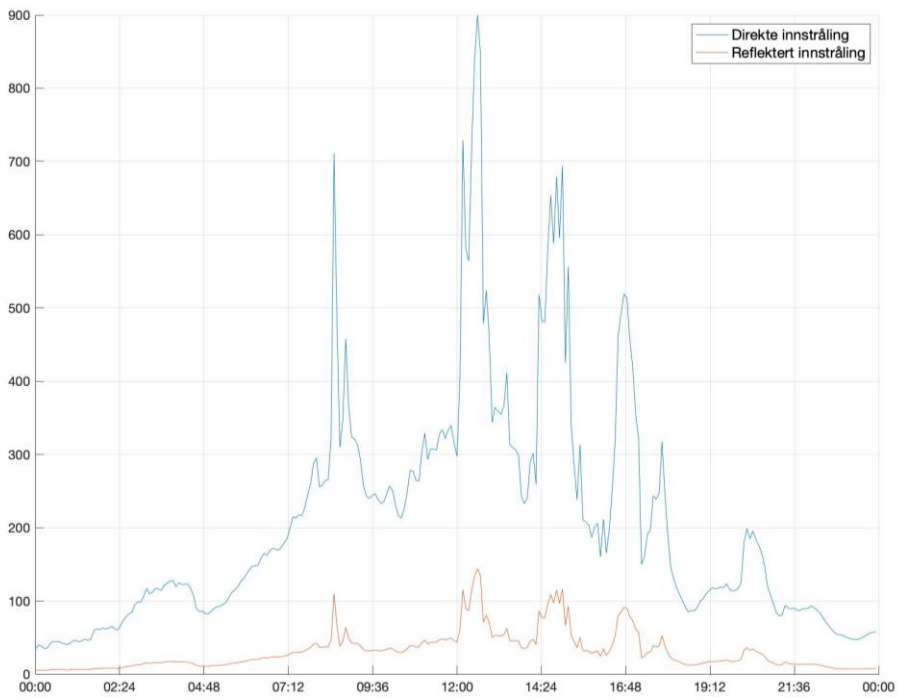
Figur 29 - Innstråling 16.04.2018



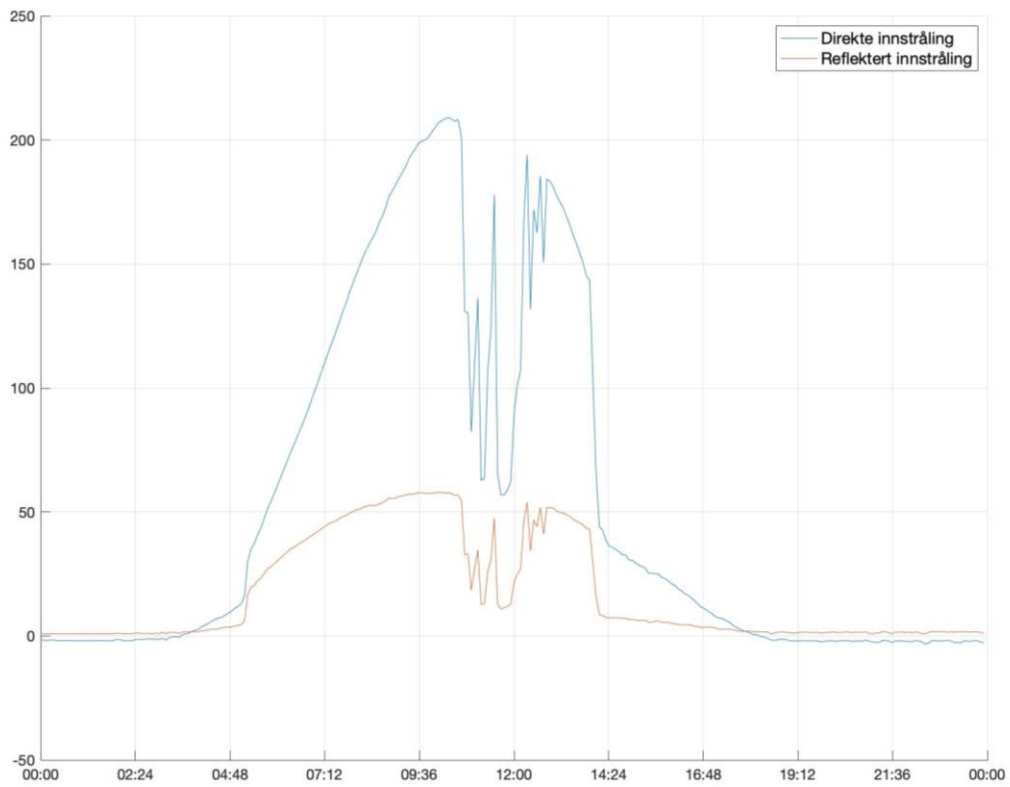
Figur 30 - Innstråling 21.04.2018



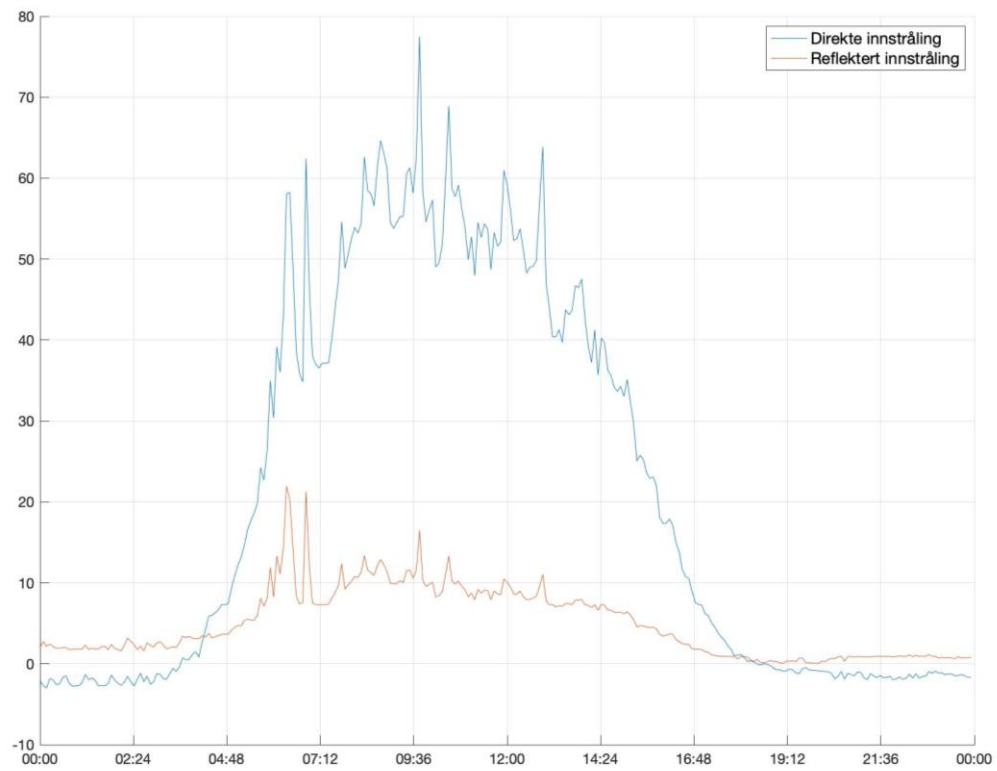
Figur 31 - Innstråling 14.06.2018



Figur 32 - Innstråling 11.06.2018 (årlig maksimum)



Figur 33 - Innstråling 18.09.2018



Figur 34 - Innstråling 19.09.201

I gjennomgangen av dataene viser det seg at det i flere lengre perioder ikke eksisterer målinger. Måledata fra 2018 er dog sammenhengende hele året, og derfor er all innstrålingsdata som er brukt i beregningene fra 2018.

Innstrålingen mot panelene fra solen vil være todelt. Majoriteten av strålingen mot panelet vil komme direkte fra solen, og noe vil komme fra som refleksjon fra omgivelsene.

Begge delene er med i målingene, men det har kun blitt tatt hensyn til direkte innstråling i beregningene.

5.1.5 Temperaturpåvirkning på ytelse

Klimaet på Svalbard er relativt kaldt selv om sommeren, og det er nødvendig å undersøke hvordan det arktiske klimaet vil påvirke ytelsen til solcellene. Alle solcellepanel testes for ytelse av produsenten, som de er pliktig til å oppgi. Med utgangspunkt i databladet ble det undersøkt hvordan temperaturen på Svalbard vil påvirke PV-produksjonen. Tabell 10 oppgir nøkkelinfo for det aktuelle panelet som har blitt valgt som referanse. Beregningene tar utgangspunkt i teorien som ble presentert i kapittel 0 på side 41.

Tabell 10 - Nøkkelforo for valgt solcelle

Jinco Eagle JK 335PP-72	
Nominal cell operating temperature [°C]	45 ± 2
Virkningsgrad (NOCT) [%]	17,26
Temp koeffisient av P_{max} [%]	-0,4
Temp koeffisient av V_{oc} [%]	-0,3
Temp koeffisient av I_{sc} [%]	0,06

Det valgte panelet har en temperaturendrings koeffisient på -0,4 %/°C. Celletemperaturen er oppgitt av produsenten til 45 ± 2 °C når omgivelsestemperaturen er 20 °C. Det gir en overtemperatur på 25 °C under NOCT betingelser.

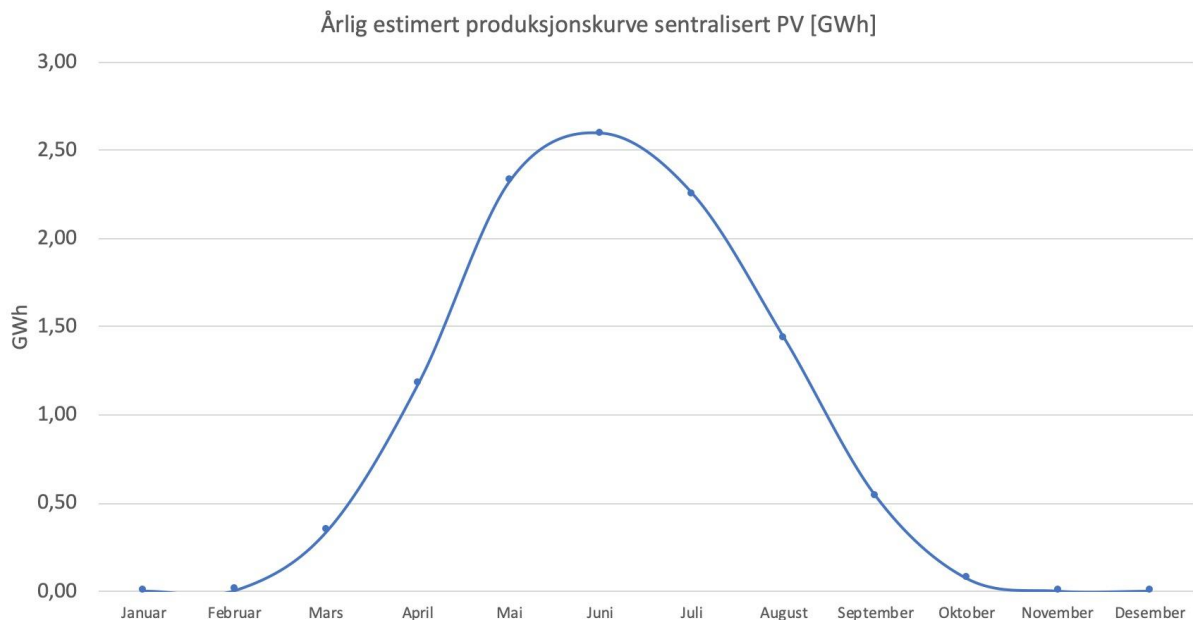
Gjennomsnittstemperaturen om sommeren er 5 °C. Den laveste temperaturen i løpet av solsesongen 2019 ble målt til - 12°C i april [12]. En omgivelsestemperatur på - 12 °C og

5 °C, vil gi en negativ endring i overtemperatur på 32 °C og 15 °C respektivt. Dette gir følgelig en økning av panelets ytelse på 12,8 prosent og 6 prosent.

Temperaturer så lavt som -12 °C vil sjeldent oppstå i måneder ut over april for delen av året hvor det er PV-produksjon. Det er mer rimelig å anta at temperaturen vil ligge mellom 0 °C – 5 °C. Så man kan regne med at økning i solcellenes ytelse som følge av temperatur vil ligge mellom *seks* og *åtte* prosent. Vind vil også påvirke celledemperaturen, men disse har ikke blitt tatt med i beregningen. Men, siden panelene monteres på stativ halvannen til to meter over bakken vil det være veldig god ventilasjon på baksiden av panelene og det kan tenkes at dette vil øke effekten ytterligere. Hvor mye vites ikke, det har ikke blitt regnet på i denne rapporten.

5.1.6 Solparkens ytelse og produksjonspotensial

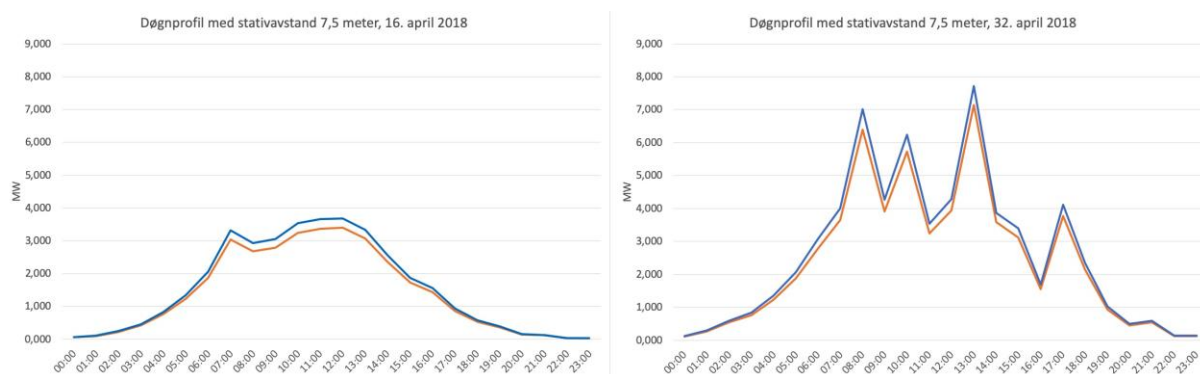
Basert på de teoretiske innstrålingsdataene nevnt i kapittel 3.1 på side 28 har omtrentlig årlig energiproduksjon for sentralisert PV-produksjon blitt regnet ut, presentert i Figur 35. Årlig energiproduksjon vil være i underkant av 11 GWh, nok til å dekke omtrent 27,5 prosent av Longyearbyens behov for elektrisk energi på 40 GWh.



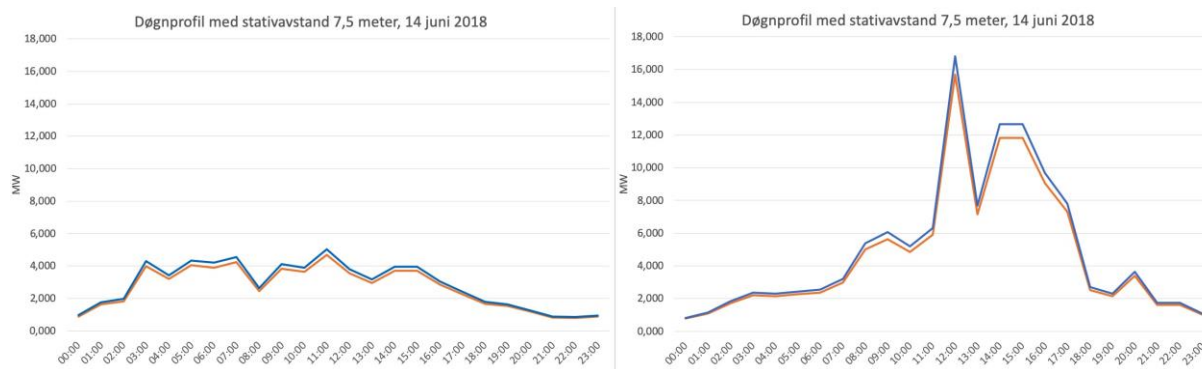
Figur 35 - Årlig teoretisk energipotensial for sentralisert PV-produksjon

Med en stativavstand på 7,5 meter og følgelig 52 039 paneler vil en solcellepark på Adventpynten kunne levere en effekt på opptil 17,43 MWp, ifølge produsentens datablad. Hvis man legger til påvirkninger av den gjennomsnittlige sommertemperaturen vil ytelsen øke med seks prosent, som resulterer i 18,48 MWp. Denne effekten peker kun til solcelleparkens maksimale ytelse og er kun veiledende for å dimensjonere nettilknytning.

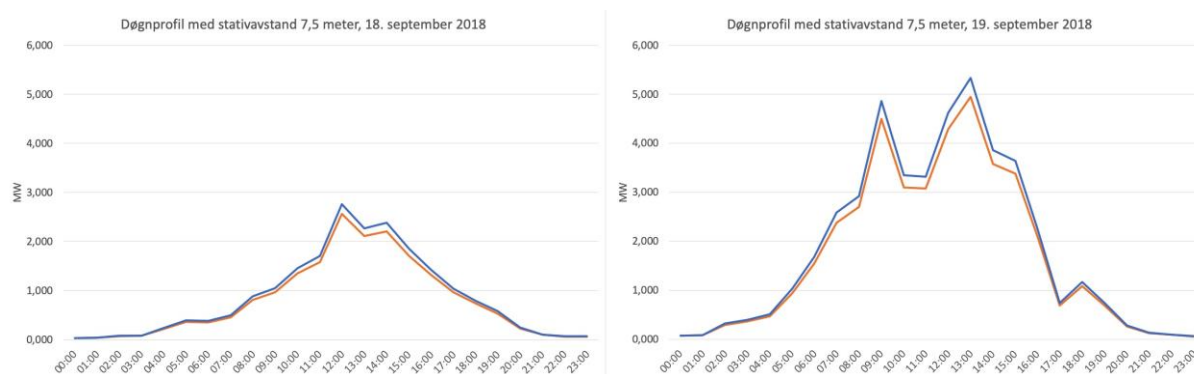
Beregningene for solcelleparkens ytelse har blitt utført med utgangspunkt i paneler som står sørvendt. Dette gir ikke et fullstendig realistisk bilde for hva en solcellepark på Adventpynten vil yte og produsere i virkeligheten. Nedenfor vises døgnprofiler for de dagene som ble plukket og presentert i Tabell 9 på side 48. Figurene under viser hvordan solcelleparken vil yte gjennom disse dagene. Effekten er beregnet basert på innstrålingsdata som UNIS har målt i Adventdalen. Plottet til venstre i figurene viser hvordan lav produksjon i de respektive periodene er, og plottene til høyre viser hvordan høy produksjon vil være. Figur 36 viser hvordan effekten vil være i starten av sesongen, Figur 37 viser effekten i midten av sesongen, og Figur 38 viser effektene i slutten av sesongen. Effekten har blitt temperaturkorrigert basert på historisk temperaturdata. De oransje kurvene viser ytelse med utgangspunkt i produsentens oppgitte effekt, og den blå viser temperaturkorrigerede effekter.



Figur 36 - Døgnprofiler for tidlig i sesongen



Figur 37 - Døgnprofiler for midten av sesongen



Figur 38 - Døgnprofiler for slutten av sesongen

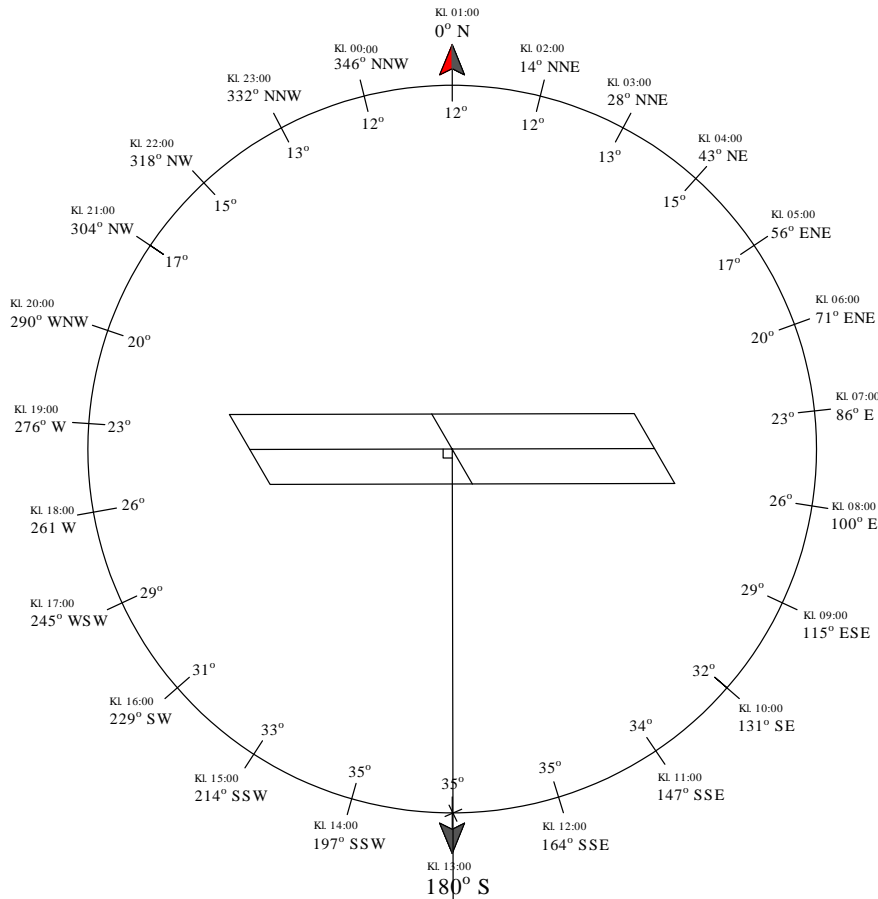
I midten av april vil solen være over horisonten hele døgnet. Som plottene i Figur 36 viser kan man regne med en avgitt effekt mellom 2 og 3,5 MW. Det viser at produksjonspotensialet allerede så tidlig som april er betydelig. Midt i sesongen kan man regne med effekter mellom 4 og 16 MW. Sent i sesongen vil man kunne forvente mellom 1 og 5 MW.

Som nevnt tidligere må solcelleparken være i stand til å levere 8 MW kontinuerlig effekt, og ikke falle under 5 MW. Med utgangspunkt i dette og estimeringen av solparkens ytelse kan det konkluderes med at den ikke vil være i stand til å forsyne Longyearbyen med elektrisk energi alene.

Det understrekes at effektkurvene viser hvordan vertikale, sydvendte paneler vil yte. Døgnprofilene vil være noe annerledes om solcelleparken bygges med paneler som følger solen gjennom døgnet. Maksimal effekt vil fortsatt være 18,48 MW

(temperaturkorrigert), men man vil i så tilfelle se flatere og høyere profiler gjennom døgnet som ligner mer på det optimal innstråling til enhver tid vil gi. I hovedsak innstrålingspotensialet minus eventuelle skygge grunnet skyer, og gi en mer forutsigbar og jevn produksjon.

Dette dreier seg om å minimere cosinustap. Figur 39 på neste side gir en billedlig oversikt over teksten i avsnittet. Objektet i midten av sirkelen illustrerer et sørvendt panel, hvor den linjen som står vinkelrett på panelet representerer normalvektoren til panelet. På utsiden av sirkelen er det oppgitt asimutvinkel med himmelretning til spesifikke klokkeslett. På innsiden av sirkelen er solhøyden oppgitt. Disse er hentet fra 11. juni [18]. I og med at effektkurvene er basert på målinger som er gjort med asimut på 180 grader og helningsvinkel på 90 grader gir dataene kun et godt bilde av produksjonen når solen befinner seg mellom sørøst og sørvest, som er i perioden 09:00 – 17:00. De resterende timene av døgnet er enten cosinustapene for store, eller så solen er i himmelretning nordvest eller nordøst. For det siste tilfellet eksisterer det ikke målinger.



Figur 39 - Illustrasjon av sørvendt panel med solhøyder og himmelretning

I perioden hvor solen er i den sørlige halvdel av himmelretningen kan det gjøres utregninger for cosinustap ut ifra formel 5.5 utledet i 4.1 på side 38. Tabell 11 viser resultatene av beregningene, som har blitt utført i Excel. «Innstråling sør» er den målte innstrålingen, og «innstråling korrigert» er innstrålingen korrigert for cosinustap.

Til eksempel kan man se at forskjellen mellom målt innstråling og korrigert innstråling klokken 12:00 er $30,15 \text{ W/m}^2$. I dette tidspunktet er $\angle Z_s = 0$ grader og $\angle \theta = 24$. Dette tilsvarer en økning på 13,3 prosent, og kan sees i direkte sammenheng med økt produksjon. Klokken 11:00 og 13:00 er forskjellene $48,14 \text{ W/m}^2$ og $38,84 \text{ W/m}^2$, og tilsvarer 25,8 prosent og 9,4 prosent økning respektivt. Dette er ikke nok til å konkludere med en gitt produksjonsøkning ved tracking kontra fastmonterte paneler. Det kan komme av flere ting. Reduksjon i cosinustapene samt skygge som følge av skyer.

Tabell 11 – Eksempelberegninger for optimalisering av cosinustap

Klokkeslett	Asimut ref Sør [grader]	Asimut [himmelretning]	Solhøyde [grader]	Innstråling sør [W/m ²]	Innstråling korrigert [W/m ²]
07:00	-91	E	12	209,3	12260,54
08:00	-77	ESE	15	367,2	1689,94
09:00	-62	ESE	18	224,6	503,03
10:00	-46	SE	20	328,5	503,24
11:00	-31	SSE	22	186,4	234,54
12:00	-15	SSE	24	226,3	256,45
13:00	1	S	24	409,7	448,54
14:00	17	SSW	23	205,3	233,22
15:00	33	SSW	22	178,9	230,07
16:00	49	SW	20	89	144,36
17:00	64	WSW	18	216,3	518,81
18:00	79	W	15	123,2	668,45
19:00	94	W	12	53,42	782,92

Som det kommer frem i tabellen gir omregningene urealistisk høye verdier i tidspunktene asimuten er nær Øst og Vest, altså når $\angle Z_s$ er nær 90 grader. Grunnen til dette er at uttrykket til $\cos(Z_s)$ nærmer seg null når vinkelen nærmer seg 90 grader. Omregningene kan kun gjøres for når solen er mellom asimutvinkel 90° og 270° . I himmelretning er dette øst til vest. Så, for å finne ytelsen for en solcellepark med paneler som følger solen hele døgnet er det også nødvendig med målinger gjort mot nord. Siden omregninger for innstrålingen ikke gir korrekte data for alle tidspunkt, og at målingene kun gjelder for 180 grader av horisonten har de ikke blitt tatt med videre.

5.1.7 Parametere for solcelleparken

Parameterne som har blitt drøftet og undersøkt i dette kapitlet er oppsummert i Tabell 12.

Tabell 12 - Parametere for solcellepark på Adventpynten

Solcellepark på Adventpynten	
Tilgjengelig areal [m²] (km²)	400 000 (0,4)
Stativhøyde med panel [m]	1,5 m - 2 m
Skygge hver rad kaster bak seg [m]	7 m - 8 m
Totalt kraftproduserende areal [m²]	100973 - 108186*
Antall solcellepaneler [stk]	52039 - 55756*
Innstrålingsdata	Målte verdier, oppgitt i vedlegg
Påvirkning av omgivelsestemperatur [$\Delta P\%$]	+ 6 – 12
Produksjon [MW]	1 – 16**
Energiproduksjon [MWh]	11 GWh

*Antall solceller og totalt kraftproduserende areal avhenger av avstanden mellom radene

**Spriket i produksjon (MW) er basert på målte innstrålingsverdier og forteller om typisk døgnvariasjon

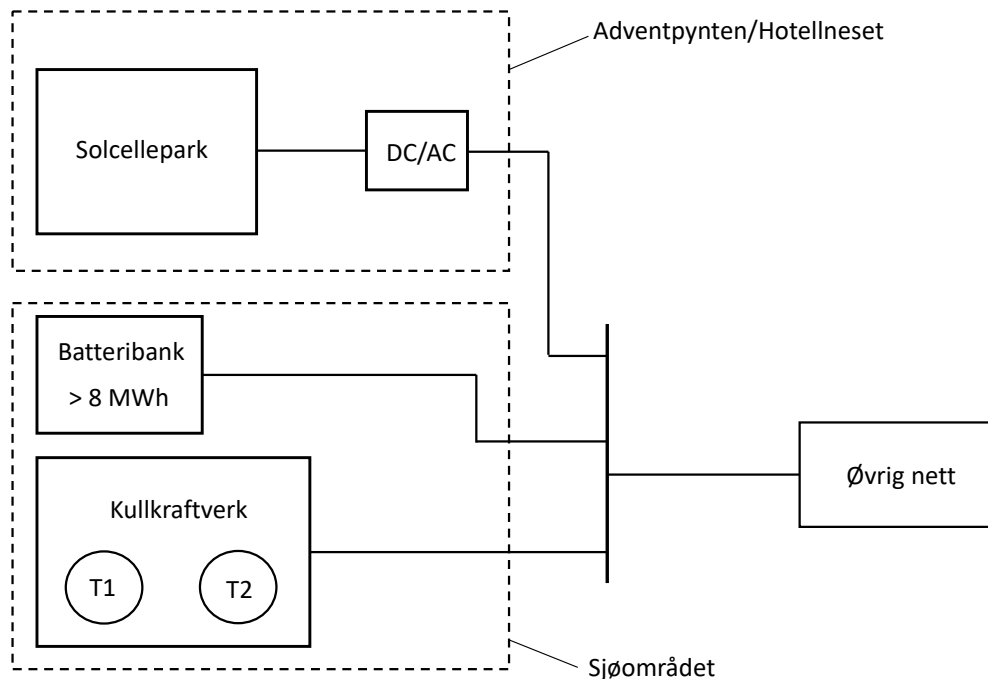
Sensitiviteten til disse parameterne har blitt vurdert underveis. Modellen av solcelleparken anses som et grovt estimat av hvordan en faktisk solcellepark vil yte. Innstrålingsdata og beregninger rundt dette anses som ganske nøyaktige, men mangelfulle fordi de kun representerer deler av døgnet nøyaktig. Stativhøyden og stativavstanden er kun estimert, og arealberegningen er følgelig også et estimat. Beregninger for effekt og energi blir derfor vurdert som unøyaktige. De er også basert på målinger fra tidligere år slik at temperatur, vær og solforhold kan variere mye fra sesong til sesong.

6 Alternativ systemløsning

Som beregninger har vist vil ikke én solcellepark på Adventpynten levere tilstrekkelig effekt til å gjøre Longyearbyen selvforsynt på solkraft i solsesongen. Og gjennom mørketiden vil det ikke være produksjon. T1 og T2 vil derfor fortsette å være ryggraden i energisystemet inntil det er installert tilstrekkelig med fornybar kraft til å forsyne Longyearbyen hele året.

Utbygging av- og overgang til intermitterende fornybare energikilder vil være en gradvis prosess. I en overgangsfase hvor man fortsetter å forsterke overføringsnettene kan intermitterende produksjon bygges ut slik at den best mulig kan integreres, uten å forårsake problemer som stabilitet og forsyningsproblemer eller flaskehals i nettet.

For å summere drøftingene gjennom rapporten presenteres nå en samlet løsning, med implementering av solenergi i kraftsystemet. Det ble konkludert med at sentralisert PV-produksjon i form av en solcellepark på Adventpynten vil være det beste alternativet, til fordel over distribuert PV-produksjon i Longyeardalen. På bakgrunn av bedre solforhold tidlig og sent i sesongen, enklere nettilknytning og enklere tilgang til solcellepanelene for eventuelt vedlikehold og bedre muligheter for å optimalisere cosinustap.



Figur 40 - Konseptskisse over ny systemløsning

Figur 40 viser en konseptskisse for en implementering av solcelleparken i kraftsystemet. Hvor parken på Adventpynten kobles mot samme samleskinne som batteribanken og kullkraftverket i sjøområdet. På denne måten vil man kunne bruke batteribanken til å kontrollere den intermitterende effekten som solcelleparken vil levere, og sørge for en stabil mating inn i nettet. Samt at man har mulighet til å bruke batteribanken til å bedre regulere T1 og T2. Derfor kan man med en gjennomtenkt innføring av solkraft i systemet kan man isteden økte driftssikkerheten, stabiliteten og kontroll over kraftnettet.

Driftssikkerheten vil forbedres ved at antall produksjonsenheter i systemet økes, og dermed gjøre driftssituasjonen bedre for kullkraftverket. Hele solcelleparken kan defineres som én produksjonsenhet sett fra nettets side. Flere produksjonsenheter gjør at man har større frihet til å drifte dampturbinene på optimalt turtall samt mulighet for å utføre vedlikehold. Kombinasjonen med kullkraft, batteribank, og solkraft vil kunne gi bedre kontroll over kraftsystemet.

Solenergi i stor skala er noe nytt og lite utprøvd i arktiske strøk. Kullkraftverket skal også driftes videre i årene som kommer, derfor kan man være best tjent med en gradvis implementering av solenergi i systemet. «Område 1» ligger i umiddelbar nærhet til byen, og vil gjøre drift og vedlikehold av en solcellepark enklere enn områdene oppe på Platåberget, hvor område 2 og 3 ligger. Samt, solenergi kan ikke forsyne Longyearbyen med energi i vinterhalvåret. Derfor bør man se til andre produksjonsteknologier som kan bygges ut på de andre aktuelle områdene. For eksempel vindkraft. En gradvis implementering av fornybare energikilder i systemet kan se ut som følger.

Fase 1: Utbygging av solcellepark på Adventpynten, med batteribank ved kullkraftverket

Fase 2: Innsamling av produksjonsdata og driftserfaringer samt videre utredning av vindkraft

Fase 3: Fortsette utbedring av kraftnett,

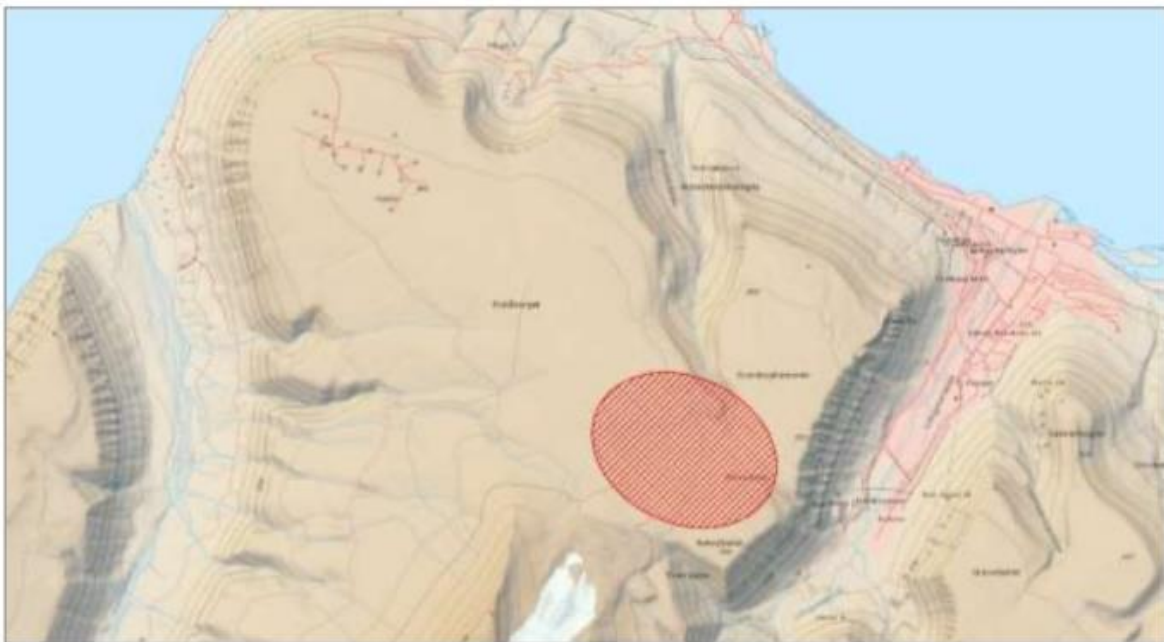
Fase 3: Utvidelse av sol- og vindkraft på Platåfjellet

Fase 4: Eventuell utbygging av solfangere eller distribuert PV-produksjon

Utbedring bygningsmasse og energitarriffer bør pågå gjennom alle fasene.

Hvis man ser fornyelse av energisystemet i Longyearbyen gjennom en teknisk lupe, vil det beste være å fortsette med kullkraft som i dag, samtidig som man fortløpende og konstant forbedrer driften. Dette innebærer å utbedre driftsituasjonen med tanke på spenning og frekvens i form av støtte fra batteribank. Mens man sakte men sikkert introduserer nye elementer inn i systemet, og på sikt ender opp med et fullstendig fornybart energisystem.

Det blitt utført vindmålinger på Platåberget, i området Figur 41 viser. Målingene viser at forventet årlig middelvind ligger rundt 5,8 m/s, med få perioder hvor vindhastighetene er under 3 m/s og over 25 m/s [4]. Ytterpunktene er viktige i forbindelse med vindkraft siden vindturbiner stoppes hvis vindhastighetene under- eller overstiger disse ytterpunktene. Samtidig er perioden oktober – april dømt til å være best for vindkraft produksjon, som passer godt overens med solkraft produksjon. Som har sin optimale periode fra midten av april til slutten av August. Solkraft og vindkraft er to teknologier som passer godt sammen. Fordi det er ofte slik at solkraft produserer mye når vindkraften produserer lite, og vice versa. Det er konkludert med at potensialet for vindkraft er godt på Platåberget.



Figur 41 - Område på Platåfjellet aktuelt for vindkraft [4]

7 Konklusjon og videre arbeid

7.1 Konklusjon

I utformingen av en alternativ systemløsning har fokus vært rettet mot at ny fornybar energi i systemet må kunne brukes hvor som helst. Det vil si at energien, eller effekten må kunne overføres i kraftnettet uten for store tap. Og på den måten øke andelen av fornybar energi i hele energisystemet, og ikke kun for utvalgte områder. Denne diskusjonen har sitt utgangspunkt i nettsituasjonen til Longyearbyen og har vært avgjørende i diskusjonen om plassering av solenergi.

Den elektriske delen av energisystemet er ikke i stand til å overta energioverføringen fjernvarmesystemet i dag står for i tillegg til sin egen, det er det ikke dimensjonert for. Energisystemet med Lokalstyre er i en overgangsfase, og kapasiteten i nettet skal utbedres. På grunn av at kullkraftverket driftes som det gjør, at det forsyner byen med både varme og elektrisitet vil endringer av systemet ta tid. I mellomtiden, samtidig som bl.a. kraftnettet utbedres og kontroll av kraftsystemet fornyes kan fornybar produksjon installeres på en slik måte at kapasitetsutfordringer minimeres og kompliserer driften av kullkraftverket.

Solkraft i form av distribuert PV-produksjon på hustak i Longyeardalen vil bidra til å redusere effektbehovet i byen, men kan samtidig føre til at avgangen i Longyeardalen blir en flaskehals i nettet. Lokalstyre (med Multiconsult) har allerede tenkt at en større batteribank skal installeres, og vil bli plassert vegg i vegg med kullkraftverket. Dette kan eventuelt føre til at energien som produseres i Longyeardalen må ut og ned til kullkraftverket. Å plassere en større batteribank i Longyeardalen vil bare snu problemstillingen. Da vil man kunne lagre energien som produseres ved distribuert PV-produksjon, men det vil oppstå en flaskehals andre veien fordi energi produsert i kullkraftverket skal overføres til Longyeardalen for lagring.

Etter en solcellepark har vært i drift i en periode vil man sitte på verdifulle data og erfaringer man kan bruke videre i utbyggingen og overgangen til mer fornybar kraftproduksjon i energisystemet, solenergi eller andre teknologier.

Erfaringer fra eksisterende off-grid installasjoner av solenergi har vist at de bidrar til en reduksjon i bruk av diesellaggregater, og derfor mindre behov for å fly ut drivstoff med helikopter. Samtidig fortsetter Avinor sine ambisiøse prosjekter, og skal nå bygge et sandlager som utelukkende skal driftes av solenergi og hydrogen. Dagens nivå av solenergi tyder på at solceller yter bedre enn man hadde forventet. Erfaringene basert på distribuerte PV-installasjoner boligblokkene i Longyeardalen viser dog at distribuert PV-produksjon ikke lønner seg uten energilagring.

7.2 Videre arbeid

- Dynamiske analyser med implementering av solenergi og batteribank
- Undersøke virkningen av energieffektivisering av bygg, og undersøke tap i fjernvarme-nettet
- Tariffordninger for elektrisitet og for varme – med formål om å gjøre innbyggerne mer energibeviste.
- Undersøke ytelsen av paneler med fast himmelretning med påvirkning av reflektert innstråling
- Utføre dynamiske nettanalyser, herunder stabilitet i synkronmaskinene i samspill med intermitterende produksjon. Undersøke spenningskvalitet og overharmoniske forstyrrelser
- Utføre analyse for solcellepark med paneler som følger solen (tracking)

Referanser

- [1] SNK. "Gruve 7." Store Norske Spitsbergen Kulkompani AS. <https://www.snsk.no/gruve7> (accessed 29.01.2020).
- [2] Statkraft, "Fornybar energiforsyning til Svalbard - Longyearbyen," 9. November 2018 2018. Accessed: 17.09.2019. [Online]. Available: https://www.statkraft.com/globalassets/explained/svalbard_rapport_0911_final.pdf
- [3] Regjeringen. "Utredning om energiforsyningen på Svalbard." Regjeringen.no. <https://www.regjeringen.no/no/aktuelt/utredning-om-energiforsyningen-pa-svalbard/id2587059/> (accessed 28.10.2019).
- [4] T. Consulting, "Alternativer for framtidig energiforsyning på Svalbard," THEMA, 978-82-8368-030-0 Juni, 2018. [Online]. Available: <https://www.regjeringen.no/contentassets/cdaceb5f6b5e4fb1aa4e5e151a87859a/thema-og-multiconsult---energiforsyningen-pa-svalbard.pdf>
- [5] C. E. Ianssen, "Personlig kommunikasjon," 07.11.2019, 2019.
- [6] S. Miljøvernfond. "Fornybar kraft på fjelltoppanlegg." Svalbards Miljøvernfond. <https://miljovernfondet.sysselmannen.no/Rapportar/Fornybar-kraft-pa-fjelltoppanlegg/> (accessed 07.11.2019).
- [7] T. Norge. "Solkraft gir mobilsignaler på Svalbard." Telenor. <https://link.no/solkraft-gir-mobilsignal-paa-svalbard/> (accessed 08.11.2019).
- [8] A. Abelsen. "Telenor med arktisk solenergi." Energiteknikk. <https://energibransjen.no/2016/05/telenor-med-arktisk-solenergi> (accessed 08.11.2019).
- [9] T. Strand, "Personlig kommunikasjon," 06.11.2019, 2019.
- [10] V. Svalbard. "Statistikk fra Visit Svalbard AS." <https://www.visitsvalbard.com/dbimsgs/Statistikk%20gjester%20Svalbard%202007-2017.pdf> (accessed 10.11.2019).
- [11] M. Sillesen. "Solcellene på Svalbard dekker opp til 75 prosent av flyplassens forbruk." Teknisk Ukeblad. <https://www.tu.no/artikler/solcellene-pa-svalbard-dekker-opp-til-75-prosent-av-flyplassens-forbruk/469726> (accessed 12.11.2019).
- [12] T. A. Date. "Klima og gjennomsnittsvær i Longyearbyen, Svalbard, Norge." <https://www.timeanddate.no/vaer/norge/longyearbyen/klima> (accessed 19.11.2019).
- [13] M. H. Snaprud, "Personlig kommunikasjon," 06.12.2019, 2019.
- [14] J. K. M. Snaprud, "Møte med Energiverket," 5.11.2019.
- [15] Multiconsult, "Feasibility Study for an Energy Storage System for Longyearbyen Energiverk," Multiconsult, 10207776-02-TVF-RAP-002.
- [16] Solkart. Solkart.no. <https://solkart.no/> (accessed 15.11.2019).
- [17] Kystverket. Kystverket. <https://kart.kystverket.no/> (accessed 20.11.2019).
- [18] Suncurves, "Finn dine solforhold," 2019. [Online]. Available: www.suncurves.com.
- [19] S. A. Kalogirou, "Solar Energy Engineering," 2009.
- [20] L. Q. Moncef Balghouthi, "Analytic optical design of a Linear Fresnel solar collector with variable parameters," *Journal of Materials and Environmental Sciences*, vol. 8, 2017.
- [21] Ø. T, "Kraftelektronikk og elektriske maskiner," 2019.
- [22] T. a. Date. "Longyearbyen, Svalbard, Norway — Sunrise, Sunset, and Daylength, July 2020." <https://www.timeanddate.com/sun/norway/longyearbyen?month=7&year=2020> (accessed 11.11.2019).
- [23] UNIS. "UNIS Weather stations and CTD stations." <https://www.unis.no/resources/weather-stations/> (accessed 06.12.2019).

[24] M. Jonassen, "Personlig kommunikasjon," 6.12.2019, 2019.

Vedlegg

Vedlegg A

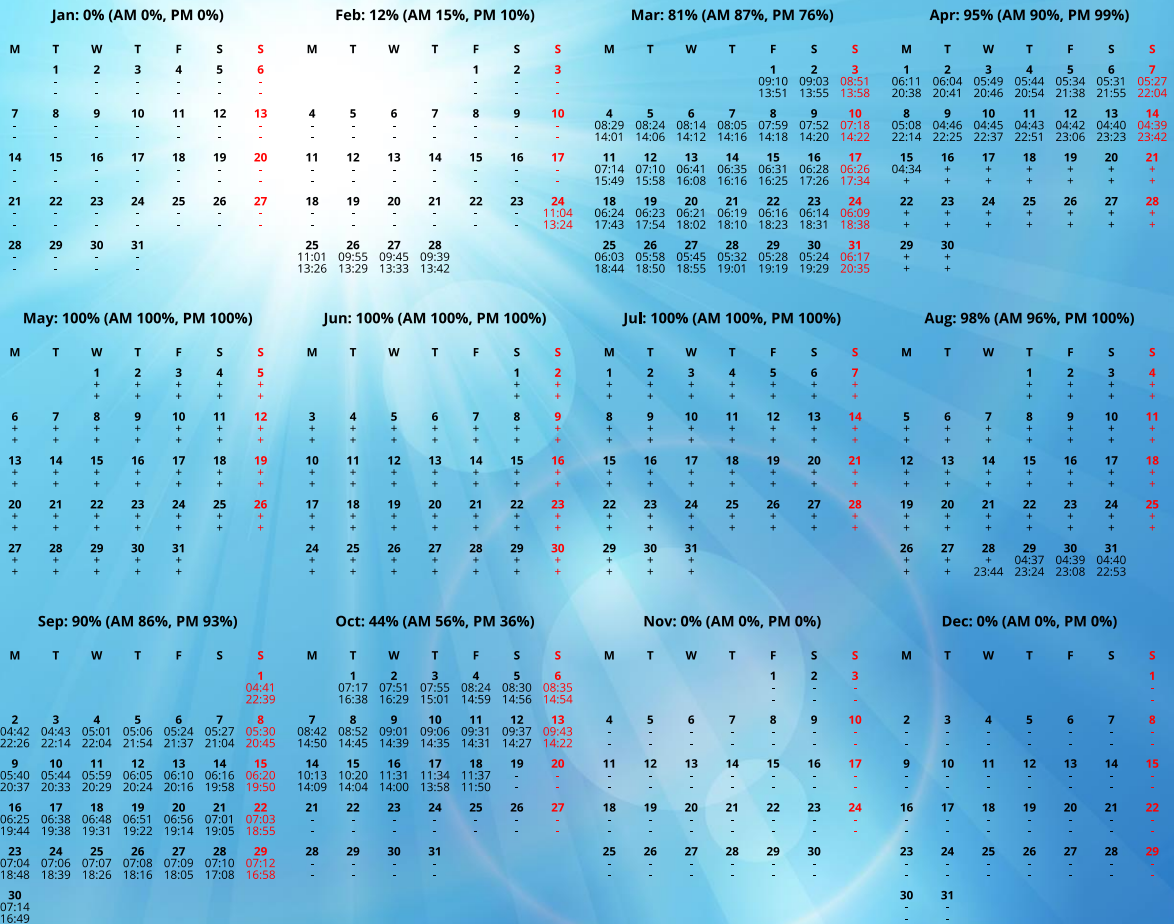
Oversikt over soloppgang og solnedgang for hele året

Dette vedlegget viser en oversikt over soloppgang og solnedgang gjennom hele året.

2019: Sverdrupplatået

Solindeks: 93 % (Morgen: 93 %, Ettermiddag: 93 %)

© Suncurves - solkalender, versjon 2.12.
Solforhold blir påvirket av terrengprofilen, men også av nærliggende bygninger og trær. Denne rapporten tar kun hensyn til skygge fra terrenget. Vi har ikke fysisk inspisert lokasjonen eller kontrollert alle grunnlagsdataene som er brukt til å utarbeide denne rapporten, og vi fraskriver oss følgende alle ansvar for eventuelle tap eller skader som skyldes ukritisk bruk av den. Rapporten ble utarbeidet for følgende breddegrad: 78,21510 og følgende lengdegrad: 15,55325. Høyde over bakken var satt til 2 m.



Nordøst Øst Sørøst Sør Sørvest Vest Nordvest

Denne figuren viser terrengprofilen og solkurvene for sommer- og vintersolhverv, samt værjevndøgn. Sentrum av figuren peker rett mot sør.

Tallene inni solskivene viser klokkeslettet i lokal tid for hver posisjon langs solkurven gjennom dagene.

Figur 42 - Solkalender

Vedlegg B

Kabel og linjedata – 11 kV

Denne seksjonen presenterer kabel- og linjedata som ble brukt for å angi termisk grenselast for utvalgte kabler i nettet.

Ledertype	R [ohm/km]	X	Cj [nF/km]	Cd	Ith [A]	Mastebilde
FeAl 1X10 6/1	1,791	0,423	4,54	8,57	118	<p>Antall jordledere: 0 Gjennomsnittlig pilhøyde: 1 m</p>
FeAl 1X16 6/1	1,126	0,409	4,62	8,89	171	
FeAl 1X25 6/1	0,721	0,395	4,71	9,22	235	
FeAl 1X35 6/1	0,512	0,384	4,78	9,49	287	
FeAl 1X50 6/1	0,359	0,373	4,85	9,79	362	
FeAl 1X70 26/7	0,257	0,362	4,93	10,09	454	
FeAl 1X95 26/7	0,191	0,351	5,00	10,41	544	
FeAl 1X120 26/7	0,151	0,344	5,05	10,64	624	
FeAl 1X150 26/7	0,121	0,337	5,11	10,87	727	
FeAl 1X185 26/7	0,098	0,330	5,16	11,10	832	
FeAl 1X240 26/7	0,076	0,322	5,22	11,41	992	
Al 1x16	1,222	0,416	4,59	8,78	146	
Al 1x25	0,717	0,402	4,68	9,11	192	
Al 1x35	0,513	0,392	4,75	9,37	237	
Al 1x50	0,359	0,380	4,82	9,66	298	
Al 1x70	0,256	0,370	4,89	9,95	370	
Al 1x95	0,190	0,359	4,96	10,25	468	
Al 1x120	0,150	0,352	5,02	10,49	535	
Al 1x150	0,120	0,345	5,07	10,71	601	
Al 1x185	0,098	0,338	5,12	10,94	704	
Al 1x240	0,076	0,330	5,18	11,23	830	
Cu 1x10	1,784	0,453	4,38	8,03	88	
Cu 1X16	1,115	0,431	4,51	8,47	140	
Cu 1x25	0,714	0,417	4,59	8,77	183	
Cu 1X35	0,510	0,406	4,66	9,02	211	
Cu 1x50	0,357	0,395	4,72	9,27	284	
Cu 1X70	0,255	0,384	4,79	9,55	342	
Cu 1x95	0,188	0,374	4,86	9,83	433	
Cu 1X120	0,149	0,366	4,92	10,06	500	
Cu 1X150	0,119	0,360	4,96	10,24	579	
Cu 1x185	0,096	0,353	5,01	10,45	660	
Cu 1X240	0,074	0,344	5,08	10,76	765	
Fe 1X16 (7 tråder)	8,000	0,700	4,50	8,50	32	
Fe 1X18 (7 tråder)	7,100	0,700	4,50	8,50	36	
Fe 1X20 (12 tråder)	6,400	0,700	4,60	8,90	40	
Fe 1X30 (12 tråder)	4,300	0,700	4,60	8,90	60	
Fe 1X50 (12 tråder)	2,600	0,700	4,70	9,30	100	

Figur 43 - Linjedata for trefase luftlinje 11 kV

Type og tverrsnitt	R [ohm/km]	X	Cj [μF/km]	Cd	Ith [A]	Ik 1 sek [kA]
TXSE 3x25 Al / 16	1,200	0,15	0,18	0,18	115	2,3
TXSE 3x50 Al / 16	0,641	0,13	0,20	0,20	170	4,5
TXSE 3x95 Al / 25	0,320	0,12	0,28	0,28	240	8,6
TXSE 3x150 Al / 25	0,206	0,12	0,33	0,33	310	13,5
TXSE 3x240 Al / 35	0,125	0,11	0,41	0,41	400	21,6
TXSE 3x25 / 16 Cu	0,727	0,15	0,18	0,18	145	3,5
TXSE 3x50 / 16 Cu	0,387	0,13	0,20	0,20	215	7,0
TXSE 3x95 / 25 Cu	0,193	0,12	0,28	0,28	310	13,3
TXSE 3x150 / 25 Cu	0,124	0,12	0,33	0,33	400	21,0
TXSE 3x240 / 35 Cu	0,075	0,11	0,41	0,41	510	33,6

Figur 44 - Kabeldata for trefase kabel forlagt i jord 11 kV

Vedlegg C

Datablad for solcellepanel

Denne seksjonen presenterer databladet for solcellepanelet som ble brukt som referanse i beregninger for solcelleparken.

Eagle 72

315-335 Watt

POLY CRYSTALLINE MODULE

Positive power tolerance of 0~+3%

ISO9001:2008, ISO14001:2004, OHSAS18001 certified factory.

IEC61215, IEC61730 certified products.









(4BB)



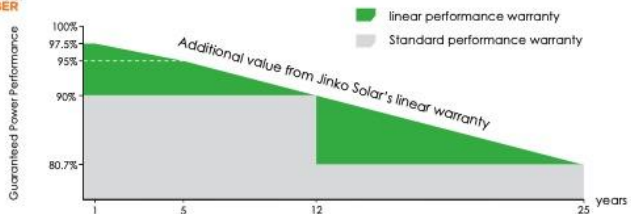


KEY FEATURES

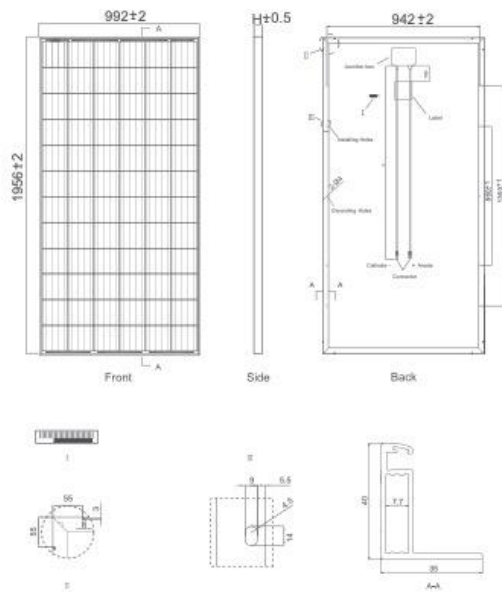
- 
4 Busbar Solar Cell:
 4 busbar solar cell adopts new technology to improve the efficiency of modules, offers a better aesthetic appearance, making it perfect for rooftop installation.
- 
High Power Output:
 Polycrystalline 72-cell module achieves a power output up to 335Wp.
- 
PID RESISTANT:
 Limited power degradation of Eagle module caused by PID effect is guaranteed under strict testing condition (85°C / 85%RH, 96hours) for mass production.
- 
Low-light Performance:
 Advanced glass and surface texturing allow for excellent performance in low-light environments.
- 
Severe Weather Resilience:
 Certified to withstand: wind load (2400 Pascal) and snow load (5400 Pascal).
- 
Durability against extreme environmental conditions:
 High salt mist and ammonia resistance certified by TUV NORD.
- 
Temperature Coefficient:
 Improved temperature coefficient decreases power loss during high temperatures.

LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

10 Year Product Warranty • 25 Year Linear Power Warranty



Engineering Drawings

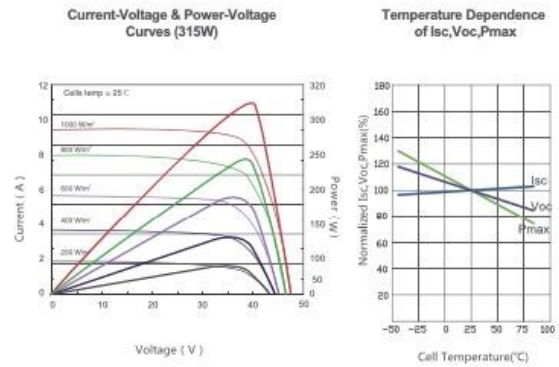


Packaging Configuration

(Two boxes=One pallet)

26pcs/box, 52pcs/pallet, 624 pcs/40'HQ Container

Electrical Performance & Temperature Dependence



Mechanical Characteristics

Cell Type	Poly-crystalline 156×156mm (6 inch)
No. of cells	72 (6×12)
Dimensions	1956×992×40mm (77.01×39.05×1.57 inch)
Weight	26.5 kg (58.4 lbs.)
Front Glass	4.0mm, Anti-Reflection Coating, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP67 Rated
Output Cables	TÜV 1×4.0mm², Length: 900mm or Customized Length

SPECIFICATIONS

Module Type	JKM315PP-72		JKM320PP-72		JKM325PP-72		JKM330PP-72		JKM335PP-72	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	315Wp	235Wp	320Wp	238Wp	325Wp	242Wp	330Wp	246Wp	335Wp	250Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	37.2V	34.3V	37.4V	34.7V	37.6V	35.0V	37.8V	35.3V	38.0V	35.6V
Maximum Power Current (Imp)	8.48A	6.84A	8.56A	6.86A	8.66A	6.91A	8.74A	6.97A	8.82A	7.02A
Open-circuit Voltage (Voc)	46.2V	43.2V	46.4V	43.7V	46.7V	44.0V	46.9V	44.2V	47.2V	44.4V
Short-circuit Current (Isc)	9.01A	7.29A	9.05A	7.30A	9.10A	7.34A	9.14A	7.38A	9.18A	7.43A
Module Efficiency STC (%)	16.23%		16.49%		16.75%		17.01%		17.26%	
Operating Temperature(°C)	-40°C~+85°C									
Maximum system voltage	1000VDC (IEC)									
Maximum series fuse rating	15A									
Power tolerance	0~+3%									
Temperature coefficients of Pmax	-0.40%/°C									
Temperature coefficients of Voc	-0.30%/°C									
Temperature coefficients of Isc	0.06%/°C									
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C									

*STC: Irradiance 1000W/m² Cell Temperature 25°C AM=1.5

NOCT: Irradiance 800W/m² Ambient Temperature 20°C AM=1.5 Wind Speed 1m/s

* Power measurement tolerance: ± 3%

Figur 45 – Datablad for solcellepanel

Vedlegg D

MatLab-script for behandling av innstrålingsdata

Denne seksjonen presenterer MatLab scriptet som ble brukt for å hente ut spesifikke data fra innstrålingsmålingene.

```

% Angir lokallasjon til lokal datafil
cd('/Users/jonasnystad/Documents/')

clear
clc

% Fil navn
fn='Adventdalen_New_Fem_minutt.dat';

% Example file format
%
"TOA5","Adventdalen_New","CR1000","21598","CR1000.Std.15","CPU:853.CR1","23
652","Fem_minutt"
%
"TIMESTAMP","RECORD","CM3_opp_Wpm2_Avg","CG3_opp_Wpm2_Avg","CM3_ned_Wpm2_Av
g","CG3_ned_Wpm2_Avg","CNR1_temp_gr_C_Avg"
% "TS","RN","","","","",""
% "","","Avg","Avg","Avg","Avg","Avg"
% "2012-10-02 11:45:00",0,75.73,279.2,40.26,318.1,2.288

% Opening file
fid = fopen(fn, 'r');
l = fread(fid, '*char');
fclose(fid)
str=l';

% Removing unnecessary data
k=char(str);
pp=findstr(k, '');
k(pp)=' ';
pp=findstr(k, ',');
k(pp)=' ';

hlines=4; % number of headlines in file
[year_n, month_n, day_n, hour_n, min_n, sec_n,
rec_number,RAD(1).sw_down,RAD(1).lw_down,RAD(1).sw_up,RAD(1).lw_up,RAD(1).T
C]=...
    streadd(k, '%4f- %2f- %2f %2f: %2f: %2f %s %f %f %f %f
%f', 'headerlines', hlines);

% making time vector
RAD(1).time = datenum(year_n, month_n, day_n, hour_n, min_n, sec_n);

% Calculating the surface temperature assuming an emissivity of 0.9
sigmm=5.67*10^(-8);
epss=0.9;
RAD(1).Tsurf=((RAD(1).lw_up-(1-epss)*RAD(1).lw_down)./(epss*sigmm)).^(1/4)-
273.15;

close all

%for{ j = 1 til 52

```

```

%   snitt(j) = avg(ids);

%}
% Selecting time to be plotted
id1=datetime('2018 09 18 00 00 00');
id2=datetime('2018 09 18 23 59 59');
ids=find(RAD(1).time>=id1 & RAD(1).time <=id2);

% test plot of data

%
close all
hold on
plot(RAD(1).time(ids),RAD(1).sw_down(ids))
plot(RAD(1).time(ids),RAD(1).sw_up(ids))
set(gca,'FontSize',12)
dateaxis('x', 15)
%set(gca, 'Xtick', [id1, 2, 'hour'])
%set(gca, 'XTickLabel',time(1:3:end))

% Angir bildetekst i plot
grid on
legend({'Direkte innstrÅling','Reflektert innstrÅling'},'FontSize', 13.5);

```