

Svalbard Energi AS

► Sol- og vindkraft i Longyearbyen

Mulighetsstudie

Oppdragsnr.: 52208004 Dokumentnr.: R01 Versjon: J02 Dato: 2023-10-12



Oppdragsgiver:	Svalbard Energi AS
Oppdragsgivers kontaktperson:	Joachim Karlsen
Rådgiver:	Norconsult AS, Kjørboveien 22, NO-1337 Sandvika
Oppdragsleder:	Franziska Ludescher-Huber
Assisterende oppdragsleder:	Dina Christensen Martinsen
Vindanalyser/-kraftproduksjon	Eivind Myklebust Støvne, Amund Søvde Haslerud, Maria Enger Hoem, Anne Mette Nodeland, Bjørn Egil Kringlebotn Nygaard, Øyvind Byrkjedal, Finn Nyhammer
Solressurs/-kraftproduksjon	Dina Christensen Martinsen, Einar Boman Rinde, Sigbjørn Grini, Marte Sofie Buraas, Ole Bjørn Silset Warvik, Martin Brunstad Høydal
Vei, kai	Bjørn Anders Steinsund, Fredrik Giske
Nettilknytning	Arild Vik, Einar Ingmar Frøhaug, Arne Finnby
Naturmiljø	Torbjørn Kornstad, Torgeir Isdal, Lars Jørgen Rostad
Kulturminner	Ole-Magne Nøttveit, Eirik Herdlevær
Landskap og Skyggekast	Einar Berg
Støy	Adam Suleiman
Friluftsliv	Vilde Mürer, Elin Riise

J02	2023-10-12	Oppdatert etter kundens tilbakemelding	Dina Ch. Martinsen	Fagressurser som angitt ovenfor og F.Ludescher-Huber	F.Ludescher-Huber
B01	2023-06-30	For kommentar hos kunden	Franziska Ludescher m. fagressurser som angitt ovenfor	Dina Christensen Martinsen m. fagressurser som angitt ovenfor	Franziska Ludescher-Huber
Versjon	Dato	Beskrivelse	Utarbeidet	Fagkontrollert	Godkjent

Dette dokumentet er utarbeidet av Norconsult AS som del av det oppdraget som dokumentet omhandler. Opphavsretten tilhører Norconsult AS. Dokumentet må bare benyttes til det formål som oppdragsavtalen beskriver, og må ikke kopieres eller gjøres tilgjengelig på annen måte eller i større utstrekning enn formålet tilsier.

► Sammendrag

Hovedformålet for prosjektet er å legge fram ulike alternative utbyggingsprosjekter for et vindkraftverk og et bakkemontert solkraftkraftverk. Videre er mulighetene for storstilt utbygging med solkraft på tak og bygninger vurdert.

For alle vurderte alternativer for vindkraftutbygging er det utført produksjonsberegninger og overordnede miljø- og samfunnsvurderinger. For de fleste alternativer er kostnader overslagsmessig beregnet.

Det er også gjort kostnadsberegninger og produksjonsberegninger for solkraftverk og bygningsmonterte solcelleanlegg, samt nødvendig infrastruktur som nettanlegg og vei.

Miljø- og samfunnsvurderingene har vært utført på grunnlag av tilgjengelige kilder og utredernes erfaringer fra Svalbard fra andre sammenhenger. Det har ikke vært utført konsekvensutredninger etter anerkjent veileder og det er derfor ikke mulig å si noe om hvor store konsekvenser tiltakene vil medføre.

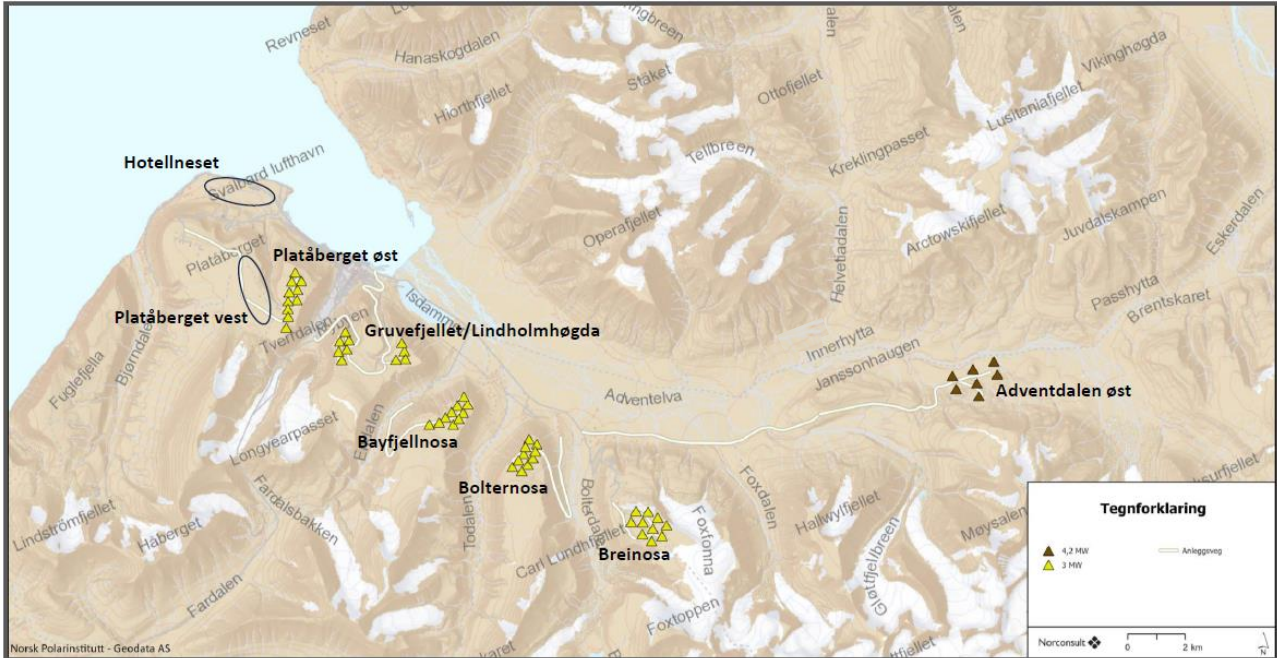
Vindkraftproduksjonen forventes å bli lav til middels på fjellene fra Breinosa til Platåberget. Blant fjellene er Gruvefjellet/Lindholmhøgda det produksjonsmessig beste alternativet, selv om produksjonen på Platåberget forventes å bli nesten like stor.

Et av hovedfunnene fra utredningene er at ising på vindturbiner forventes å være en stor utfordring på fjellene. Ising på bladene kan gi skader på turbiner og energiproduksjonen reduseres. Det understrekes derfor at isingsforholdene må verifiseres før en eventuelt kan gå videre med utbygging av vindkraft. Det er ikke endelig konkludert om det er teknisk mulig å drifte et vindkraftverk på Breinosa.

Adventdalen øst for Janssonhaugen har også vært inkludert i utredningene, på grunn av gode vindforhold og ubetydelig ising, slik at høyere og mer effektive vindturbiner kan benyttes. En vindpark her er beregnet å gi en høyere energiproduksjon sammenliknet med en vindparker på et av fjellene.

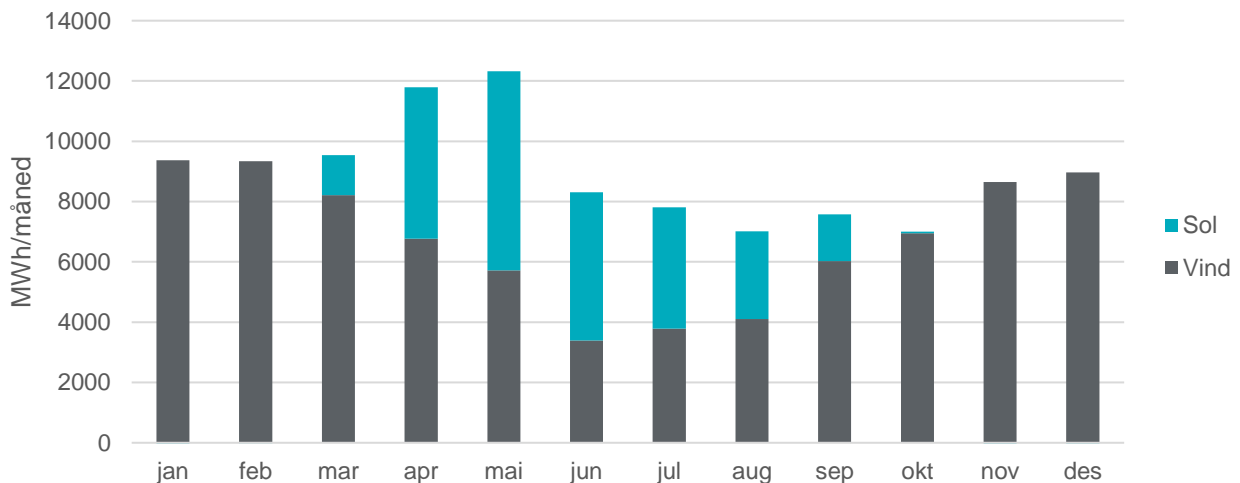
For de utredede solkraftverkalternativene kommer et utbyggingsalternativ på Platåberget klart best ut med tanke på energiproduksjon. Dette skyldes høyest solinnstråling og lavest skyggetap sammenlignet med øvrige alternativer. Energipotensialet fra solceller på bygningsmassen i Longyearbyen er beregnet å være maksimalt 7,3 GWh/år. Dette fordrer en full utbygning av det som anses som egnede takflater og fasader. Ved full utbygning vil solcelleanleggene på bygningsmassen få betydelig lavere spesifikk ytelse enn et bakkemontert kraftverk.

Det anbefales i utgangspunktet å bygge ut vind- og bakkemontert solkraftverk i samme område, slik at inngrepet samles, noe som i sum vil redusere miljø- og samfunnskonsekvenser noe. Samtidig kan en samlokalisering totalt sett gi et rimeligere prosjekt ettersom infrastrukturen kan utnyttes bedre.



Figur 1-1 Oversiktskart over skisseplasseringer for utbyggingsalternativer.

Sol- og vindkraftproduksjonen er tidsmessig komplementær gjennom året. Dette er illustrert i Figur 2, der total månedlig energiproduksjon fra utbyggingsalternativene for solkraft og vindkraft som er funnet å gi høyest energiproduksjon er vist som et eksempel. Denne rapporten søker å belyse fordeler og ulemper ved de ulike alternativene.



Figur 2 Månedlig energiproduksjon fra vindkraft i Adventdalen (30MW installert effekt) og solkraft på Platåberget (30MW installert effekt) for et typisk meteorologisk år (TMY)

► Innhold

1	Innledning	7
1.1	Bakgrunn og formål med denne rapporten	7
1.2	Norconsults oppdrag	7
2	Vindressurs og vindkraftalternativer	8
2.1	Vindkart	8
2.2	Turbinvalg	10
2.3	Plassering av vindparker	10
2.4	Vindkraftproduksjon med en 30 MW vindpark	15
2.5	Ekstremvind	18
2.6	Vindmålinger	19
3	Solressurs og solkraftalternativer	20
3.1	Solenergiproduksjon og solressurs	20
3.2	Bakkemontert solkraft	22
3.3	Solenergi på tak og bygninger	30
4	Infrastruktur	34
4.1	Kai	34
4.2	Atkomstvei og internveier	34
4.3	Fundamentering	35
4.4	Elektrisk infrastruktur og kraftsystem	36
5	Kostnadsestimater	38
6	Fremdrift	39
7	Miljø- og samfunnsvurderinger	40
7.1	Landskap	40
7.2	Naturmangfold	43
7.3	Kulturminner	47
7.4	Friluftsliv	50
7.5	Støy	53
7.6	Skyggekast	54
7.7	Oppsummering av miljø- og samfunnskonsekvenser	55
8	Oppsummering og anbefaling av vind- og solkraftalternativer	56
8.1	Anbefaling for videre arbeid	56
9	Konsekvensutredninger – prosess og forslag til utredningsprogram	58
9.1	Generelt	58
9.2	Merknad til forslag til utredningsprogram	58
9.3	Tiltaksbeskrivelse	59

9.4	Nullalternativ og andre planer	60
9.5	Flom, skred og overvann	60
9.6	Forandringer i byggegrunnens beskaffenhet og egenskaper	61
9.7	Klimatilpasning	61
9.8	Samfunnssikkerhet	61
9.9	Elektronisk kommunikasjon	61
9.10	Luftfart	62
9.11	Vær og/eller kystradarer	62
9.12	Støy	63
9.13	Skyggekast	63
9.14	Vann- og grunnforurensing	64
9.15	Kulturminner og kulturmiljø	64
9.16	Lokalt og regionalt næringsliv	65
9.17	Mineralressurser	65
9.18	Landskap	66
9.19	Naturmangfold	67
9.20	Friluftsliv	70
10	Referanseliste	72
Vedlegg A	Vindkartberegninger – KVTMeso	74
A.1	Vindkartberegninger – KVTMeso	74
Vedlegg B	Produksjonsberegninger vindkraft	75
Vedlegg C	Kart over vindkraftalternativer	76
Vedlegg D	Ekstremvindrapport	77
Vedlegg E	Solkraftutbyggingsalternativer	79
E.1	Hotellneset	79
E.2	Platåberget	82
E.3	Breirosa	85
E.4	Adventdalen øst	88
E.5	Solkraft på bygninger	91
Vedlegg F	Solressurs	95
Vedlegg G	Kostnadsestimater	98

1 Innledning

1.1 Bakgrunn og formål med denne rapporten

Longyearbyen har tidligere vært svært avhengig av fossile kilder for kraft- og varmeproduksjon – tidligere kull og for tiden diesel. Med tanke på klima skal Longyearbyen i fremtiden forsynes med fornybar energi og Longyearbyen Lokalstyre har derfor utarbeidet en energiplan for å få til denne omstillingen raskest mulig (Longyearbyen Lokalstyre, 2023). Energiplanen viser at vindkraft og solkraft, muligens i kombinasjon med andre teknologier, vil være aktuell for å forsyne Longyearbyen med fornybar energi i framtiden.

1.2 Norconsults oppdrag

Målene med oppdraget har i løpet av arbeidet vært justert i samarbeid mellom kunde og Norconsult.

Hovedmålene for prosjektet er å legge frem ulike alternative utbyggingsprosjekter for et vindkraftverk og et bakkemontert solkraftkraftverk:

- estimere produksjon med basis i en meteorologisk modell
- estimere investeringskostnader grovt
- vurdere miljø- og samfunnskonsekvenser overordnet
- foreslå et utredningsprogram for miljø- og samfunnskonsekvenser

Videre skulle potensialet for å bygge ut solkraft på tak og bygninger estimeres.

Vindkraftutredninger fokuserte innledningsvis i hovedsak på en vindpark med ca. 15 MW effekt, men etter hvert ble det bestemt at fokuset skulle forsterket rettes mot utbygging med 30 MW.

Da det viste seg at vind- og solkraftproduksjon er relativt komplementær i Longyearbyen ble det besluttet å legge mest vekt på utbygging med et bakkemontert solkraftverk med samme effekt som vindparken (30 MW hver) i denne rapporten. Merk at vektingen mellom solkraftutbygging og vindkraftutbygging ikke er optimalisert mot energiforbruk i dette arbeidet da dette er noe Svalbard Energi utfører selv. For solkraft er derfor utbyggingsalternativene utarbeidet som modulært skalerbare design som kan skaleres i en slik optimaliseringsøvelse. For vindkraft er det gjort beregninger for ulik installert effekt.

Ettersom utredningene viste at ising for lokalitetene på fjellene sannsynligvis vil bli utfordrende, ble et viktig mål å finne utbyggingsløsninger for en vindpark som kan forventes å fungere pålitelig og med en normal levetid.

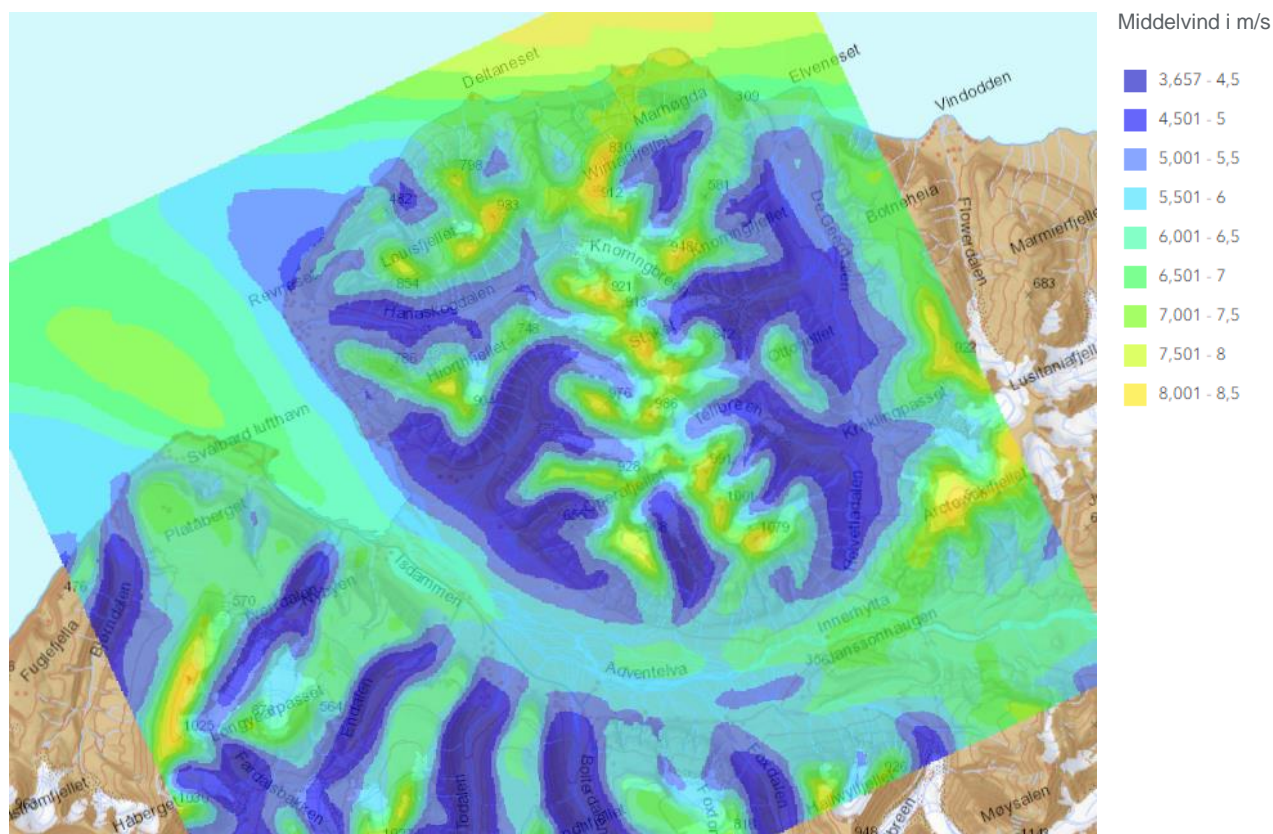
Norconsult har etter avtale med kunden hatt begrenset kontakt med eksterne i arbeidet. Innhenting av innspill fra øvrige interessenter og aktører vil derfor være viktig i senere prosjektfaser.

2 Vindressurs og vindkraftalternativer

Utgangspunktet for ressurskartleggingen har som formål å identifisere mulige utbyggingsalternativer med tanke på energiproduksjon isolert sett.

2.1 Vindkart

Som grunnlag for videre arbeid er det blitt beregnet et vindkart for et større område rundt Longyearbyen. Vindkartet er basert på en modellsimulering med den meteorologiske modellen WRF (Weather Research and Forecasting). Dette modellverktøyet har i andre prosjekter vist å ha god nytteverdi for å beskrive meteorologiske forholdene. Modellsimuleringen omtales som KVTMeso300 og er forklart i Vedlegg A.

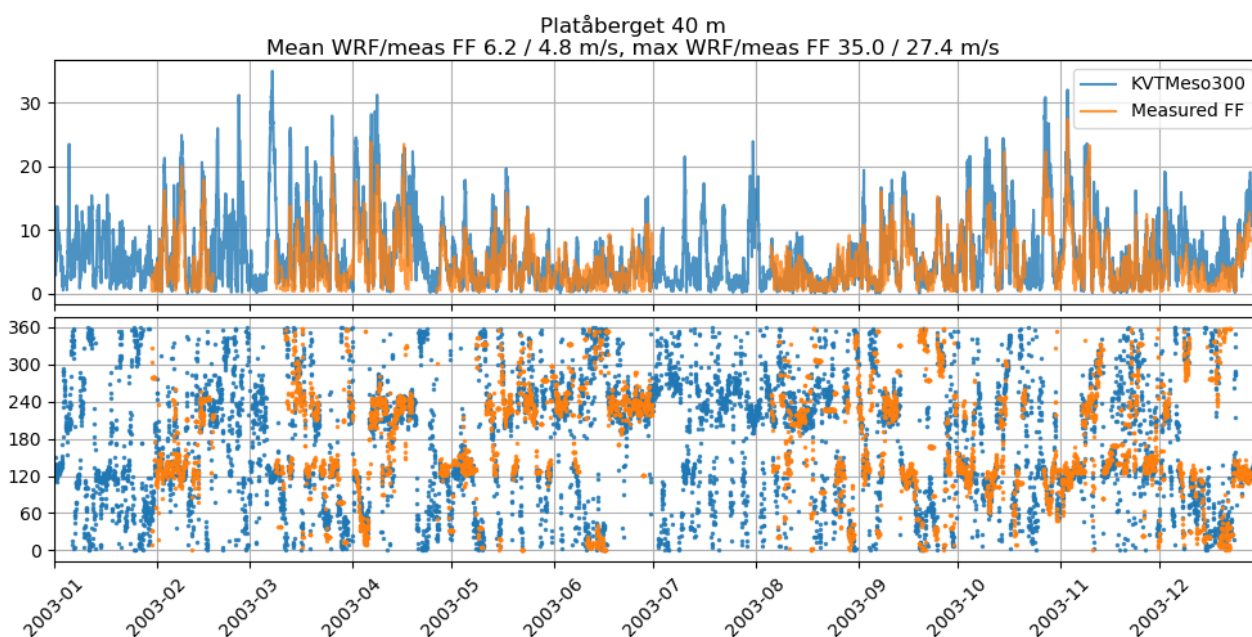


Figur 2-1 Vindkart for området rundt Longyearbyen 123 m over bakkenivå. Vindressursen i regionen er begrenset. På fjellene sør for Adventdalen er årsgjennomsnittet på vindstyrken stort sett mellom 6-7,5 m/s.

KVTMeso300 ble simulert for året 2003, for å kunne sammenligne modellen med gamle målinger på Platåberget (Nyhammer, 2004). Sammenligningen viser at de ulike vær-situasjonene fanges godt opp, som vist i Figur 2-2. Ved å benytte alle målte og modellerte data på målepunktet, gir modellen noe høyere middelvind enn målingene, og de kraftigste vindene overestimeres også noe. Det er kjent at en slik modell vil ha større bias nærme bakken, slik at vinden i f.eks. 100 m kan være bedre representert. Det lar seg ikke gjøre å vurdere dette for Longyearbyen uten målinger. En mulig overestimering kan være veldig lokal og betyr ikke at hele datasettet gir for høy vind. Vi har derfor ikke skalert KVTMeso300 til disse målingene.

Den nye modellberegningen er blitt kombinert statistisk med data for perioden 2001-2018 som Norconsult eier. Dette datasettet har en forholdsvis grov romlig gridoppløsning på 4 km x 4 km, men den er godt egnet for å beskrive langtidstatistikken for ulike vindkraftlokaliteter. Metoden for den statistiske kombineringsen kalles gjerne syntetisering og er forklart i Liléo m. fl. (Liléo, Berge, Undheim, Klinkert, & Bredesen, 2013), og gir dermed en 18 år lang tidsserie for hvert modellgridpunkt i KVTMeso300. Disse tidsseriene representerer godt vindklimaet og fanger også opp en stor del av stormene for andre år. Vindnivået vil gi en god pekepinn på hvor det er gode vindforhold, selv om vindnivået kan være noe usikkert. Slike tidsserier kan også benyttes til å beregne ekstremvinder, noe som er beregnet for utvalgte punkter i egen rapport.

Usikkerheten i modellert årlig middelvindhastighet kan variere mye fra sted til sted, og anslås til mellom 5-15 % avhengig av hvor godt modellen fanger opp iskantene og hvordan terrenget er representert. Målinger i seg selv gir ofte en usikkerhet på ca. 3 %, og prosessen med å flytte vindnivået ut til turbiner kan introdusere nye usikkerheter. En finskala værvarslingsmodell beregner de fleste kjente meteorologiske parametere og når det finnes representative målinger i et interesseområde så vil en kunne skalere vindkartet for det området og redusere usikkerhetene. Et vindkart basert på KVTMeso300 vil representere horisontal variasjon godt, og den høye oppløsningen gjør datasettet godt egnet til å velge mulige lokasjoner for vindkraft.



Figur 2-2: Målt og modellert vind i ca. 40 m høyde på Platåberget. Angitte middel- og maksverdier er beregnet ved å benytte hele dataseriene, ikke data som overlapper i tid. 'FF' betegner siste 10-minutters gjennomsnitt målt hver time.

Selv om Figur 2-2 antyder at KVTMeso300 overestimerer vinden på Platåberget, så er sesongvariasjonen i modellen forholdsvis god. Både målinger og modell gir forholdsvis lav middelvind på sommeren. Dette ser vi også for blant annet Adventdalen og Breinosa når langtidskorrigerede modelldata i 123 m høyde analyseres; middelvinden om sommeren kan være så lav som 4,5 m/s i juni-august. Dette vil gjenspeile seg i estimert produksjon, og ettersom hovedandelen av produksjonen foregår om vinteren vil eventuell isingsproblematikk få en stor betydning.

2.2 Turbinvalg

I utredningsstadiet som prosjektet er i nå er flere vindturbiner fra forskjellige leverandører aktuelle.

Første utredninger: I den første utredningsfasen er det blitt lagt til grunn en vindturbin som kan være aktuell for bruk i Longyearbyen ut fra den informasjonen som da var tilgjengelig. Turbinen Vestas V150-4.2 MW¹ med 150 m navhøyde ble valgt. Dette er en turbin som er egnet for vindforholdene i prosjektområdet. Turbinen er av turbinklasse IEC III, som betyr at den er tilpasset lave vindhastigheter (mindre enn 7,5 m/s i middelvind). Denne turbinen leveres med antiisingsystem.

Det er i utgangspunktet lagt til grunn samme turbintype og navhøyde for alle de undersøkte områdene selv om enkelte av dem har svært ulike vindforhold. Dette er valgt for å lettere kunne sammenligne de ulike områdene med hverandre.

For å få ett helhetlig overblikk over isingsforholdene ved Longyearbyen er isingsforholdene i området analysert ved hjelp av metoder for både islastberegninger på strukturer og isingstapsberegninger på vindturbiner. Metodene bruker både værmodelldata og terrengdata for å beregne isingsforholdene de siste 20 årene. Det finnes lite tilgjengelig data fra Svalbard for å verifisere isingsresultatene, men begge metodene gir erfaringsmessig gode resultater sammenlignet med måldata på fastlandet.

Andre iterasjon: Resultatene fra isingsberegningene beskrevet ovenfor viste kritisk høye verdier for ising på fjellene på sørsiden av Adventdalen og at isingen i området er sterkt avhengig av høyden over havet. Disse resultatene førte til at det ble valgt å også utrede utbygging av vindparker med lavere turbiner. Turbintypen som er valgt for dette formålet er Enercon E82 med navhøyde 58,9 m av klasse IEC II. Produsenten av turbinen har erfaring fra arktisk klima, og foreslo selv denne turbintypen selv om den i utgangspunktet er tilpasset høyere vindhastigheter enn IEC III. Da turbintypen er lavere, og har en mindre rotordiameter, er effekten tilsvarende lavere. For å komme opp i samme effekt var det derfor nødvendig å øke antall vindturbiner.

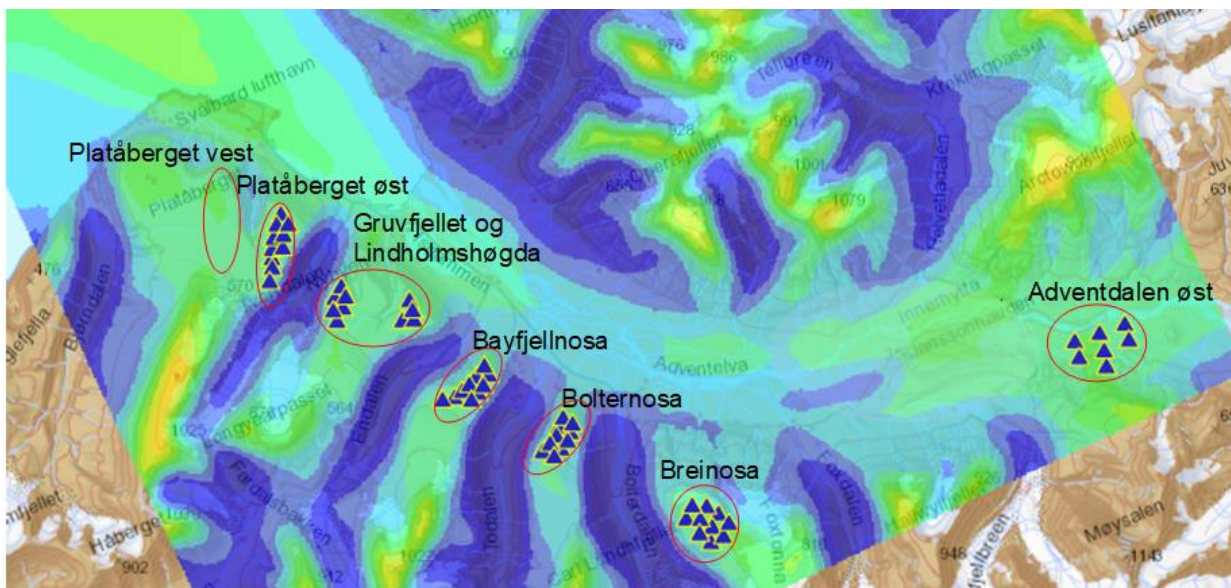
E82 kommer med ulike generatorstørrelser, og to av disse er brukt i prosjektet. 2,35 MW generatoren er hovedsakelig brukt fordi den gir bedre kapasitetsfaktor ved lave vindforhold, mens 3,0 MW turbinen er brukt i layoutene med små turbiner og 30 MW installert effekt. Dette er gjort fordi 2,35 MW-versjonen ville ført til et økt antall turbiner og dermed høyere liggende turbiner ettersom flere turbiner medfører at man blir nødt til å benytte areal som ligger høyere i terrenget som igjen medfører større isingsproblematikk. I de mindre layoutene er det derimot plass til tilstrekkelig mengde 2,35 MW turbiner uten å måtte gå for langt opp i høyden. Versjonen med 2,35 MW er altså mer passende for vindforholdene rundt Longyearbyen. Om man ønsker en mindre installert effekt og kan benytte 2,35 MW turbinene vil man få en mer effektiv utnyttelse av vindressursene og trolig bedre økonomi i prosjektet.

2.3 Plassering av vindparker

Det ble utredet vindparksisser på alle fjell mellom Platåberget og Breinosa sør for Adventdalen. Det ble også sett på plasseringer bakerst i Adventdalen fra Janssonhaugen og østover grunnet gode vindforhold. På grunn av særdeles gode vindforhold inkluderte de innledende utredningene for vindressurs og vindenergiproduksjon også Diabasodden. Denne plasseringen er kun inkludert som en referanse i rapporten for stedet med høyest vindenergipotensielle i området.

Vindressurskart for Longyearbyen med skisseplasseringer for vindparker med installert effekt på 30 MW som eksempel er vist i Figur 2-3.

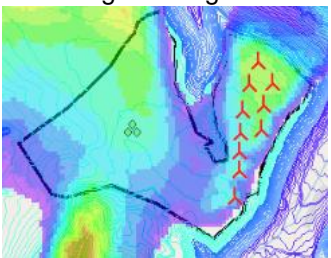
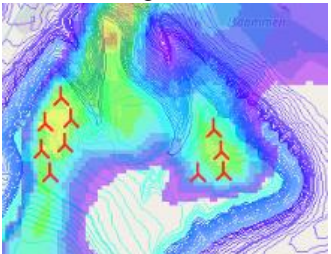
¹ <https://www.vestas.com/en/products/4-mw-platform/V150-4-2-MW>

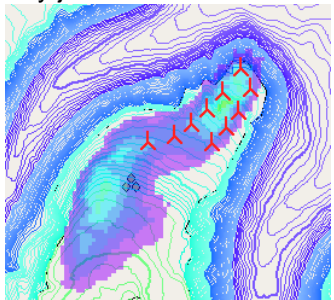
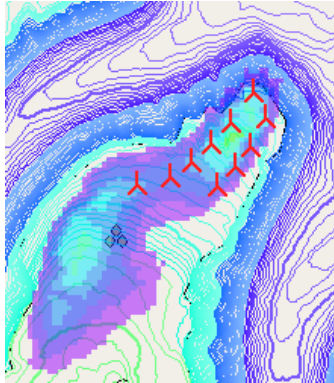
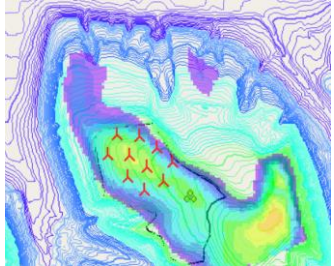
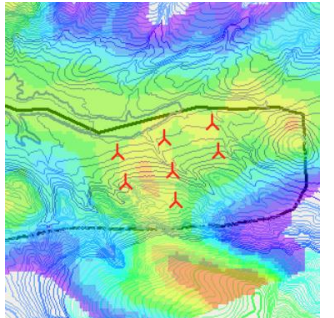


Figur 2-3 Vindressurskart for Longyearbyen med skisseplasseringer for vindparker med installert effekt på 30 MW som eksempel. På grunn av utfordringer med ising på fjellene er turbinene plassert så lavt i terrenget som mulig og det er valgt lavere turbiner med mindre effekt (3 MW). I Adventdalen, der ising ikke er et problem er det valgt turbiner med 4,2 MW effekt. Antall turbiner på fjellene er derfor større (10 stk) enn i Adventdalen. For Platåberget vest er det ikke laget eget layout.

Tabell 2-1 viser en overordnet oversikt over de ulike vindkraftutbyggingsalternativene.

Tabell 2-1 Ulike plasseringer for vindkraftutbygging. Bildet under navnet viser plasseringen av vindturbinene med vindkart med høy oppløsning. Jo «gulere» fargen er jo høyere middelvindhastighet, jo mer «blå» og «lilla» den er desto lavere middelvindhastighet.

Utbyggingsalternativ	Plassering og infrastruktur
Platåberget øst og vest 	Platåberget øst, befinner seg rett ovenfor byen øst for Blomsterdalen. Platåberget vest ligger vest for Blomsterdalen og øst for SvalSat. Det er i hovedsak plasseringer på østsiden av Platåberget som er vurdert som mest aktuelle grunnet et ønske om å minimere mulig konflikt med SvalSat.
Gruvfjellet og Lindholmshøgda 	Gruvfjellet er interessant for utbygging med vindkraft, ettersom det finnes flate arealer med relativt lav høyde over havet, der ising trolig er i en overkommelig størrelsesorden. Ettersom vindkartleggingen har avdekket at vindressursen er best ut mot kanten av fjellet er turbinene plassert på nordvestsiden mot Longyeardalen og på Lindholmshøgda. Med tanke på miljø- og samfunnskonsekvenser er ingen turbiner plassert på ryggen som går mot Sukkertoppen i nord.

	Atkomstvei vil kunne bygges gjennom Gruvedalen. Mer krevende, men sannsynligvis også mulig, ville det være å komme til på ny vei fra Nybyen mot Vannledningsdalen og opp til midten av platået derfra.
<p>Bayfjellnosa</p> 	<p>På grunn av ising i de høyereliggende områder er turbinene plassert i de lavestliggende områder på Bayfjellnosa.</p> <p>En slik utbygging ville kreve bygging av en ny atkomstvei på nord- eller nordvestsiden av fjellet.</p>
<p>Bolternosa</p> 	<p>Utbygging av vindkraft vurderes i de lavestliggende områder på Bolternosa for å redusere isingsutfordringer.</p> <p>Utbygging her ville kreve etablering av en ny atkomstvei, som er tenkt etablert fra øst- eller nordøstsiden.</p>
<p>Breinosa</p> 	<p>For Breinosa er utbygging av både solkraft og vindkraft vurdert.</p> <p>Ut fra foreløpige beregninger er Breinosa ikke godt egnet for vindkraftproduksjon. Modellbaserte beregninger tyder på at svært høye nivåer av ising på turbinene kan forekomme. Det er ikke endelig konkludert om det ville være teknisk mulig å drifte et vindkraftverk her. Ismålinger som utføres i tillegg til vindmålinger kan gi et bedre vurderingsgrunnlag.</p> <p>Utbygging av et bakkemontert solkraftverk kan bli aktuell, selv om det ikke ville bygges ut vindkraft her.</p> <p>Området er berørt fra før, ved blant annet EISCAT og Gruve7 og en god vei opp til disse anlegg. Dette medføre mindre inngripen i uberørte områder sammenliknet med andre utbyggingsalternativer.</p>
<p>Adventdalen øst</p> 	<p>I øvre del av Adventdalen er vindressursen god og ising vurderes som ubetydelig.</p> <p>Innledningsvis ble utbygging i flere områder øst for Janssonhaugen vurdert. På grunn av nærhet til et planlagt naturvernområdet ble varianter lenger vest lagt bort.</p> <p>Utbygging i Adventdalen øst vil kreve etablering av ny atkomstvei.</p>

2.3.1 Ising og risiko for iskast

2.3.1.1 Ising

Ising på bladene av roterende turbiner forekommer når underkjølte skydråper i luften treffer overflaten til bladene, fryser fast og danner et isbelegg. Denne type ising kalles skyising. Når ismengden er svært stor kan dette gjøre skader fordi utstyret ikke er dimensjonert for en økt vekt som isingen medfører. Ising kan også føre til skader som er knyttet til utvidelsen av isvolumet, for eksempel når vann fryser i sprekker og spalter og utvider seg der. I tillegg kan energiproduksjonen påvirkes ved isdannelse på turbinbladene ved at de aerodynamiske egenskapene til bladene endres. Ising kan også medføre fare for iskast.

Ising har vist seg å være et svært relevant tema i vurderingene av vindkraftutbygging på fjellene rundt Longyearbyen. Beregnede isingstap, til tross for antiisingssystemer, er svært høye på mer enn 4-5 % av potensiell kraftproduksjon.

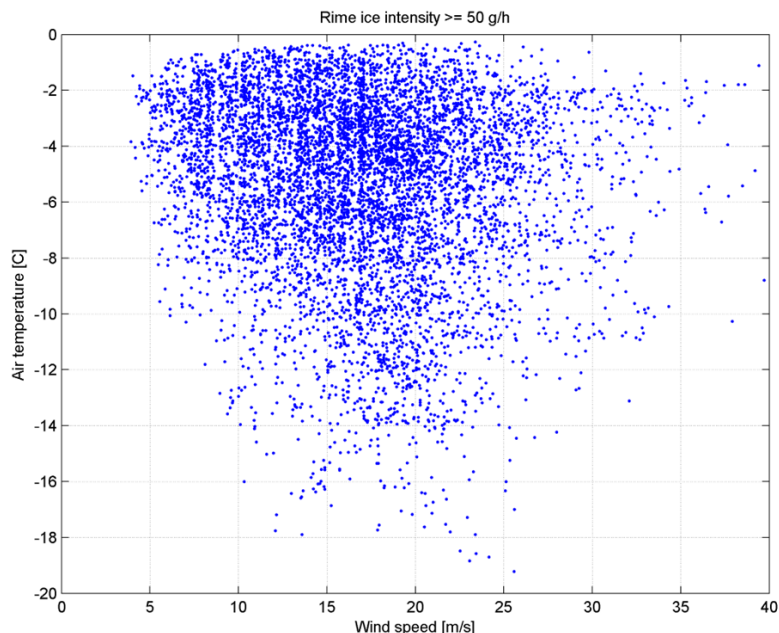
Som Tabell 2-2 viser er ising, og dermed også isingstapene, sterkt høydeavhengig. For å holde isingstapene på et overkommelig nivå, er det i løpet av prosjektet som nevnt utarbeidet alternativer der vindturbinene på fjellene har lavere tårn, samtidig som de er plassert på egnede områder lavest mulig i terrenget. For å minimere ising på steder med begrenset plass med lavere høyde, som Bolternosa og Bayfjellnosa, er turbinene plassert relativt tett. Tett plassering av turbiner fører til økt vaketap fordi vinden påvirkes av turbiner som står i nærheten og energiproduksjonen går derfor ned. For vindturbiner av typen Vestas V150-4.2 MW ble isingshøyde beregnet for kote av lokaliteten + 155 m, mens for Enercon E82 3.0 ble isingshøyde beregnet for kote av lokaliteten + 86 m.

Tabell 2-2 Isingstap på vindparkplasseringer som ble vurdert i tidligfase. Ising er beregnet for V150-4.2 turbiner med 105 m navhøyde for Adventdalen, mens det er beregnet for E82 3.0 turbiner med 59 m navhøyde. Verdier som er høyere enn ca. 5% er internasjonalt sett svært uvanlige for vindparker.

Lokalitet	Turbintype	Høyde i m.o.h. for isingsberegning *	Isingstap med antiisingssystem
Breinosa (680 m o.h.)	E82 3.0 MW	766	9 %
Adventdalen Øst (154 m o.h.)	V150-4.2 MW	309	< 1 %
Diabasodden (41 m o.h.)	V150-4.2 MW	196	< 1 %
Platåberget (462 m o.h.)	E82 3.0 MW	548	2 %
Bayfjellnosa (422 m o.h.)	E82 3.0 MW	508	3 %
Bolternosa (444 m o.h.)	E82 3.0 MW	530	2 %
Gruvefjellet (459 m o.h.)	E82 3.0 MW	545	2 %

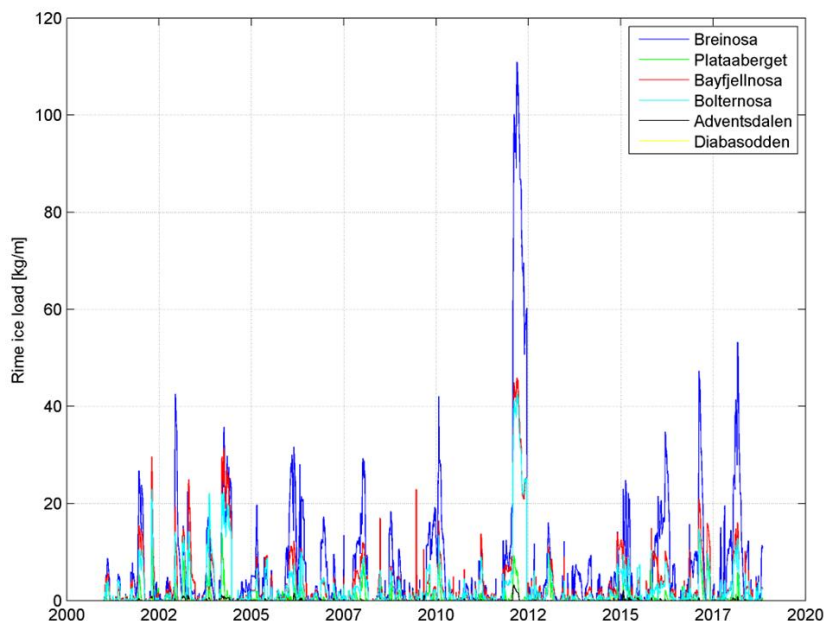
* Isingshøyden er beregnet med følgende formel: Navhøyde + 2/3 radius.

Ising er blant annet avhengig av temperatur, vindhastighet og luftfuktighet. Figur 2-4 viser modellerte tidspunkt med isingsintensitet over 50 g per time, og man ser at ising (skyising) forekommer oftest ved temperaturer i ensifrete kuldegrader og i vindhastigheter mellom ca. 5 - 25 m/s. I Figur 2-4 er forhold mellom ising, lufttemperatur og vindhastighet for Breinosa vist.



Figur 2-4 Modellerte timesverdier med isingsintensitet over 50 g/h på et standard isingsobjekt (ISO 12494), sortert på vindhastighet og lufttemperatur. Vist for Breinosa..

Ettersom ising er avhengig av flere meteorologiske forhold som varierer fra år til år varierer også forekomsten av ising mellom årene. Mens ising kan være overkommelig i noen år, kan det være kritisk i andre år og føre til skader på utstyr og være et faremoment for personer som oppholder seg nær turbinene. Dette går tydelig fram av Figur 2-5 som viser ekstremt høye isingsverdier for året 2012, mens verdiene i flere andre år er høye, særlig på Breinosa, men likevel mye lavere enn i året 2012.



Figur 2-5 Beregnet ising for ulike vindparklokaliteter fra år til år, med ekstremt høye isingsverdier for året 2012.

2.3.1.2 Risiko for iskast

Is som har festet seg på turbinblader kan løsne og falle ned under vindturbinen, eller kastes i en viss avstand fra vindturbinen. Selv om isen i all hovedsak faller ned nær turbinen, kan det forekomme at isbiter faller ned i større avstand. Observasjoner viser at isbiter nesten alltid faller ned innenfor en avstand som beregnes med følgende tommelfingerregel:

$$\text{Navhøyde} + \text{rotordiameter} = \text{Avstand der risiko for iskast er relevant}$$

Tommelfingerregelen gir en teoretisk avstand som er ment som en første risikosjekk. Risikoen for iskast ved endelig alternativ bør beregnes detaljert.

2.3.2 **Usikkerhet i vurderingen av ising og iskasting**

I tidligfase – som i dette prosjektet – kan ising vanligvis kun beregnes på grunnlag av meteorologiske modeller. Når vindmålinger utføres, kan ising måles samtidig, slik at modellen kan forbedres og usikkerheten i resultatet går ned. I neste prosjektfase vil ising måles sammen med andre parametere på en målemast som skal være i samme høyde som de planlagte vindturbiner.

Erfaringsmessig gir tidligfaseberegninger en god pekepinn på isingsomfanget. Når isingsmålinger er utført er grunnlaget så godt at det også kan brukes for å lage iskastvarsler, som brukes for å informere driftspersonell og friluftsutøvere om når det kan være fare for iskast.

2.4 **Vindkraftproduksjon med en 30 MW vindpark**

Vindkraftproduksjon har vært beregnet for ulike kombinasjoner av vindturbiner og vindparkstørrelser. Vindkraftproduksjon for de ulike lokaliteter er vist i Tabell 2-3. Vindressursene rundt Longyearbyen er moderate, og produksjon per installert effekt er derfor begrenset. Om man ønsker dekke en god del av forbruket med vindkraft må det derfor installeres flere turbiner enn det hadde vært nødvendig på et sted med sterkere og konstant vind.

I det følgende vises produksjonsestimatet for vindparker med ca. 30 MW installert vindkraft. Ising er en kritisk faktor for vindkraftproduksjon på fjellene. Ettersom isingsproblematikken er økende i høyden er det forutsatt bruk av lavere turbiner på fjellene. I tillegg er også turbinene plassert på lavest mulige posisjoner innad i områdene med akseptabel vindressurs.

Ettersom mindre turbiner gir mindre produksjon per installert effekt, anses det som tryggere å ta slike mindre turbiner som utgangspunkt i tidligfase. Dersom vind- og isingsmålinger skulle tilsi at større turbiner kan fungere, vil slike fortsatt kunne forespørres og man ville få en oppside i prosjektet.

Resultatene i Tabell 2-3 indikerer at fjellene Platåberget, Gruvefjellet, Bayfjellnosa, Bolternosa og Breinosa vil gi mellom 43 og 53 GWh i netto årlig energiproduksjon.

Det er beregnet høye produksjonstap for Breinosa, knyttet til ising på turbinene. Selv med system for antiising er tapene beregnet til 9 % på Breinosa, noe som anses å være svært høyt av utrederne og vindturbinleverandører. Isingstapene knyttet til de andre fjellene, Platåberget, Gruvefjellet, Bayfjellnosa, Bolternosa, er i størrelsesorden 2 % - 3 % og forventes å være på håndterbare nivå.

En vindpark i Adventdalen øst er beregnet å gi en høyere energiproduksjon sammenliknet med vindparker på fjellene diskutert ovenfor, med en årlig netto energiproduksjon på ca. 81 GWh. I Adventdalen er tap knyttet til ising langt lavere, noe som medfører at det kan benyttes høyere turbiner som igjen bidrar til en høyere energiproduksjon. Årsproduksjonen per installert effekt er dobbelt så høy i Adventdalen sammenliknet med Bolternosa.

Tabell 2-3 Produksjon for en vindpark med ca. 30 MW installert effekt. På grunn av at ulike turbintyper er valgt på fjellene enn i Adventdalen og på Diabasodden er total effekt noe avvikende fra 30 MW. Diabasodden er inkludert som en referanse grunnet veldig gode vindforhold.

Resultater	Platåberget øst*	Gruvefjellet	Bayfjellnosa	Bolternosa	Breinosa	Adventdalen øst	Diabasodden (referanse)
Turbintype	Enercon E82 3.0	Enercon E82 3.0	Enercon E82 3.0	Enercon E82 3.0	Enercon E82 3.0	Vestas V150-4.2	Vestas V150-4.2
Antall turbiner	10	10	10	10	10	7	7
Navhøyde [m.o.b]	58,9	58,9	58,9	58,9	58,9	105	105
Installert effekt per turbin [MW]	3	3	3	3	3	4,2	4,2
Total installert effekt [MW]	30	30	30	30	30	29,4	29,4
Gjennomsnittlig vindhastighet i turbinpunktene [m/s]	6,3	6,39	6,05	5,95	6,31	6,48	7,42
Brutto årlig energiproduksjon (AEP) [GWh/år]	60,0	62,2	56,9	54,3	58,3	95,6	113,4
Produksjonstap:							
Vaketap	5,7 %	4,5 %	7,2 %	9,6 %	8,7 %	5,6 %	6,1 %
Generelle tap	6,2 %	6,2 %	6,3 %	6,4 %	6,1 %	6,1 %	5,9 %
Ising og slitasje**	2,2 %	2,7 %	3,3 %	2,9 %	9,0 %	0,9 %	0,5 %
Turbinytelse	3,0 %	3,0 %	3,0 %	3,0 %	3,0 %	3,0 %	3,0 %
Totale tap	16,1 %	15,4 %	18,5 %	20,3 %	24,3 %	14,8 %	14,7 %
Netto årlig produksjon (P50) [GWh/år]	50	53	46	43	44	81	97
Spesifikk energiproduksjon [GWh/MW]	1,7	1,8	1,5	1,4	1,5	2,8	3,3

* Produksjon for Platåberget vest er ikke beregnet, men antas å være sammenlignbart med Platåberget øst.

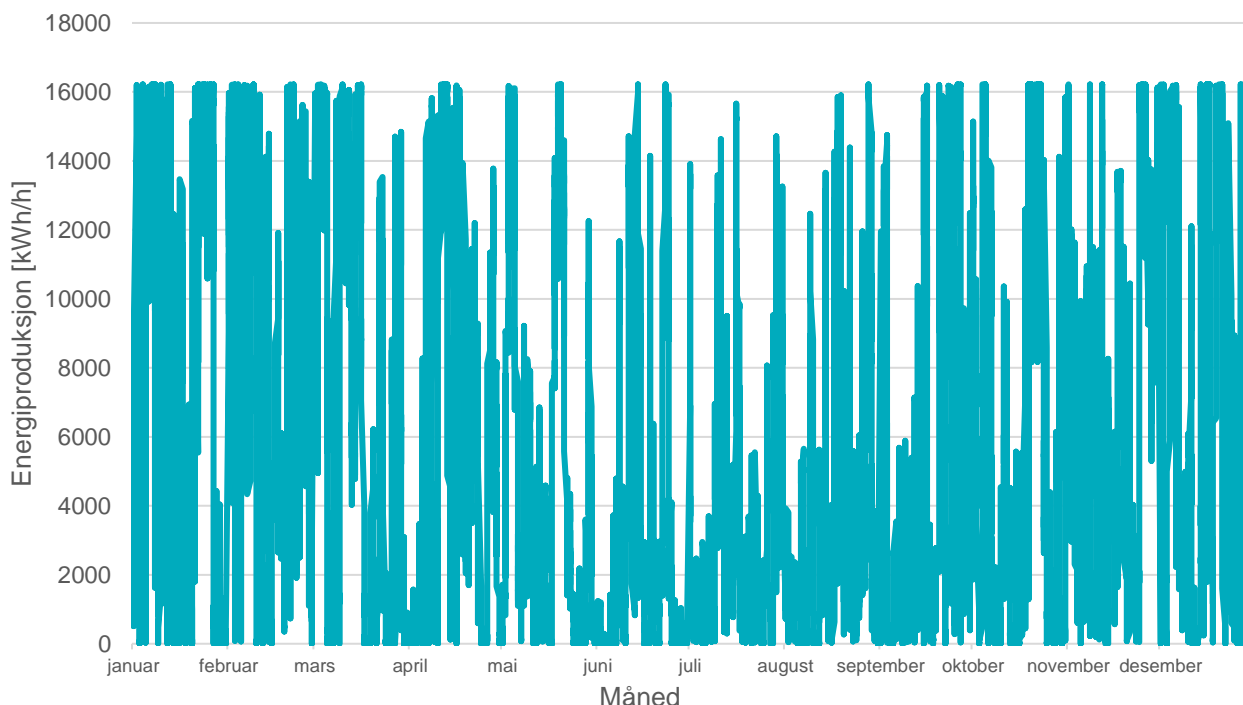
** Antiisingsystem er forutsatt ved beregning av isingstap

2.4.1 Fordeling av vindkraftproduksjon over året

Vind er en energikilde som varierer mye over tid. I løpet av et døgn kan produksjonen variere flere ganger mellom null og maksimal produksjon. Som et eksempel er vindkraftproduksjonen for en vindpark på 16,8 MW vist i Figur 2-6, for Adventdalen øst for et typisk meteorologisk år². Om vinteren er produksjonen generelt høyere enn om sommeren. Det typiske meteorologiske året anslår at produksjonen i juni-august er om lag 35-45 % av produksjonen i desember-februar, noe som stemmer godt med sesongvariasjonen i middelvind.

For en vindpark på 16,8 MW i Adventdalen øst er medianproduksjonen på ca. 3,2 MWh per time i løpet av et år og på ca. 1,5 MWh per time på Bayfjellnosa. Medianeffekt (beregnet pr time) i Adventdalen øst blir dermed ca. 3,2 MW og på Bayfjellnosa 1,5 MW.

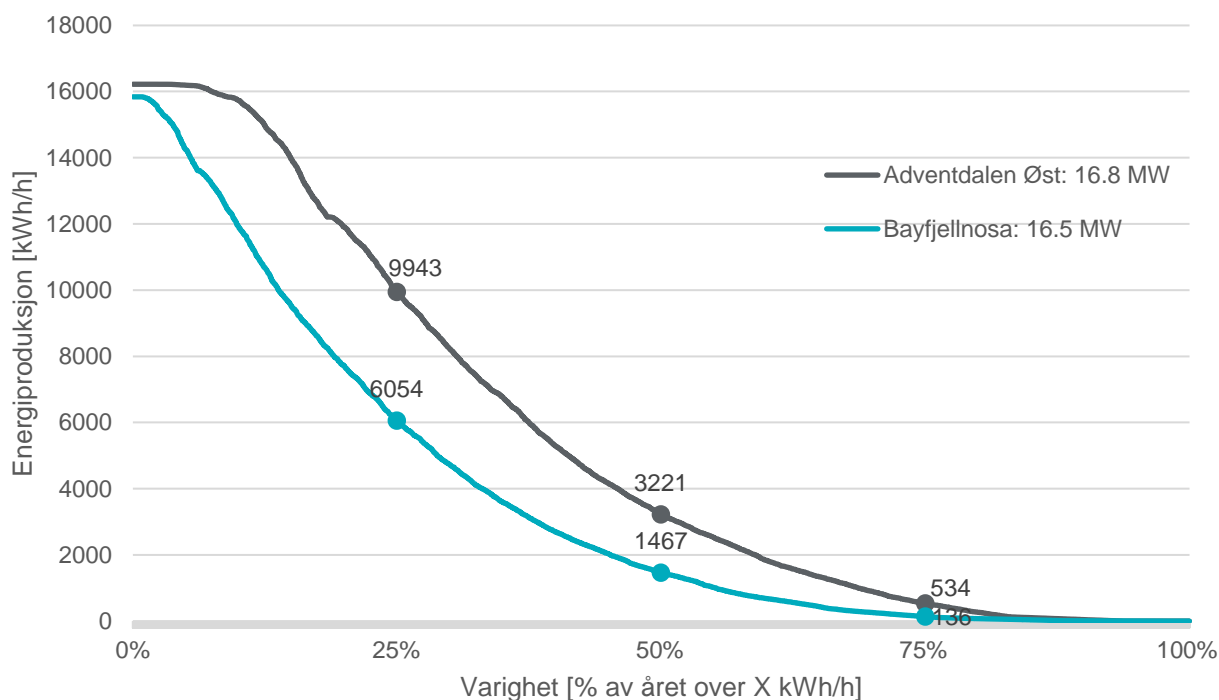
Medianverdien er den "typiske" verdien, som blir over- og underskredet i 50% av tidsseriens timer.



Figur 2-6 Produksjon for et typisk meteorologisk år i Adventdalen øst. Beregningen er laget for en vindpark med 16,8 MW (7 turbiner x 4,2 MW).

Det er laget to produksjonsserier for 17 år som kan brukes i simuleringer som vil kunne besvare spørsmålet om hvor mange MW vind- og solkraft som må installeres og hva som eventuell må til med andre kraftkilder for å dekke kraft- og varmebehovet til enhver tid i Longyearbyen. Denne simuleringen er det Svalbard energi som tar seg av. Figur 2-7 viser varighetskurven for produksjonen i en vindpark med 16,8 MW (4x4,2MW) i Adventdalen og med 16,45 MW (7x2,35 MW) på Bayfjellnosa. Vindkraftproduksjonen er avhengig av vindforholdene på det enkelte stedet der turbinen står. Vindforholdene blir også påvirket av avstand og plassering av andre vindturbiner som kan redusere produksjonen gjennom vaketap.

² Det typiske meteorologiske året er beregnet slik: Data for alle januarmåneder i tidsserien over 17 år sammenlignes. Den januarmåneden i serien med produksjon nærmest middelverdien beregnet med grunnlag i alle 17 januarmåneder i tidsserien velges. Det samme gjøres for alle andre måneder i året. Til slutt settes alle de «typiske» måneder i serien sammen til et typisk år.



Figur 2-7 Varighetskurve for vindparker i Adventdalen og på Bayfjellnosa med henholdsvis 16,8 MW og 16,5 MW installert effekt. Kurven viser at medianproduksjon per time i Adventdalen øst er mer enn dobbelt så høy som på Bayfjellnosa. Se også Figur 3-3, som viser varighetskurver for en vindpark med ca. 30 MW effekt, sammen med en varighetskurve for solkraft.

2.5 Ekstremvind

Ekstremvindverdier kan ha betydning for valg av utstyr. Selv om middelvinden ved en lokalitet er lav, kan ekstremvindsituasjoner utløse et behov for å velge utstyr for høyere ekstremvindhastigheter.

Det er utført en analyse av ekstremvind, nærmere bestemt for 10-minutters gjennomsnittsvind og 3-sekunders gjennomsnittsvind (vindkast), for Adventdalen, Platåberget øst, Breinosa og Diabasodden. Denne analysen ble utført for høyde 10 m og 123 m over terrenget, og estimert 50-års returverdier for 10-minutters gjennomsnittsvind ligger i intervallet 34.6 - 44.3 m/s på 10 m høyde, og 41.4 – 45.6 m på 123 m høyde. 50-års returverdier av vindkast på 10 m høyde estimeres til 45.4 - 58.4 m/s, og 52.6 – 57.5 m/s på 123 m høyde. Breinosa og Platåberget øst ser ut til å ha de kraftigste vindkastene. Dette kan bety at turbinklasse IEC II er nødvendig. Ved lavere rotorhøyder kan vindkastene bli noe lavere, men det ser i hovedsak ut til å være mest relevant for Adventdalen. Ekstremanalysen er inkludert i sin helhet i Vedlegg D.

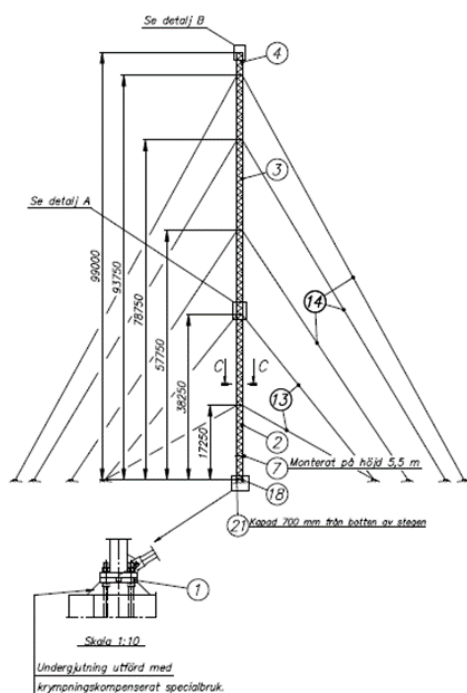
Ekstremanalysen ble hovedsakelig utført tidlig i prosjektet og har ikke vurdert andre lokaliteter som Bayfjellnosa og Bolternosa, og heller ikke lavere navhøyder (59 m eller 105 m). Basert på modellresultatene i 10 m og 123 m høyde for Platåberget og Breinosa er det stor sannsynlighet for at turbinene må være av klasse IEC II. Vindmålinger på stedet vil snevre inn usikkerhetene og avdekke om klasse IEC III kan være

aktuelt. Det kan bemerkes at returverdiene for 10-minutters gjennomsnittsvind øker med høyden over bakken. Dette ser vi også for vindkast, med unntak av Breinosa som gir noe høyere vindkast nærme bakken. Som nevnt vil vindmålinger i relevant høyde snevre inn usikkerhetene i beregningene.

2.6 Vindmålinger

Før vindturbiner eventuelt kan forespørres, finansieres og forsikres, vil det være nødvendig å utføre vindmålinger i minst ett år. Vindturbinleverandører benytter resultatene fra vindmålinger for å vurdere hvilken turbintype de anser som egnet for de aktuelle vindforholdene, og om de har en turbintype som tåler forholdene i det hele tatt. I tillegg vil turbinleverandører kunne kreve ismålinger på steder der det er forventet mye is. Banker og forsikringer krever også vindmålinger for minst ett, helst to eller flere år for å vurdere om de skal påta seg finansiering eller forsikring av en vindpark.

Skissen nedenfor viser en skisse av en standard målemast som brukes for vindmålinger. Master av denne typen holdes oppe av barduner. Det er denne typen mast som vil brukes på de fleste plasseringer. Dersom man skulle ønske å måle vind i 100 m høyde på Breinosa må det brukes en selvbærende mast som er dimensjonert for høye islaste. Dette skyldes at en bardunert mast vil kunne gå til havari grunnet ising. Alternativt kan man gjøre klimalastberegninger for en lavere, bardunert mast (50-60 m), for å se om en slik kan brukes. En mast bør utstyres for å måle isingsforhold i tillegg til vind. Med ismålinger vil man kunne verifisere modellberegninger eller gjøre vurdering av om isforholdene er mindre enn beregningene viser.



Figur 2-8 Skisse av en bardunert målemast, ca. 100 meter høy, som kan brukes på fjellene fra Platåberget til Bolternosa på lavere høyder av fjellplatåene og i Adventdalen. Kilde for tegningen: Scanmast.

3 Solressurs og solkraftalternativer

Utgangspunktet for vurderingene knyttet til solkraft er å identifisere mulige utbyggingsalternativer med tanke på energiproduksjon isolert sett.

3.1 Solenergiproduksjon og solressurs

Solinnstråling og lokal miljøpåvirkning dikterer mulig energiproduksjon på stedet der solcellemoduler plasseres. Men forventet solenergiproduksjon for en gitt plassering avhenger ikke bare av tilgjengelig solinnstråling for det spesifikke stedet, men også andre meteorologiske parametere som snødekke, vind og temperatur så vel som området geografi og nærliggende omgivelser. Hvorvidt solceller bør bygges på tak i Longyearbyen, om det bør etableres bakkemontert solkraftverk, eller en kombinasjon av de to er derfor et essensielt spørsmål å ta stilling til. Fordi de ulike løsningene har ulike arealbehov, ytelse, teknisk løsning, kostnadsestimer m.m. er vurderingen av mulige lokasjoner og løsninger for sol derfor inndelt i to underkapitler der ulike utbyggingsalternativ er videre undersøkt.

Realistisk inputdata for innstrålings- og klima sammen med informasjon om lokasjonen, lokalt klima og nærliggende omgivelser er essensielt for enhver vurdering av et solkraftverk ettersom solinnstråling og lokal klimapåvirkning sammen med konfigurasjon, teknologivalg og lokal geografi dikterer kraftverkets mulige energiproduksjon. Påvirkningen av ulike parametere som orientering og skyggekast så vel som tilgjengelig solressurs beskrives derfor innledningsvis, fulgt av vurderinger knyttet til bakkemontert solkraft og solcelleanlegg på bygningsmassen i Longyearbyen.

3.1.1 Orientering og skyggekast

Med solcellemodulenes orientering menes hvilken vei overflaten peker mot. Desto mer direkte overflaten peker mot sola desto mer energi vil modulene kunne produsere fordi mengden direkte solinnstråling øker. Peger overflatene mot sør vil overflaten på panelene produsere mest midt på dagen når solen står i sør. Jo mer direkte solinnstråling som treffer modulene, jo mer strøm kan modulene produsere. Solinnstrålingen varierer både med breddegrad og lengdegrad, varierer med årstid og påvirkes av lokale forskjeller som skyggekast fra horisont så vel som av lokale værphenomen som skyer og tåke. Generelt gir en solcellemodul vinkelrett på sola høyest mulig energiproduksjon. Å montere en solcellemodul på en sol-tracker som orienterer panelet vinkelrett på solinnstrålingen gjennom dagen sørger derfor for optimal energiproduksjon fra panelet. Trackersystemer er likevel ikke nødvendigvis beste løsning for alle prosjekter. Det er en rekke årsaker til dette. Eksempelvis er trackere dyrere sammenliknet med fast montasjevinkel og bevegelige deler er ikke like egnet for lokasjoner i kalde klima der isning på utstyr forekommer.

Det er ikke alltid intuitivt hvordan et solkraftverk best kan designes for å gi den mest mulig kostnadseffektive energiproduksjonen. For lokasjoner som Longyearbyen er det enda mindre intuitivt enn det er ellers. Selv om solens bane over himmelen endres gjennom året, vil solen i gjennomsnitt stå mest i sør. Fastmonterte moduler vendt rett sør gir derfor i utgangspunktet høyere energiproduksjon på den nordlige halvkule enn øst-vest orienterte moduler. Jo lenger nord, jo høyere helningsvinkel er best for et enkeltstående solcellepanel. Optimal orientering og helningsvinkel for enkeltstående moduler er derimot ikke alltid mulig eller praktisk gjennomførbart for et solkraftverk montert på bakken eller på bygninger, og den samme orienteringen er heller ikke nødvendigvis optimal for et stort kraftverk eller et solcelleanlegg på et bygg. For solcelleanlegg montert på bygninger vil byggets utforming i stor grad diktere orientering for modulene, og for bakkemonterte solkraftverk vil lokale geografiske forskjeller mellom ulike lokasjoner så vel som teknologivalg kunne ha stor innvirkning på hvilken orientering som gir høyest energiproduksjon.

Fjern horisont (topografi) og nær horisont (interne skyggekast i kraftverk og bebyggelse i umiddelbar nærhet) påvirker solinnstrålingen som treffer modulene. Nær horisont er avhengig av en rekke designparametere i

kraftverket, som radavstand og installasjonsvinkel på modulene og terrenget i området. Kraftverk med stor radavstand har lavere interne skyggetap, men krever mer areal for en gitt installasjonskapasitet. Områder med større intern høydeforskjell kan være vanskelig å utnytte på en effektiv måte, slik at utnyttelsesgraden synker. På den nordlige halvkule er det som nevnt i gjennomsnitt mest solinnstråling fra sør, som gjør at områder som har nordhellinger får lavere spesifikk ytelse, årlig energiproduksjon per enhet, enn flate områder og sørvendte hellinger. At sola står høyest i sør gjør også at fjell og lignende som skaper skygge lokalisert sør for kraftverket påvirker energiproduksjonen mer enn objekter i nord.

3.1.2 Solressurs

Tilgjengelig solinnstråling for en bestemt lokasjon dikterer mulig energiproduksjon med solkraft for lokasjonen. Et usikkert datagrunnlag for solinnstråling vil påvirke både mulighet for driftssikker dimensjonering så vel som produksjonsberegningene og lønnsomhetsvurderingene for solkraftverket. Dersom innstrålingsdataene er for konservative vil det etter driftsstart vise seg at forventninger til energiproduksjon ikke vil kunne tilfredsstilles.

For å sikre gode produksjonsestimater for solkraftverket vil det være viktig å ha så korrekte innstrålingsdata som mulig som grunnlag for beregningene. Ideelt sett benyttes målt innstråling og værparametere fra selve lokasjonen det skal bygges solkraftverk på. Målingene bør aller helst være av høy tidsoppløsning, solinnstrålingen bør være målt av et klasse A pyranometer, og spenne over en lang tidsperiode. (ISO, 2018) Det er dessverre sjeldent at slike målinger er tilgjengelige for lokasjonen man er interessert i å bygge ut solkraft, og det er også tilfelle for flere av lokasjonene i områdene rundt Longyearbyen. Det er i solkraftprosjekter derfor vanlig å skaffe datasett for solinnstråling og klima på andre måter som for eksempel ved å benytte kommersielt tilgjengelige datasett fra ulike databaser.

Databasene baserer seg enten på interpolering av innstrålingsmålinger fra bakke, målinger fra værstasjoner, satellittbilder og atmosfæriske data eller en kombinasjon. Databasene som er avhengige av interpolering av bakkemålte data, kan bli svært upålitelig i regioner med lav tetthet av meteorologiske stasjoner. For databasene som benytter satellittbilder er det ofte problematikk knyttet til liten eller ingen dekning i datasett basert på geostasjonære satellitter. Siden lokasjonen ligger langt nord, og datasettene er basert på geostasjonære satellitter er det vanskelig å få tatt gode nok bilder. Bilder fra polare satellitter kan også benyttes, men det er også utfordringer knyttet til selv polare satellitter som for eksempel at snødekte områder i satellittbildene kan tolkes som skydekke og dermed gi feil estimert solinnstråling. Det er derfor ingen slike kommersielt tilgjengelige datasett som tilbys for Svalbard enda.

For Svalbard er det derfor et sparsomt datagrunnlag å basere seg på for å kartlegge solressursgrunnlaget ved flere av lokasjonene. For Platåberget og Adventdalen er det eksempelvis gjennomført solinnstrålingsmålinger siden henholdsvis 2018 og 2013 med klasse C pyranometere, men for andre områder er det ingen nærliggende målestasjoner. Solressurs og klimadata til simuleringene er derfor generert ved å kombinere de ulike tilgjengelige kildene som finnes for Svalbard. Data fra kjøring av vår egen numeriske værmodell dekker hele området med høy tidsoppløsning og spenner over flere år, noe som er nødvendig for å danne et korrekt bilde av de årlige variasjonene i solinnstråling over tid. Modelldata alene er ikke tilstrekkelig for å danne et realistisk bilde av solinnstrålingen ved en gitt lokasjon. Disse dataene er derfor korrigeret med solinnstrålingsmålinger fra Svalbard og data fra polarsatellitt. Denne metodikken gjør det mulig å estimere variasjonene i solinnstråling mellom ulike lokasjoner i og rundt Longyearbyen. Metodikken som er benyttet for å estimere solressursen er videre beskrevet i Vedlegg F.

3.2 Bakkemontert solkraft

Utgangspunktet for vurderingene i dette kapittelet er å evaluere mulighetene for å etablere et bakkemontert solkraftverk på tilgjengelig areal ved de vurderte kraftutbyggingslokasjonene.

3.2.1 Valg av solparkplassering

Bakkemonterte solkraftverk er installasjoner som utnytter areal på bakken til å omgjøre solenergi til elektrisitet fremfor areal tilgjengelig på bygninger og annen infrastruktur. Solkraftverk består av flere viktige komponenter, inkludert fotovoltaiske moduler (PV-moduler), som konverterer sollys til elektrisk energi. Disse modulene er vanligvis laget av silisiumkrystaller som danner solceller, som videre kobles sammen for å danne solcellemoduler. Modulene kan typisk ha en størrelse på ca. 2,5 m². Solcellepanelene er montert på rammeverk eller stativer. Stativene er montert i en konfigurasjon for å optimalisere eksponeringen for sollys, og rammeverket vil typisk festes ved å påles ned i bakken. Rammeverket kan også innfestes på andre måter dersom grunnforholdene forhindrer denne typen montasje. En annen viktig komponent i et solkraftverk er vekselrettere. Disse enhetene konverterer den likestrøm (DC) som genereres av PV-modulene, til vekselstrøm (AC) som kan brukes i strømmettet eller av elektriske apparater. Invertere spiller en nøkkelrolle i å sikre at den produserte elektrisiteten er av riktig form og kvalitet. I tillegg til PV-moduler og invertere, inkluderer et solkraftverk også annet utstyr som kabler, brytere og transformatorer. Kabler brukes til å koble sammen komponentene og overføre elektrisiteten fra PV-modulene til invertere og videre ut på strømmettet.

Et solkraftverk kan være av forskjellige størrelser, fra mindre anlegg som er egnet for enkeltbygninger eller husholdninger, til store anlegg som dekker store områder med solcellepaneler. Mengden energi som produseres fra et solkraftverk avhenger ikke bare av størrelsen, tilgjengelig solressurs og værforhold, men også av en rekke andre forhold som montasjekonfigurasjon og lokale skyggeforhold som nevnt ovenfor. I solkraftsammenheng er det vanlig å benytte betegnelsen watt peak (Wp) om installert merkeeffekt for et solkraftverk. Wp er et mål for effekt angitt fra et solcellepanel belyst under standard testforhold i laboratorium. Denne notasjonen er benyttet videre i rapporten der solkraft er omtalt.

Større radavstand gir mindre interne skyggetap. Når det gjelder montasjevinkel, kan solcellepanelenes vinkel tilpasses for å optimalisere solinnstrålingen ved lokasjonen. Vertikal montering innebærer at solcellepanelene er plassert i en vinkel som er nær 90 grader i forhold til bakken. Dette kan være gunstig i områder med ønske om å benytte landet til for eksempel jordbruk i tillegg til kraftproduksjon. Det kan også være hensiktsmessig for lokasjoner langt nord der solen står lavt store deler av året. Lav solhøyde og midnattssol medfører at solinnstrålingen kan treffe panelene fra alle himmelretninger fremfor primært sør som man typisk ser for lokasjoner i Sør-Norge. Skrå montering, derimot, innebærer at panelene er plassert med en viss helning i forhold til bakken. Dette kan øke eksponeringen for sollys og dermed øke effektiviteten til solkraftsystemet. Asimut-vinkelen refererer til himmelretningen solcellepanelene er vendt mot. Ved å justere asimut-vinkelen, kan man optimalisere solinnstrålingen og dermed øke energiproduksjonen. Dette kan være spesielt viktig i områder med høye fjell som skaper skyggeforhold i en bestemt himmelretning.

Endringer i montasjevinkel og orientering vil påvirke når på året og døgnet optimal energiproduksjon inntreffer. Spesielt for Svalbard er det viktig å undersøke effektene av ulike montasjekonfigurasjoner ettersom forhold som høye fjell, midnattssol og snø har stor innvirkning på hva som vil være optimalt design. Teknologivalg spiller også inn på design for kraftverket. Eksempelvis er det viktig å ta stilling til om det skal benyttes tosidige PV-moduler, som kan generere elektrisitet fra lys som treffer både forsiden og baksiden av modulen. Dette kan bli spesielt viktig for lokasjoner der det er mye snø som reflekterer lyset fra bakken opp på baksiden av modulene.

Oppsummert kan et solkraftverk på en gitt lokasjon ha svært ulik energiproduksjon dersom det monteres med ulike konfigurasjoner, ulikt valg av solcellemoduler, monteringsvinkel (vertikal eller skrå), bruk av tosidige eller ensidige paneler og justering av asimut-vinkelen. Ved å ta hensyn til disse faktorene kan man

optimalisere effektiviteten og produksjonen av solenergi i et gitt solcellekraftverk. Jo lenger nord en lokasjon er, jo mer vil det være behov for å spesialtilpasse konfigurasjonen ettersom solforholdene avviker mer fra de man typisk ser lenger sør, og fordi lokale forskjeller i snø og klima spiller en langt større rolle.

For hvert av kraftutbyggingsalternativene er det gjort en vurdering av best egnet konfigurasjon tilpasset lokasjonen gitt terreng, skyggeforhold fra horisont og lokale forhold for snø, solinnstråling, vind og temperatur. Øvelsen tar også utgangspunkt i at det skal være plass til 30MWp installert effekt for solkraftverket med en gitt konfigurasjon på tilgjengelig areal for de ulike lokasjonene. For flere av alternativene er det areal til langt mer, men det påvirker fotavtrykket kraftverket etterlater. Den best egnede konfigurasjonen funnet for hver av kraftutbyggingslokasjonene er så videre benyttet for å simulere energiproduksjon på timesoppløsning for et eventuelt solkraftverk ved lokasjonen. Denne konfigurasjonen representerer så et modulært design som kan skaleres opp eller ned i installert effekt til optimal størrelse for kraftverket i forhold til annen årlig kraftproduksjon og det årlige elektrisitetsbehovet i Longyearbyen.

Innledningsvis ble det gjort en overordnet vurdering av konseptuelt ulike tekniske løsninger der det ble gjort batchsimuleringer med flere ulike teknologivalg, og konfigurasjoner. Lokale horisontprofiler for hver av lokasjonene er generert manuelt og benyttet i simuleringen.

Eksempelvis ble både tosidige og ensidige PV-moduler vurdert for montasje med ulik asimut- vinkel (orientering i forhold til himmelretning), ulike helningsvinkler, ulike radavstander, vertikal montering og for tracker-løsninger.

Innledende undersøkelser er gjort med ulike teknologivalg. Tosidige solceller er vurdert som mest hensiktsmessig, da de nyttiggjør seg av refleksjoner fra snødekke og lav solvinkel fra nord, nordvest og nordøst i langt større grad.

Tracker-løsninger, der solcellemodulene monteres på bevegelige innretninger som følger solens bane for å orientere overflaten direkte mot solen gjennom døgnet, kan gi høyere energiproduksjon per panel. Denne type konfigurasjon er ikke vurdert som hensiktsmessig for Svalbard da utstyr med mange bevegelige deler er sårbare i hardt klima med lave temperaturer som vil føre til isdannelse på utstyret.

Vertikalmonterte panel i øst-vest konfigurasjon ble undersøkt i batchsimuleringene, og resultatene viste betydelig lavere total årlig energiproduksjon sammenliknet med sørvendte konfigurasjoner. Merk at det kan være en mulighet å bygge i øst-vest konfigurasjon for å få en annen produksjonsprofil gjennom døgnet, og året.

Optimal konfigurasjon ble funnet å være panel med høy helningsvinkel, og stor radavstand vendt enten rett sør eller sør-vest som vist i Tabell 3-1. Konfigurasjonene som er funnet er en trade-off for å oppnå best mulig energiproduksjon, uten å skape for store utfordringer med oppbygning av snøfonner i og rundt kraftverket. Dette er blandt annet årsaken til at en noe lavere vinkel er valgt enn den mest optimale, Detaljer rundt problematikken med snøfonneformasjon er videre beskrevet i 3.2.2.

Tabell 3-1 Designparametere for utbyggingsalternativer for Solkraftverk

Utbyggingsalternativ	Radavstand	Helningsvinkel	Asimut	Spesifikk ytelse
Platåberget	13m	40 °	0 ° (rett sør)	855 Wh/W _p .
Breinosa	15m	40 °	0 ° (rett sør)	725 Wh/W _p .
Adventdalen	13m	40 °	10 ° (sørvest)	737 Wh/W _p .
Hotellneset	13m	40 °	10 ° (sørvest)	798 Wh/W _p .

Erfaringsmessig krever det et tilgjengelig areal på 40 hektar for at et kraftverk i Sør-Norge på 30 MWp installert effekt skal oppnå en spesifikk ytelse som er forenelig med utvikling av kommersielle kraftprosjekter. For områdene rundt Longyearbyen er det funnet at det er hensiktsmessig å benytte langt større

radavstander for å redusere skyggetap. Økningen i beste installasjonsvinkel er en nøkkelfaktor til at større radavstand blir å anbefale. Denne konfigurasjonen øker arealbehovet sammenliknet med solkraftverk lenger syd.

Vurdering av grunnforhold og fundamenteringsløsninger for solkraftverket er ikke nærmere vurdert i denne rapporten, foruten at fundamenteringskostnader er overordnet tatt med i kostnadsestimatet. Håndtering av eventuell fare for erosjon av grunnen og opptining av permafrost må detaljeres for hvert enkelt område i senere prosjektfaser.

Samlokalisering av sol- og vindkraftverk vurderes prinsipielt som hensiktsmessig, på grunn av kostnadsbesparelser forbundet med felles nettilknytning for kraftverkene og forenklet logistikk knyttet til en felles løsning for transport av utstyr og infrastruktur for tilkomst. Plassering av eventuelle vindturbiner og sikkerhetsavstander til disse med tanke på iskast, terreng, veier m.m. vil påvirke utnyttelsesgraden av et område. Nødvendig sikkerhetsavstand må detaljeres for hvert enkelt område.

Dersom miljøhensyn skulle tilsi at utbygging av vind- og solkraftverk i samme område øker konfliktnivået uforholdsmessig mye, vil et bakkemontert solkraftverk kunne plasseres separat fra et eventuelt vindkraftverk.

3.2.2 Solkraftproduksjon

Solkraftproduksjon har vært beregnet for de fire kraftutbyggingsalternativene Platåberget, Breinosa, Adventdalen og Hotellneset.

Produksjonssimuleringene er utført med de overordnede konfigurasjonene funnet å være best i den initiale vurderingen. Disse er videre plassert ut på importert terreng for de ulike lokasjonene slik at interne skyggetap hensyntas. Lokale horisontprofiler for hver av lokasjonene er generert manuelt og benyttet i simuleringene.

Simuleringene er utført for å representere et øvre potensiale for de fire lokasjonene med den gitte konfigurasjonen. Etersom designet det er kommet frem til er modulært, vil produksjonsseriene som genereres for dette makspotensialet kunne skaleres fritt ned og opp til øvre arealbegrensning er nådd, og tilpasses annen kraftproduksjon og energibehovet i Longyearbyen. Solparkens areal vil dermed variere etter ønsket installert effekt. Det er laget en skalerbar produksjonsserie for hver av de fire lokasjonene for et typisk meteorologisk år (TMY) som kan brukes i simuleringer som vil kunne besvare spørsmålet, hvor mange MW vind- og solkraft som må installeres og hva som eventuell må til med andre kraftkilder for å dekke kraft- og varmebehovet til enhver tid i Longyearbyen. Denne simuleringen er det Svalbard energi som tar seg av. Produksjonsseriene er levert i excel-basert verktøy for skalering av installert effekt som kan sammenstilles med estimert vindkraftproduksjon for et typisk år, der vindkraftproduksjon for Adventdalen er lagt inn som et eksempel. I tabellen nedenfor presenteres et scenario for alle fire lokasjoner med 30MWp installert effekt. Variasjonene i konfigurasjon, klima, solinnstråling og lokale skyggeforhold forårsaker forskjellene mellom de ulike lokasjonene.

Tabell 3-2 Resultater fra produksjonsberegninger for solkraftutbyggingsalternativene

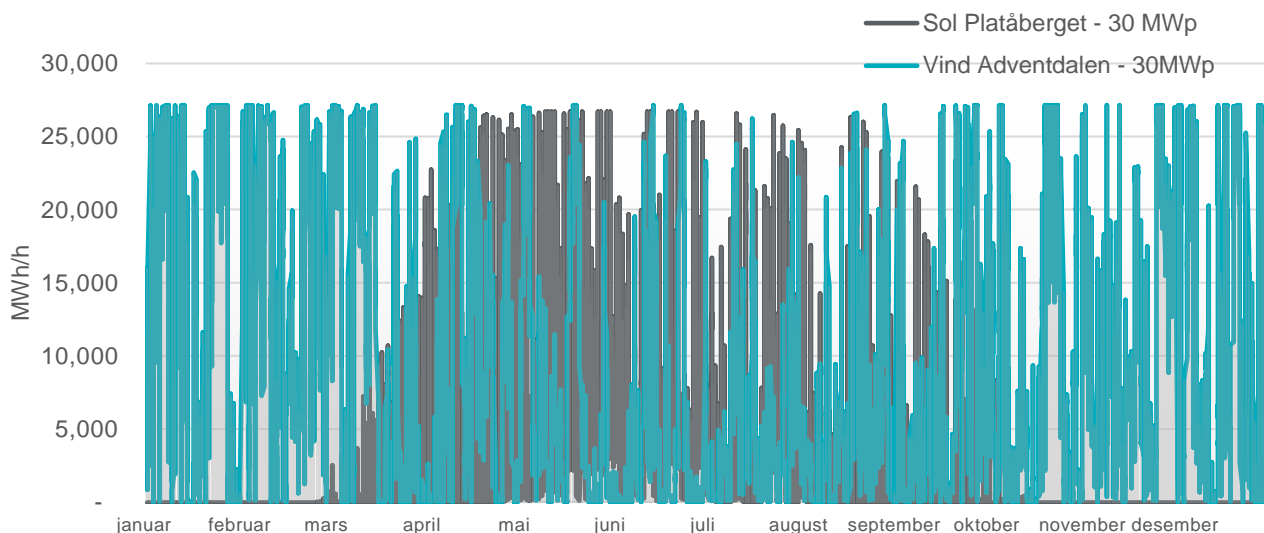
Resultater	Platåberget	Breinosa	Adventdalen	Hotellneset
Total installert effekt [MWp] *	30	30	30	30
Global horisontal solinnstråling GHI [kWh/m ²]	713,9	643,4	629,4	706,6
Spesifikk ytelse [kWh/kWp]	877	726	694	808
Radavstand [m], Asimut/tilt [°]**	13, 0/40	15, 0/40	13, 10/40	13, 10/40
GCR [%]	34,9	30,2	34,9	34,9
Performance ratio (PR) [%]	92,5	86,3	87,2	84,8
Soilingtap [%]	6,1	11,3	10,8	8,5
Skyggetap [%] (horisont og interne tap)	7,5	14,3	12	16,9
Systemtap [%]	4,9	6,5	5,6	5,8
Årlig energiproduksjon [P50] [GWh/år]	26,3	21,8	20,8	24,2
Årlig energiproduksjon per areal [GWh/km ² /år]	59,7	42,4	41,5	55,0

* Installert effekt illustrert for eksempelet 30 MWp installert effekt. Anleggsstørrelse bør tilpasses energibehov og annen kraftproduksjon i skaleringsverktøy separat.

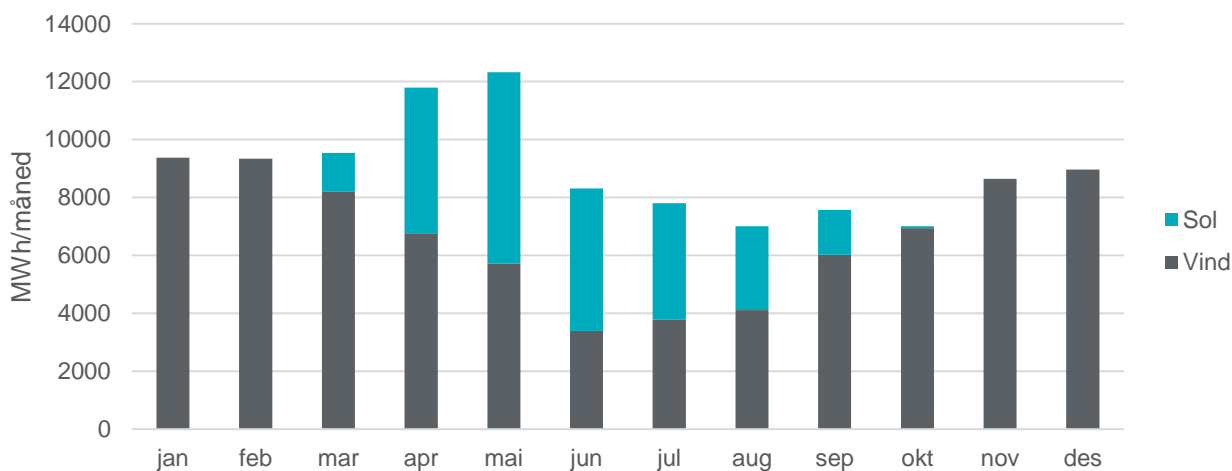
**Asimutvinkelen er i denne sammenheng oppgitt der 0° er rett mot sør. Tiltvinkel er definert som 0° når panelene ligger på bakken og 90° når overflaten til panelene peker mot horisonten.

Resultatene i Tabell 3-2 indikerer at Platåberget, Adventdalen, Breinosa og Hotellneset vil gi årlig energiproduksjon på mellom 20,8 og 26,3 GWh per år. Det er de lokale forskjellene mellom lokasjonene som utgjør forskjellen i energiproduksjon for hvert alternativ. Resultatene viser at det med samme installerte effekt vil det være høyest produksjon for et solkraftverk på Platåberget.

Et eksempel på sammenstilling av produksjonsserier for vind- og solkraft er vist i Figur 3-1. Merk at energiproduksjon fra sol og vind i hovedtrekk er motsatt korrelert, noe som jevner ut variasjonene i produsert energi og minsker perioder med lav eller ingen energiproduksjon. Merk at det likevel vil være kortere perioder der det ikke er tilstrekkelig produksjon fra hverken sol eller vind som bør dekkes opp eksempelvis ved å benytte batterilagring eller andre former for mer langsiktig energilagring. Total månedlig energiproduksjon for kombinert energiproduksjon fra Solkraft på Platåberget og vindkraft i Adventdalen er vist i Figur 3-2.

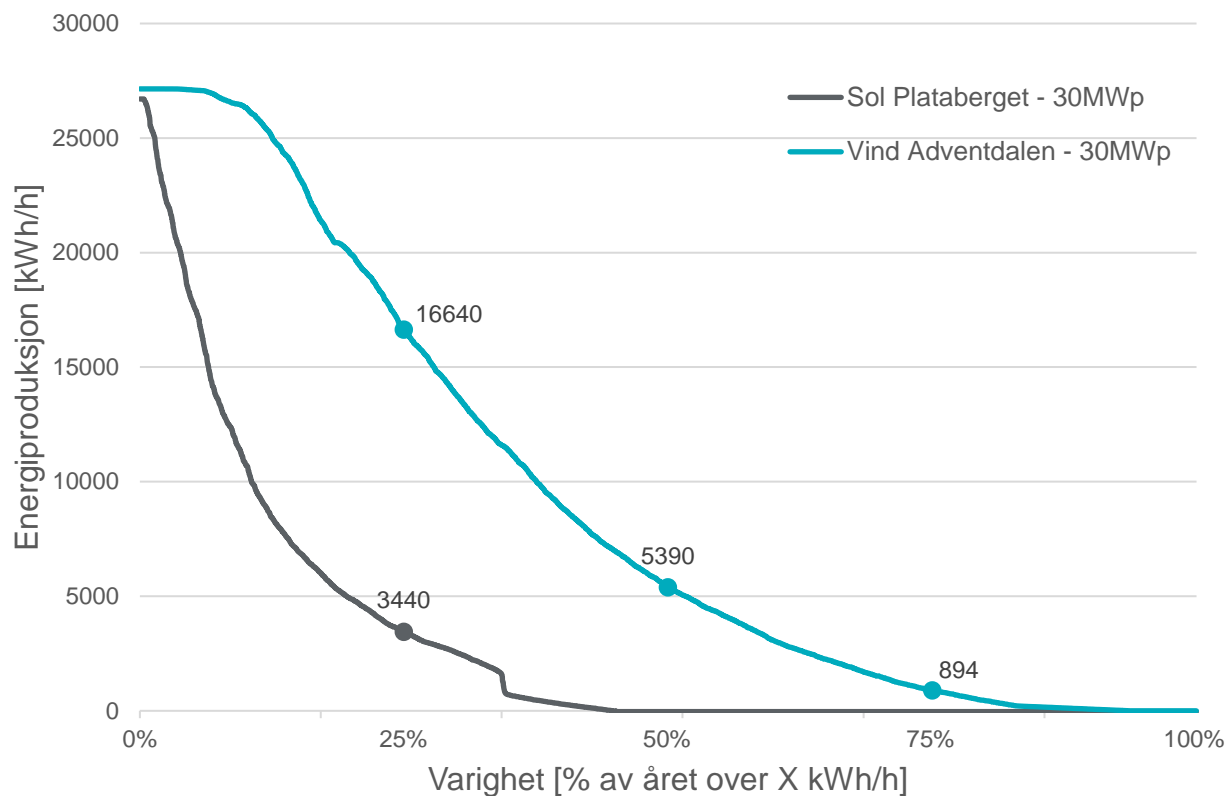


Figur 3-1 Produksjonsserier for vind- og solkraft for et typisk meteorologisk år (TMY)



Figur 3-2 Månedlig energiproduksjon fra vindkraft i Adventdalen (30MWp) og solkraft på Platåberget (30MWp) for et typisk meteorologisk år (TMY)

Varighetskurven for produksjonen fra kraftutbyggingsalternativet Platåberget for sol er vist sammen med varighetskurven for en vindpark i Adventdalen med 30MWp installert effekt i Figur 3-3.



Figur 3-3 Varighetskurve for sol- og vindkraftproduksjon for eksempelet Solkraft på Platåberget (30MWp) og Vindkraft i Adventdalen Øst (30MWp) for et typisk meteorologisk år (TMY).

Mulighetene for å etablere solkraft rundt Longyearbyen er generelt sett gode. På tross av høy breddegrad er det mulighet for å produsere solenergi da forhold som kaldere temperaturer og økt refleksjon fra snø øker energiproduksjonen.

Merk at det er stor usikkerhet knyttet til ising på fastmontert utstyr på toppen av fjellene rundt Longyearbyen. Is som legger seg på PV-moduler vil forhindre energiproduksjon frem til snøen sublimerer/smelter eller fjernes. Isingsberegninger for området har vist stor fare for ising på fastmontert utstyr, spesielt på Breinosa, men ising på Platåberget er heller ikke vist å være ubetydelig. Isingsberegningene viser at det er lange perioder hvor isen blir liggende grunnet lave temperaturer som medfører lite smelting, men periodene der isen bygger seg opp er begrensede. Dette indikerer at det kan være aktuelt for disse lokasjonene å vurdere muligheter for å fjerne is fra modulene.

Det er også knyttet en del usikkerhet til modellert refleksjon fra snø og snødekke på panelene. Snøen som smelter vil føre til at snødekkene lavere nede vil dekket av eventuell forurensning i form av sand, støv og kullstøv som befant seg i de øvre snølagene. Rundt Longyearbyen kan farging fra kullstøv forekomme i det smeltende snødekket og påvirke refleksjonen fra snø som er lagt til grunn i simuleringene.

Klimaet på Svalbard er også ganske annerledes sammenliknet med eksisterende solkraftprosjekter, med mye vind, lave temperaturer og lav luftfuktighet. Høye vindhastigheter ved lokasjonene kan påvirke solkraftverket ved at snø som har lagt seg på panelene blåses bort før det rekker å skli av. Dette vil medføre en høyere energiproduksjon enn modellert. Det er dessverre også problematikk knyttet til vind som bærer

med seg snøfokk. (Iver Frimannslund, 2021) (Frimannslund, Thiis, Ferreira, & Thorud, 2022) Dette kan forårsake problematikk for solkraftverk ved at det dannes snøfonner bak radene i solkraftverket. Det bør etableres snøgjerder rundt solkraftverket for å forhindre slik snøakkumulasjon inne i selve solkraftverket.

Nyere forskning har også vist at det er mulig å minimere snøfonneformasjon i og rundt solkraftverket ved å justere designparametere. (Frimannslund, et al., 2022) Installasjonshøyde og større installasjoner er utpekt som faktorer som har en positiv virkning på snøfonneformasjon, uten å påvirke energiproduksjonen negativt. Det er også flere designparametere som reduserer snøfonneformasjon, men som har en negativ effekt på energiproduksjonen. Dette er eksempelvis tilt på solcellepanelene. En lavere tilt vil ha en positiv effekt på snøfonneformasjonen, men vil redusere energiproduksjonen. Det er også mulig å redusere problematikken ved å minke radavstanden. I kraftverket. Dette har derimot en negativ effekt på energiproduksjon per areal. Det er også vist at økende størrelse på kraftverket er med på å redusere utfordringene og at det er mulig å redusere problematikken ved å justere asimutvinkelen basert på midlere vindretning på lokasjonen. Disse to justeringene kan derimot ha en stor negativ innvirkning på energiproduksjonen fra kraftverket.

Undersøkelser av hvordan et eventuelt solkraftverk kan samle snø og is kan også testes ut fysisk med modeller på aktuell plassering. I tillegg bør det gjennomføres stedsspesifikke målinger av solressurs, snøforhold og av horisontprofil for å kunne beregne energiproduksjonen best mulig. Det bør vurderes å etableres snøgjerder rundt solkraftverket for å forhindre slik snøakkumulasjon inne i selve solkraftverket.

3.2.3 Kostnadsestimat bakkemontert solkraft

Tabell 3-3 viser estimerte kostnadsnivå for tre ulike størrelser for solkraftverk i og rundt Longyearbyen. Kostnadsestimatet inkluderer alle komponenter og arbeid innenfor tiltaksområdet kraftverket etableres i. Kostnader knyttet til nettilknytning, tilkomstvei og annet nødvendig høyspenningsutstyr i Longyearbyen er ikke medtatt. Kostnader knyttet til dette er belyst i Tabell 3-3. Ved eventuell samlokalisering av sol- og vindkraftverk vil de estimerte kostnadene for nettilknytning og vei være tilstrekkelige for begge kraftverk.

Tabell 3-3 Kostnadsbudsjett for ulike utbyggingskonfigurasjoner solkraftverk

Kostnadsposter	Konfigurasjon 100 MW _p [mill. kr]	Konfigurasjon 30 MW _p [mill. kr]	Konfigurasjon 10 MW _p [mill. kr]	Svalbard- tillegg [%]
Elektriske komponenter (PV moduler, vekselrettere, m.m)	387	145	54	25 %
Mekaniske komponenter (grunnarbeider, fundamentering, interne veier, grøfter m.m.)	148	50	18	46 %
Byggekostnader (transport, installasjon m.m.)	152	57	21	58 %
Administrasjon, prosjekt- og byggeledelse	24	9	3	50 %
Uforutsette kostnader	36	13	5	36 %
Usikkerhet (20 %)	110	40	1,5	0 %
Estimat pr solkraftverk	856	314	116	30 %

Det estimerte kostnadsnivået er basert på Norconsults kjennskap til solkraftmarkedet, trender, leverandørinformasjon m.m. Vi har tatt utgangspunkt i forventede kostnader for prosjekter i Fastlands-Norge og justert for forventet merkostnad ved å etablere et tilsvarende kraftverk på Svalbard.

Kostnadsbudsjettet er estimert for de fire ulike områdene som er utredet for solkraftverk. Behov for grunnarbeid og merkostnad for fundamentering er preget av stor usikkerhet, og derfor budsjettet relativt høyt. Det kan ikke i denne fasen av oppdraget utelukkes at ett eller flere av områdene har vesentlige mer kompliserte grunnforhold enn det de fleste solkraftverkene i verden er bygget på. Det anbefales at det gjennomføres grunnundersøkelser av aktuelle utbyggingsområder. Grunnforhold er ikke en del av rammene for dette oppdraget, og det har derfor ikke vært hensiktsmessig å differensiere kostnadsestimatene for de ulike lokasjonene.

Kostnadsestimatet er presentert for tre ulike størrelser. Generelt vil et større kraftverk ha en lavere spesifikk kostnad enn et mindre kraftverk, grunnet en del faste kostnader. Videre vil innkjøp av større kvantum typisk gi en lavere enhetskostnad for utstyr. Dette gjelder også andre utvikling- og utredningskostnader enn de som er medtatt i budsjettet, blant annet nettilknytning og adkomstvei.

Ved et eventuelt solkraftverk på Hotellneset er det forventet små ekstrakostnader knyttet til vei og nett da tiltaksområdet er lokalisert nært eksisterende infrastruktur.

Årlige drifts – og vedlikeholdskostnader er beregnet til rundt 2 % årlig gjennom levetiden til kraftverket. Kostnadene kan forventes å øke utover levetiden til kraftverket da komponenter som vekselrettere må byttes ut i løpet av levetiden til kraftverket.

3.2.4 Videre arbeid

Dersom et eller flere av solkraftverkalternativene skal utredes videre anbefales det å gjennomføre flere og mer detaljerte analyser. Noen av de generelle solkrafttekniske punktene nevnes her, men listen må ikke ses på som uttømmende. De enkelte områdene kan ha særegne utfordringer.

Det bør gjennomføres grunnundersøkelser av aktuelle utbyggingsområder for å se nærmere på fundamenteringsløsninger for kraftverkene. Dette er et stort usikkerhetsmoment i kostnadsberegningene, både med tanke på egnede fundamenteringsløsninger, men også mengde grunnarbeider som må forventes.

Det bør utarbeides en steds spesifikk layout for den valgte kraftverkslokasjonen med skalert installasjonsomfang som også tar høyde for eventuell plassering av vindturbiner. Denne bør utarbeides med et høyest mulig detaljnivå med tanke på installert effekt og størrelse, slik at interne skyggetap og lignende får høyest mulig nøyaktighet. Videre bør det gjøres grundigere undersøkelser av konfigurasjonene som er foreslått med tanke på optimal energiproduksjon og værforhold. Det har ikke vært rom i oppdraget til å undersøke hver av de fire områdene spesifikt med tanke på vindretning, mengde fokksnø og sannsynlighet for isingsproblematikk – og endringer i foreslåtte installasjonsløsninger kan derfor forekomme. Utfordringer med iskast fra eventuelle vindturbiner må inngå i layoutarbeidet.

Undersøkelser av hvordan et eventuelt solkraftverk kan samle snø og is kan også testes ut fysisk med modeller på aktuell plassering. I tillegg bør det gjennomføres stedsspesifikke målinger av solressurs og av horisontprofil for å kunne beregne energiproduksjonen best mulig.

Videre bør det undersøkes hva som er en optimal dimensjonering av annen infrastruktur som overføringsnett og transformatorstasjon dersom det etableres både sol- og vindkraftverk, spesielt ved en samlokalisering. Det kan være økonomisk gunstig å strupe produksjon i perioder. Dette må sees i sammenheng med øvrige løsninger for energilagring og styring av kraftnettet i Longyearbyen.

3.3 Solenergi på tak og bygninger

3.3.1 Metodikk og fremgangsmåte

Muligheten for etablering av solcelleanlegg på eksisterende bygningsmasse i Longyearbyen medfører ingen ytterligere arealbeslag og er i nærhet av forbruk. Det er derfor gjort en vurdering av hvilke bygg og installasjonsflater som er egnet for installasjon, herunder skråtak, flate takareal og fasade. Videre er det vurdert hvor stor andel av disse flatene som det er mulig å montere solcellemoduler på, med en rasjonell utnyttelsesgrad og en del bygg er ekskludert. Eksempler på bygg som er ekskludert er plathalltak, tak med komplisert geometri eller annet som fører til uforholdsmessig vanskelig og kostbar installasjon. Det presiseres at det ikke er gjort tilstandsvurderinger på de enkelte byggene som er inkludert for å vurdere bæreevne, tilstand på tak, eksisterende elektrisk anlegg m.m. Tallene som presenteres videre bør dermed vurderes som optimistiske. En senere tilstandsvurdering av bygningsmassen vil kunne brukes til å skalere resultatene ned til mer realistiske verdier.

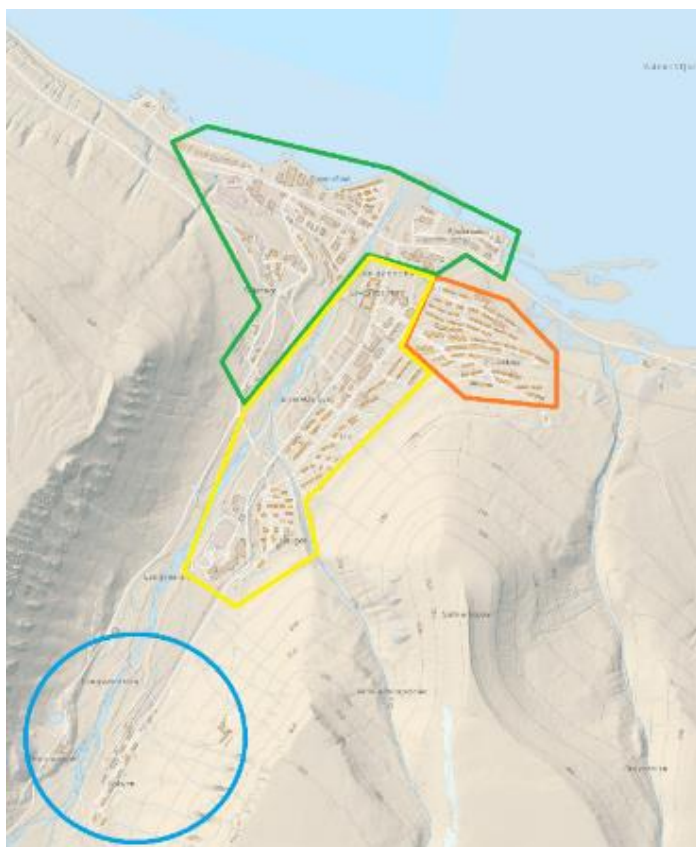
Metodikken har basert seg på oppmålinger av flateareal for byggene i det offentlig tilgjengelige kartverk TopoSvalbard (Norsk polarinstitutt, 2018). Arealet har deretter blitt brukt som basis for å finne tilgjengelig skråtakareal, flate tak og fasade. Det er så estimert hvilken installert effekt som er rasjonelt å anta kan brukes til solenergiproduksjon. Resultatene er brukt i simuleringene som er utført.

For skråtak er arealet satt til likt flatearealet, og fordelt henholdsvis 50 % mot sør og nord på bygg som har himmelretninger som er mest nord-sør. Tilsvarende er resten fordelt øst og vest. Dette arealet er gitt en utnyttelsesgrad på 75 % for å hensynta oppstikk, piper, vinduer o.l. For skråtakene er modulene simulert med 30° vinkel, himmelretning direkte øst, sør, vest og nord.

For flate tak er utnyttelsesgraden satt til 75 % av oppmålt flateareal for bygget. Simuleringene er gjort med monteringsvinkelen 10° mot øst og vest.

Fasadearealene, som ikke kan måles fra satellittbilder, er beregnet med å ta et areal tilsvarende halvparten av grunnflaten og fordelt den jevnt mot øst, sør og vest. Dette tallet har stor usikkerhet og det behøves mer omfattende detaljarbeid for å sikre mer nøyaktighet. Det er ikke vurdert som hensiktsmessig å gjøre mer detaljerte beregninger i denne fasen. Fasadene er simulert med monteringsvinkel 90° , direkte mot øst, sør og vest.

Longyearbyen har ulike skyggeforhold fra horisont skapt av fjell avhengig av lokasjon i byen. Figur 3-4 viser en oppdeling av bygningsmassen for å få med forskjellene. Det er tatt utgangspunkt i skyggeforholdet som er ca. midt i hvert segment. Dette viser f.eks. en stor forskjell mellom byggene i Nybyen og lengst øst i byen.



Figur 3-4 - Seksjonering for vurdering av energiproduksjon fra bygningsmassen i Longyearbyen. Oransje areal omtales som østlig, grønt som vestlig, gult som midt og sørlig representerer Nybyen.

For simuleringsarbeidet er det valgt å bruke en generisk $370W_p$ -solcellemodul, som antas å være en kostnadseffektiv og lett tilgjengelig modul i markedet p.t. Arealet er satt til ca. $1,9 m^2$ per solcellemodul. Produksjonsberegninger, med de aggregerte arealene er utført i PVsyst med de genererte TMY-data og med horisontprofiler som tar med skygger fra landskapet. I simuleringene er soiling for de ulike monteringsvinklene beregnet, mens albedo er like for alle simuleringene. Soling på fasade er satt til 1%

Resultatene fra kartlegging gir et totalt areal på ca. $168\,500 m^2$. Med forutsetningene oppgitt i metodikken er det funnet en installert effekt på $15,6 MW_p$ og en årlig produksjon på $7,35 GWh/år$. De oppsummerende

tallene er satt i tabell. Sannsynligvis er det ikke alt areal som er rasjonelt å bygge ut og det er antatt at realistisk verdi vil være merkbart mindre da en del av arealene har lav produksjon per installert effekt.

Tabell 3-4 - Oppsummeringstabell fra simuleringer og kostnadsestimater

	Østlig del	Vestlig del	Midtdel	Nybyen	Total
Maks. potensiell installert effekt ved 100% utbygging [kW _p]	3600	4500	6400	900	15596
Kraftproduksjon [GWh]	1,7	2,3	3	2,8	7,4
Kostnadsestimat Lavt: [15 000 kr/kWp]	54,0 mill. kr	67,5 mill. kr	96,0 mill. kr	13, 5 mill. kr	231,0 mill. kr
Kostnadsestimat Middels: [20 000 kr/kWp]	72 mill. kr	90 mill. kr	128 mill. kr	18 mill. kr	308 mill. kr
Kostnadsestimat Høyt [27 000 kr/kWp]	99 mill. kr	124 mill. kr	176 mill. kr	25 mill. kr	424 mill. kr
Tilgjengelig areal[m ²]	21 000	26 000	36 000	6000	89 000

3.3.2 Kostnader og innkjøpsmetodikk.

Der prisene for solcelleanlegg på bygg på fastlandet er rimelig sikre, er kostnadsestimater for Svalbard preget av usikkerhet. Basert på samtaler med leverandører og forventet merkostnad for komponenter antas det priser rundt 30-50 % høyere enn på fastlandet.

Prisene vil avhenge av blant annet hvordan innkjøpene organiseres. Det forutsettes, og anbefales sterkt, at det gjøres innkjøp av flere bygg samtidig og ikke enkeltinnkjøp per bygg. Større innkjøp gjør det lettere for leverandører å satse med riktig type kompetanse, utstyr, lager etc. enn ved enkeltbygg. Dette vil også gjøre frakt og arbeide mer effektivt per bygg for leverandørene, som kan jobbe mer sammenhengende med arbeid som passer sesong og vær. Eksempelvis kan innvendig arbeid gjøres i perioder hvor arbeid på tak og vegger er mindre effektivt grunnet værforhold.

Et typisk solcelleanlegg på fastlandet, for en enebolig, kan koste i området 100-150 000,- eks. mva. Det er forventet at et tilsvarende anlegg på Svalbard vil koste rundt 150 – 200 000,- eks. mva. Basert på forventet størrelse på installasjoner tilsvarer dette på rundt 25-30 kr/W for eneboligene. Det er stor usikkerhet i dette estimatet grunnet manglende erfaring og mengde installasjoner på Svalbard.

3.3.3 Vedlikehold og driftskostnader

Den forventende levetiden for et solcelleanlegg er normalt 20-30 år, forutsatt en korrekt utført montasje ogkomponenter som er tilpasset snø, vind og vær på Svalbard.

Etter at solcelleanleggene er montert, og gitt at takene har tilstrekkelig levetid, er det ikke forventet store vedlikeholdskostnader på hvert bygg. Tilsyn enten hvert år eller hvert andre år kan gjennomføres seksjonsvis gjennom felles tjenester for å oppdage evt. skader på anleggene. Et par arbeidstimer per bygg vil sannsynligvis være tilstrekkelig for dette, på linje med andre elektriske og byggetekniske tjenester.

3.3.4 Brann

Forutsatt riktig planlegging og installasjon medfører et solcelleanlegg ikke større brannfare enn normale elektriske installasjoner.

3.3.5 Ekstrakomponenter

For å øke produksjonen på skyggeutsatte solcellemoduler er det i noen tilfeller foreslått ekstra komponenter for styring av enkeltmoduler, såkalte optimizere. Dette er små bokser med kraftelektronikk festet under solcellemodulene som styrer hver modul. For Svalbard anbefales ikke slike løsninger, da det vil være en fordel å nøye seg med de absolutt nødvendige komponenter, pga. vær og vind-forholdene. Det anbefales videre investering i kraftigere solcellemoduler og festestruktur enn på fastlandet.

3.3.6 Utmating på nett

I Longyearbyen er det i dag ikke tillatt med utmating av overskuddsenergi inn i strømmettet. Eksisterende solcelleinstallasjoner har dermed ikke medført utfordringer med nettkvalitet på Svalbard, slik man ser på fastlandet. Det arbeides med et regelverk som skal tillate dette og det er her en stor mulighet for å tilrettelegge for plusskunder med «blanke ark».

Når solcelleanlegg langt ute på radialer mater strøm tilbake på nettet, kan det gi spenningsvariasjoner som gjør at spenningen i kretsen økes. Trinning av transformatorstasjoner kan bedre situasjonen midlertidig, med at spenningen f.eks. ut av transformatorstasjonen ikke settes så høyt som uten solcelleanlegget. Det anbefales på det sterkeste at transformatorstasjoner på Svalbard som bestilles fra nå av gjøres med automatisk trinning, slik at dette kan automatiseres. Videre kan antallet solcelleanlegg i nettet øke utfordringene om en følger samme oppskrift som på fastlandet.

Det kan vurderes om investering i struping lokalt på hvert solcelleanlegg, med å montere utstyr som kan reagere på spenningen i nettet og ev. skrur ned produksjonen for å ikke gå utenfor det spenningsvinduet som er definert. Det anbefales å kreve vekselrettere som er «smart-grid-ready», dvs. at nettselskapene skal kunne kommunisere og styre vekselretterne.

Den store batteripakken som finnes i Longyearbyen vil være en viktig brikke i å stabilisere nettet. Det kan også være muligheter for at en større utbygging av batteribanker ute i nettet kan redusere mengden kraftnett som må oppgraderes.

4 Infrastruktur

4.1 Kai

Transport av utstyr til kraftutbyggingen vil foregå med skip til Longyearbyen. De første overordnede vurderingene tilsier at det vil være mulig å bruke bykaia til dette formålet. Konklusjonen baserer seg på følgende avklaringer:

- Vindturbinene leveres på skip som er utstyrt med egne kraner, det blir derfor ikke behov for kran på kaia.
- Havneforvaltningen i Longyearbyen lokalstyre angir at bykaia er dimensjonert for en jevnt fordelt nyttelast på 4 tonn/m² og 80 tonn punktlast. Det er ikke kjent hvor godt kaias stand er overvåket. Dersom det gjenstår noe usikkerhet burde tilstanden sjekkes grundig for å være sikker på at bæreevnen er tilstrekkelig.
- Det har vært utført overslagsberegninger for den tyngste vindturbinmodellen som er nevnt i denne rapporten. Beregningene er utført med følgende formel:

$$\frac{\text{Masse nacelle} + \text{del kjøretøy}^3}{\text{kjøretøyets oppleggsflate}^4} = 2,5 \frac{\text{tonn}}{\text{m}^2} < 4 \frac{\text{tonn}}{\text{m}^2}$$

Basert på disse innledende vurderingene har kaien tilstrekkelig kapasitet for alle vindturbinmodeller som er nevnt i rapporten. Det burde gjøres mer detaljerte beregninger tilknyttet lastoverføring under lossing for å verifisere at kaien tåler belastningen ved nærmere planlegging.

- På grunn av øvrige planlagte byggetiltak i kaiområdet vil det være lite plass for lossing. Det regnes derimot med at dette lar seg løse med god planlegging. Merk at leverandørenes standardkrav til areal på kaia ikke vil være oppfylt på flere punkter. Det regnes med at turbindelene vil kunne mellomlagres i et areal i havneområdet, der det finnes et egnet område (Gnr22, Bnr 418 og 419). Disse parsellene kan ikke bebygges pga. rasfare, men det antas at de vil kunne brukes for mellomlagring av turbindeler. Ellers regnes det med at andre områder kan brukes for mellomlagring.
- Transport og lossing må planlegges i god tid, da kaia er fullbooket i sommermånedene fra mai til august, gjerne i flere år i forveien. Det må derfor regnes med at turbinene må transporteres til Longyearbyen allerede i mars eller april og mellomlagres der til de kan installeres om sommeren når det er lite snø og bedre vindforhold.
- I kostnadsestimatet er det tatt med en post på 2 mill. kroner for mindre tiltak i kaiområdet selv om omfanget av nødvendige tiltak er svært usikkert.

4.2 Atkomstvei og internveier

Transport og vedlikehold av kraftverkene vil kreve adkomstveier og internveier. Størst belastning på veiene vil forekomme under byggingen av kraftverkene, og det vil være transport av vindturbiner som vil være dimensjonerende grunnet høy vekt og geometri. Veiadkomst er utredet på skissenivå for utbyggingsalternativene. Ved videre prosjektering er det ønskelig at terrengdata har bedre oppløsning.

Ved Platåberget og Breinosa er det allerede etablert vei. Veienes egnethet for transport av nødvendig materiell og utstyr er grovt vurdert av veiplanlegger på grunnlag av kartinformasjon og bilder. Transport av vindturbiner til Breinosa og Platåberget har begrensinger med hensyn til veibredde og kurvaturer på

³ Nacelle 67 tonn + delvekt kjøretøy antatt til 8 tonn = 75 tonn

⁴ Beregningen er basert på et kjøretøy med 8 akser (1,5 m avstand mellom aksene) og en hjulavstand på 2,75 m, som gir en oppleggsflate på ca 30 m².

eksisterende vei. Noen utbedringer på eksisterende vei må påregnes. En utbygging på Gruvefjellet, Bolternosa og Bayfjellnosa forutsetter at det etableres nye atkomstveier. Vindparkalternativene i Adventdalen krever en forlengelse av veien i Adventdalen østover.

Det er lagt til grunn for vurderingene at rotorblader transporteres med vingeløfter- en lastebil som kan reise bladets ende i forhold til veibanen, slik at veier med relativt krappe svinger kan brukes. Dermed blir svingradius for nacelletransporten kritisk (antatt indre svingradius på 12 meter/ytre svingradius ca. 20 meter). Disse elementer er tunge og må transporteres med semitrailer på ca. 25 meter lengde. Egnethet med hensyn til akseltrykk og andre veikrav må vurderes i en senere prosjektfase. Maksimal lastekapasitet på 70 tonn og en indre svingradius på 12 meter, akseltrykk ca. 10 tonn.

Det er lagt til grunn at nye veistrekninger i hovedsak ikke skal ha en større stigning enn ca. 10%, dette er innenfor spektret av standardkrav fra leverandører. Der er derimot forutsatt at brattere partier er akseptable på rette strekninger på steder der det er vanskelig å komme fram med en vei med mindre stor stigning. For slike brattere partier er det lagt til grunn at større stigninger overvinnes ved innsats av ekstra trekraft ved behov. Vedlegg C viser turbinplasseringer med skisserte veistrekninger som er brukt for kostnadsestimatet for atkomstvei og internveier.

4.2.1 Sikringstiltak mot skred, ras og flom

Dersom en vindpark etableres på Bolternosa, Bayfjellnosa, Breinosa eller på Gruvefjellet vil det være nødvendig å sikre atkomstveien mot skred og ras. Det kan også bli aktuelt å sperre atkomst i perioder pga. skred- og rasfare.

Risiko og nødvendige tiltak må utredes nærmere i neste prosjektfase. I kostnader for veiutbygging har vi tatt med sikring av veg på 50 % av nye vegstrekninger i bratt terreng (Gruvefjellet, Bolternosa, Breinosa og Bayfjellnosa), disse er kostbare og har noe usikkerhet i omfang.

4.3 Fundamentering

Helt grunnleggende finnes to forskjellige måter å fundamenter vindkraftverk på, fjellfundament og gravitasjonsfundament

Et fjellfundament er en armert «betongkloss» som overfører kreftene fra vindturbinårnet ned til fjell. Som navnet tilsier krever etablering av fjellfundamenter egnet fjell som kan ta opp de store kreftene. På Svalbard antas det at permafrost og oppsprukket fjell er utfordrende faktorer for fundamentering og at man derfor ikke kan regne med å kunne bruke fjellfundamenter.

Et gravitasjonsfundament tar opp alle krefter fra vindturbinen, unntatt de vertikale kreftene rett nedenfor årnet, med egen vekt. Gravitasjonsfundamenter er derfor betydelig større enn et fjellfundament, Utredning av fundamentløsning og fundamenteringskostnader er ikke inkludert i Norconsults oppdrag, men det antas at sannsynligheten er stor for at valget kan falle på et gravitasjonsfundament.

Gitt typisk nordiske grunnforhold der gravitasjonsfundamenter er benyttet vil prisen per fundament ligge omkring 6,5 mill. per fundament (2023). Tatt de krevende grunnforholdene på Svalbard i betraktning, antas prisen per fundament å ligge nærmere 10 mill. per gravitasjonsfundament.

4.3.1 Merknad om utfordringer knyttet til gruveganger og permafrost

I forbindelse med fundamentering er det naturlig å nevne at forhold i bakken knyttet til pågående eller tidligere gruvedrift kan medføre ustabilitet i grunnen. Det samme kan gjelde forandringer knyttet til opptining av permafrost i vindkraftverkets levetid. For vindparkutbygging på fjellene er dette forhold som bør undersøkes særskilt da de kan medføre skade på vindturbiner og i verste fall skade personer som oppholder

seg i nærheten. Hvorvidt erosjon i de tilbakeførte massene over fundamentet, eller undergraving av fundamentet kan skape utfordringer i områder med tinende permafrost, må også utredes i senere prosjektfaser. Temaet er derfor inkludert i tiltaksbeskrivelsen knyttet til konsekvensutredningene.

4.4 Elektrisk infrastruktur og kraftsystem

4.4.1 Elektrisk infrastruktur og nettilknytning

Generatoren i hver vindturbin danner om vindenergien til elektrisk kraft. Hver turbin har en turbintransformator som transformerer fra generatorspenning til en mer egnet spenning for overføring av kraft. I solkraftverk er det PV-moduler som omdanner sollys til elektrisk kraft. Modulene er koblet sammen i serier for å oppnå et hensiktsmessig spenningsnivå. Videre er modulene koblet til vekselrettere. Disse enhetene konverterer likestrøm (DC) som genereres av PV-modulene, til vekselstrøm (AC). Produsert kraft overføres i internettet. Spenningen i internettet avhenger av kraftverkets størrelse, men er som regel ikke egnet for overføring av kraft over lange avstander grunnet høye overføringstap. Interne kraftkabler overfører kraften internt i kraftverkene til en transformator. Nødvendighetsgraden av en intern transformator avhenger av endelig plassering. Derfra kan kraften enten mates inn i det eksisterende kraftnettet eller det kan overføres over en lengre avstander i en egen radial. Ettersom kraftnettet i Longyearbyen har liten kapasitet, er det avtalt med kunden å ta utgangspunkt i at kraften overføres i en egen radial direkte til batterianlegget ved Energiverket.

For et overføringsanlegg med kapasitet mellom 15 og 60 MW er det tenkt benyttet 33 kV spenning for det elektriske anlegget. Dette spenningsnivået kan gjøre det mulig å overføre kraften til energisentralen/transformatorstasjonen uten å introdusere flere spenningsnivåer. En systemanalyse vil kunne avklare hvilket/hvilke spenningsnivå(er) som er aktuelle ved de ulike lokasjonene. Nettanleggets overføringsevne, reserveforhold og tap bør beregnes nøyaktig gjennom bruk av nettanalyse - dette gjøres som en del av projekteringen av de elektriske anleggene.

4.4.2 Kraftsystem

Sol- og vindkraft har av natur en varierende energiproduksjon og er derfor mindre egnet for å dekke grunnlast. Ved tilknytning av et stort sol- eller vindkraftverk vil det derfor være nødvending med kompensierende kraftelementer (statiske og dynamiske) for å opprettholde den momentane effektballansen i kraftsystemet. Ettersom Svalbard Energi allerede har en forholdsvis stor batterikapasitet (6 MW effekt og 7 MWh energi) er situasjonen ikke like utfordrende som man ellers ville forvente i et så lite, isolert øynett.

Dersom det til enhver tid er *ulik mengde* innmatet produksjon og last (summen av forbruk og tap i linjer og transformatorer m.m.) vil frekvensen i nettet endre seg. Ettersom sol- og vindkraft av natur har sterk variasjon, vil det derfor være utfordrende og opprettholde tilfredsstillende stabil frekvens. Nettfrekvensen på Svalbard er 50 Hz. I fastland-Norge omtales frekvenser på 49,90-50,10 som normale, hvor også referansepunktet til nettfrekvensen er 50 Hz.

På det norske fastlandet benyttes ikke vindkraft per i dag til å regulere frekvens (FCR), og det forventes at heller ikke solkraftverk vil benyttes til dette. Sol- og vindkraft vil ikke utelukkes fra å delta i frekvensmarkedene dersom de kan vise oppfylt funksjonalitet. Det er teknisk mulig for både vind- og solkraft å regulere frekvens, men dette vil føre til tapt produksjon og redusert lønnsomhet.

På lik måte som at aktiv effekt må være i balanse for at frekvensen skal være stabil, må reaktiv effekt være i balanse for en stabil spenning. Vindkraft er derimot pålagt å regulere spenning ved å bidra med reaktiv effekt, og dette vil også gjelde solkraft. Moderne vind- og solkraftverk er omformerstyrt og har normalt sett i utgangspunktet gode reaktive reserver, avhengig av designvalg. Vindkraftverk av en viss størrelse på

fastlands-Norge har ofte ha reaktive komponenter som kondensatorbatterier og STATCOM (hhv. Statisk og dynamisk kompensering) for å oppfylle standardkrav i NVF for reaktiv ytelse ved maks produksjon.

Generelt har omformerbasert produksjonsteknologi et overharmonisk avtrykk. Basert på vekselrettere til solkraftverk oppfyller generelt disse krav til mengde overharmoniske spenninger som sendes ut på nettet. Denne skal være mindre enn 3 % THD i Norge.

Det anbefales å gjennomføre en grundig analyse av alle nevnte aspekter på et senere tidspunkt. En slik analyse vil kunne vurdere effekten av sol- og vindkraft på kraftsystemets momentane effektbalanse, frekvensregulering og opprettholdelse av stabile spenninger. Analysen bør fokusere på en utredning av hvordan sol- og vindkraftverk på Svalbard kan designes og tilpasses for å sikre en stabil og pålitelig strømforsyning, samt hvordan oppfylle kravene til reguleringsegenskaper og overharmoniske spenninger. Et godt utgangspunkt for dette vil være kravene i NVF. En slik analyse vil med fordel også adressere hvordan batterilagring og eventuell annen energilagring og kraftproduksjon kan virke sammen. Det kan også være nyttig å se på erfaringene fra andre områder med lignende forhold for å identifisere beste praksis. En slik grundig analyse vil bidra til å optimalisere bruken av sol- og vindkraft og sikre en pålitelig og stabil kraftforsyning for Svalbard på tross av fornybare energikilders varierende natur.

5 Kostnadsestimater

Det er utarbeidet kostnadsestimater for de utredede utbyggingsalternativene for vind- og solkraft. Kostnadsestimatene er inkludert i Vedlegg G.

I første omgang er kostnadsestimatene utarbeidet som om prosjektene var på Fastlands-Norge. For å ta hensyn til fordyrende faktorer på Svalbard er det lagt til «påslag for spesielle forhold». Disse påslagene fremgår av tabellene i Vedlegg G.

For både solkraft og vindkraft er teknologispesifikke kostnader for komponenter, fundamentering, oppstillings- og riggplasser, internt kabelnett og internveier medtatt. Til forskjell fra solkraft er det for vindkraft også medtatt et mulig beløp for eventuelle utbedringer av kaianlegget. I tillegg er kostnader forbundet med administrasjon og prosjekt- og byggeledelse inkludert for både solkraft og vindkraft. Delte kostnader er omfattet av adkomstvei, transformatorstasjon og nettilknytning.

For vindkraft er det i tidligfaseprosjekter en vanlig tilnærming å estimere turbinkostnader per MW, uavhengig av turbinstørrelse og leverandør. For kostnadsberegningen er det lagt til grunn 11 mill. NOK per MW effekt. Mengder og deler er basert på overordnet tidligfaseprosjektering for vindparkene, enhetspriser er estimert på grunnlag av erfaringer fra norske vindkraftprosjekter som er blitt bygget i de siste årene samt oppdaterte priser på enkelte komponenter der dette foreligger (f.eks. kabel, transformator og bryterfelt).

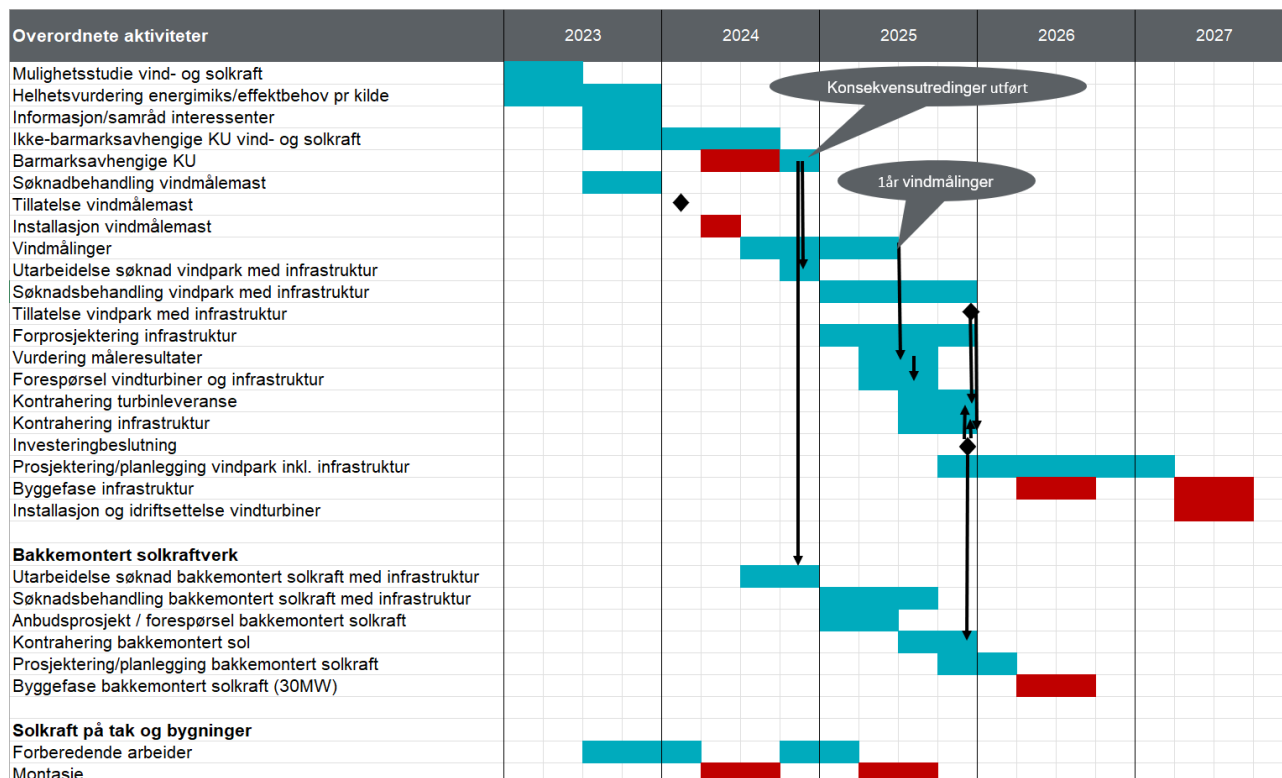
Kostnadsestimatet for solkraft er presentert for de fire ulike områdene som er utredet, for tre ulike størrelser ettersom det er tatt utgangspunkt i et skalerbart modulært design i utredningene. Generelt vil et større kraftverk ha en lavere spesifikk kostnad enn et mindre kraftverk, grunnet en del faste kostnader. Videre vil større innkjøp av utstyr gi en lavere enhetskostnad. Dette gjelder også andre utvikling- og utredningskostnader enn de som er medtatt i budsjettet, blant annet nettilknytning og adkomstvei.

6 Fremdrift

Av de utredede kraftutbyggingsalternativene, er det montasje av solceller på tak og bygninger i Longyearbyen som er raskest å realisere. Flere aktører har allerede samlet erfaring med solkraft og søknadsprosessen er avklart. Solkraft på bygninger lar seg prosjektere, kontrahere og montere i løpet av mindre enn ett år. Fremdriften for et vindkraftverk og et bakkemontert solkraftverk vil ta lengre tid og være avhengig av flere forhold som er usikre, blant annet tiden som må beregnes for søknadsprosesser. Videre er flere aktiviteter årstidsavhengige i enda større grad enn på fastlandet, dette gjelder spesielt for miljøkonsekvensutredninger og byggeaktiviteter. Fremdriften for bygging av et vindkraftverk og et bakkemontert solkraftverk antas i hovedsak å være kritisk avhengig følgende aktiviteter og forhold:

- Barmarksavhengige miljø- og samfunnskonsekvensutredninger
- Tillatelsesprosesser for vindmålemast, vindpark og solpark
- Vindmålinger - ett år med vindmålinger anses som et minimum for turbinleverandører, finansinstitusjoner og forsikringer.
- Årstidsavhengigheter medfører at planlagt fremdrift vil være sårbar for forsinkelser. En rekke av aktivitetene i prosjektet vil være avhengige av at de foregående aktivitetene er gjennomført til planlagt tidspunkt på året.

Et bakkemontert solkraftverk vil kunne settes i drift raskere enn en vindpark. Dersom vind- og solkraftverk skal samlokaliseres for å kunne dele infrastruktur, vil idriftsettelsen av solkraftverket avhenge av fremdriften for vindkraftverket. For at i driftsettelse av en solpark skal være mulig før en samlokalisert vindpark vil det være nødvendig å ta dette med som et mål i prosjekteringen.



Figur 6-1 En mulig fremdriftsplan. Aktiviteter som er vist i rød farge må (i hovedsak) utføres i sommerhalvåret.

7 Miljø- og samfunnsvurderinger

Miljø- og samfunnskonsekvenser er vurdert for utbyggingsalternativene. I vurderingene er det tatt utgangspunkt i en samlokalisering av sol- og vindkraftverk. I et slikt utbyggingsscenario er vurderingene gjort med hovedvekt på konsekvenser ved en eventuell etablering av vindkraftverk. Bakgrunnen for dette er at vindturbinene for flere forhold vurderes til å være mer konfliktfylt enn solkraftverk, og fordi bakkemontert solkraft eventuelt kan etableres på allerede tilgjengelige arealer som er berørt av menneskelig aktivitet fra før. Solkraftverk vil heller ikke være like synlig fra lange avstander som et vindkraftverk.

Arealenes konfliktpotensial er vurdert opp mot hverandre for hvert av fagtemaene landskap, naturmangfold, kulturminner, friluftsliv, støy og skyggekast. Avhengig av fagtema har nødvendig infrastruktur som er knyttet til utbygging en større eller mindre vektning.

7.1 Landskap

Temaet landskap er vurdert basert på kjennskap til området fra tidligere oppdrag og fra kartstudier (Norsk Polarinstitutt, 2023)) og bilder.

For landskap er de aktuelle plasseringene vurdert ut fra følgende kriterier:

- Grad av visuell påvirkning på omgivelsene fra eksisterende tekniske inngrep
- Potensial for visuell påvirkning på lokalsamfunn og viktige tur- og reisemål
- Potensial for skjerming av slik visuell påvirkning på omgivelsene for plasseringen
- Sannsynlig omfang av landskapsinngrep (adkomstveier og internveier)
- Sannsynlig fleksibilitet med hensyn til å gjøre terreng- og landskapstilpasninger innenfor plasseringen

Hele fastlands-Norge er nå kartlagt og kategorisert mht. landskapstyper, både på region/underregionnivå, og mer detaljert gjennom NiN Landskap. Noe tilsvarende er ikke gjort på Svalbard. Det er ikke vurdert som utslagsgivende for vurderingene at slike registreringer ikke finnes.

Vurderingene i henhold til de fem vurderingskriteriene munner ut i en samlet vurdering av konfliktpotensial for de seks plasseringene.

For landskap vurderes alternativene slik:

Foreliggende skisser viser at en integrasjon av solkraftverk i tilknytning til vindkraftverkene for plasseringene potensielt kan velges slik at de ikke representerer noen ytterligere inngrep eller stor visuell påvirkning på omgivelsene utover påvirkningen fra et vindkraftverk. For plasseringene er derfor ikke utforming og plassering av solkraftverk tillagt vekt i vurderingen.

Det antas at grunnen for alle plasseringene krever at turbinene i vindkraftverket må etableres på gravitasjonsfundamenter. Disse gir lokalt større terrenginngrep enn fjellforankringsfundamenter, og det vil ta lang tid i det barske landskapet på Svalbard før naturlig og stedegen vegetasjon gror til på de berørte anleggsflatene. Hvordan turbinfundamenter påvirkes av, og selv påvirker permafrost og erosjon, må avklares på generelt grunnlag, og spesifikt på den endelig valgte plasseringen.

7.1.1 Platåberget øst

En turbinrekke på Sverdruphamaren rett vest for Longyearbyen vil danne et markant visuelt blikkfang sett fra størsteparten av bebyggelsen i Longyeardalen, og spesielt fra den øvre bebyggelsen i Nybyen. De sørligste turbinene i rekken vil bli visuelt dominerende sett fra bebyggelsen i dette området, både i kraft av sin korte avstand mellom vindpark og bebyggelse, og sin dominerende posisjon oppe på fjellplatået over dalen. For deler av bebyggelsen i Nybyen blir avstanden til de sørligste turbinene mindre enn de 800 m som anbefales

som minimumsavstand med tanke på nabovirkninger (Norges vassdrags- og energidirektorat, Riksantikvaren og Miljødirektoratet, 2015). I tillegg vil turbinene danne en visuell forstyrrelse av den vakre tinderekken som danner en stor del av horisonten langs vestsiden av Longyeardalen.

De nordligste turbinene i rekken vil få en fremskutt plassering som gjør dem til markante blikkfang sett fra så vel den nordre delen av bebyggelsen i Longyearbyen, som kaiområdet ved Hotellneset, bebyggelsen der, Svalbard lufthavn og fritidsbebyggelsen ut mot Vestpynten. Avstandene er større når det gjelder denne sektoren, så graden av visuell dominans blir noe mindre enn mot Longyeardalen.

Etter gjeldende krav antas det at minst to av turbinene må lysmerkes med hinderlys. Det vil medføre lysforurensning for omgivelsene, og da spesielt i vinterhalvåret.

7.1.2 Platåberget vest

Uten en synlighetsanalyse er det vanskelig å fastslå omfanget av hvor synlige turbinene på vestre del av Platåberget blir sett fra bebyggelsen i Longyeardalen, men avstandene er vesentlig større enn for Platåberget øst, og de eventuelt synlige turbiner og vingesveip vil ikke skape noen stor visuell dominans. Likevel kan turbinene komme til å representere en visuell forstyrrelse av tinderekken langs Sverdruphamaren, om enn i mindre grad enn Platåberget øst.

Mot Hotellneset, Svalbard lufthavn, kaiområdet og Vestpynten vil de fremste turbinene i rekken få en fremskutt posisjon og utgjøre et markant visuelt blikkfang sett fra disse områdene. Avstanden er på drøye to kilometer til nærmeste turbin, og gjør at de tross alt ikke blir veldig visuelt dominerende. I hellingen sør for flyplassen er det sparsomt med bebyggelse, men det ligger et konfliktpotensial i nærheten til visningsanlegget Gruve 3 som turistdestinasjon, og til skytebanen og klubbhuset øverst i dalen. På disse avstandene blir de nordligste turbinene meget visuelt dominerende.

Som for Platåberget øst vil det etter gjeldende krav antas at minst to av turbinene må lysmerkes med hinderlys. Det vil medføre lysforurensning for omgivelsene, og da spesielt i vinterhalvåret. Men i den grad flyplassområdet er opplyst vil omfanget av lysforurensning antakelig bli vesentlig mindre enn for Platåberget øst.

Det foreslåtte solkraftverket sentralt plassert på Platåberget vil skape minimal visuell påvirkning på omgivelsene, og siden området allerede er berørt av eksisterende anlegg der, vurderes inngrepskonfliktene som svært små når det gjelder solkraftverket.

7.1.3 Gruvefjellet og Lindholmhøgda

Den vestre delen av platået er eksponert mot Longyearbyen og synlige kulturspor fra gruvevirksomheten i dalsiden ned mot bebyggelsen, mens den østre turbingruppen på Lindholmhøgda blir markant eksponert mot Adventdalen. Det er ingen kjente konflikter med viktige landskapsverdier oppe på platået, og platåfjellene er typiske for regionen. Et stort konfliktpotensial ligger i etablering av adkomstvei, som kan gi store lokale landskapsinngrep - særlig hvis adkomsten føres opp fra Tverrdalen. Ikke ubetydelig potensial for påvirkning på bebyggelse fra eventuell lysforurensning.

7.1.4 Bayfjellnosa

Den delen av platået der turbinene er foreslått plassert ligger eksponert mot den sentrale delen av Adventdalen og blir et forstyrrende blikkfang der. Det er ingen kjente konflikter med viktige landskapsverdier, platåfjellene er typiske for regionen. Et stort konfliktpotensial ligger også i etablering av adkomstvei som kan gi store lokale landskapsinngrep, men muligens i noe mindre omfang enn for de tilgrensende platåbergene. En eventuell detaljering i senere fase vil kunne avklare dette. Det er begrenset påvirkning på bebyggelse fra eventuell lysforurensning.

7.1.5 Bolternosa

Plassering og eksponering mot Adventdalen blir nokså likartet den på Bayfjellnosa siden turbinene også her er trukket langt frem mot den nordre platåkanten. Det er ingen kjente konflikter med viktige landskapsverdier, platåfjellene er typiske for regionen. For Bolternosa ligger det også et stort konfliktpotensial i etablering av adkomstvei, som må forventes å gi store lokale landskapsinngrep i den svært bratte dalsiden på østsiden av selve platået. Det er begrenset påvirkning på bebyggelse fra eventuell lysforurensning.

7.1.6 Breinosa

En vesentlig mer tilbaketrukket plassering fra Adventdalen enn de tre platåene vest for Breinosa på sørsiden av Adventdalen, og uten innsyn fra Longyearbyen. Veiadkomst er allerede etablert, men det kan hende en ny og oppgradert vei vil kunne gi en del relativt eksponerte terrenginngrep. Det er ingen kjente konflikter med viktige landskapsverdier, der disse platåfjellene er typiske for regionen. Det er begrenset påvirkning på bebyggelse fra eventuell lysforurensning.

Et solkraftverk på Breinosa vil ligge mer eller mindre skjermet mot innsyn fra Adventdalen og øvrige steder med bebyggelse og ferdsel i og rundt Longyearbyen. Konfliktpotensialet er derfor lite.

7.1.7 Adventdalen øst

Plasseringen av anlegget trukket godt øst for Janssonhaugen vil gjøre det vesentlig mindre visuelt eksponert enn en plassering lenger vest og den flater topografien gjør også oppstillingsmønsteret ryddigere. De største innvendingene mot dette lokaliseringalternativet ligger i å etablere store inngrep i områder som i dag er lite berørt av menneskeskapte anlegg og derved å transformere områder som til nå har vært preget av urørt natur til del av infrastrukturen rundt Longyearbyen. Det gjelder både selve turbinene, og behovet for å bygge ny adkomstvei innover i dalen. På den annen side er potensialet for nabokonflikt og visuell forstyrrelse av bebygde områder svært lavt.

Et eventuelt solkraftverk øst i Adventdalen vil i større eller mindre grad oppfattes som en integrert del av energiproduksjonsanlegget, der vindturbinene vil utgjøre det mest markante blikkfanget sett fra de fleste steder på avstand. Helt lokalt vil den større sammenhengende flaten med paneler gi et bastant og kompakt inntrykk. Solkraftverket vil likevel ikke bidra til veldig økt konfliktpotensial med tanke på visuell påvirkning på omgivelsene. Janssonhaugen vil skjerme mot innsyn fra det aller meste av den beferdede delen av Adventdalen.

7.1.8 Hotellneset (kun solkraft)

Å planlegge et solkraftverk med store dimensjoner på Svalbard lufthavn blir et visuelt svært markant inngrep som forstyrrer den nåværende kontrasten mellom de tekniske anleggene på Hotellneset, og den lite berørte lisen opp mot Platåberget. For de som ankommer Longyearbyen med fly, og for så vidt også båtpassasjerer, vil solkraftverket utgjøre et blikkfang som stjeler oppmerksomhet fra møtet med det storslåtte relieffet av Platåberget.

7.2 Naturmangfold

Vurderingene om tema naturmiljø er basert på data fra artsdatabanken (Artsdatabanken, 2023), skriftlige kilder, blant annet (Hagen, D. & Prestø, T., 2007), samt erfaring fra tidligere prosjekter og studieopphold på Svalbard.

Det er ikke gjennomført feltarbeid eller noen bred innhenting av informasjon fra fagmiljøene på Svalbard tilsvarende hva som ville vært naturlig for en fullskala konsekvensutredning.

7.2.1 Platåberget øst og vest

Det er registrert flere rødlistearter (Artsdatabanken, 2021) på Platåberget. Blant disse finner vi grynsildre (Near threatened, NT), polarrubblom (NT), polararve (NT), snøgras (NT) og snøfrytle (NT). Det er trolig et potensial for å finne flere. Det er ikke registreringer av verdifulle naturtyper, men metodikken for kartlegging i arktiske strøk er mangelfull, så det er lite å gå ut ifra når man skal vurdere dette nærmere. Høyden over havet tilsier at det nok ville blitt kartlagt som en utforming av polarørken (T28) etter NiN 2-systemet. Denne hovedtypen inngår per i dag ikke i Miljødirektoratets instruks som angir naturtyper som vurderes å være særlig verdifulle naturtyper, men den er rødlistet som nær truet (NT).

Det hekker store mengder alkekonge i fjellskråningene oppover Longyeardalen. Det er sannsynligvis også hekkende kortnebbgås i lisdene oppover mot Platåberget samt ulike arter av måkefugl. Det er mulig at fuglene kan ta snarveien over Platåberget utover mot Isfjorden, og på denne måten være utsatt for kollisjoner med vindturbinene, men sannsynligvis er hovedtrekkretning nedover dalen. Det ligger videre svært verdifulle fuglefjell på vestsiden av Bjørndalen i området som beskrivende nok heter Fuglefjella. Det er sannsynligvis mindre aktuelt for fuglene som holder til her å trekke herfra og inn over Platåberget.

Oppe på selve Platåfjellet er det registrert en rekke fuglearter, og til tross for at området er relativt godt og skrint, finnes det særlig i vest områder med mange små bekkedaler hvor det er sannsynlig at både rype, snøspurv og ulike arter gress kan beite. Platåberget er leveområder for både svalbardrein og polarrev. Reinen bruker særlig platåene om vinteren hvis det ligger mye snø nede i lavereliggende områder. År om annet er det sett isbjørn i området, men dette er trolig hovedsakelig streifdyr og foreslåtte vindturbiner står neppe i noen viktig trekkled.

Når det gjelder vegetasjon og naturtyper er det lite forskjell mellom øst og vest, mens øst vurderes som noe dårligere for fugl. Det skyldes at vi antar en høyere kollisjonsfare for alkekonge som krysser over Platåberget når vindturbinene står nærmere kanten. Denne kollisjonsfaren vil i hovedsak være knyttet til turbintårnene, særlig når det er dårlig sikt. Begge alternativene på Platåberget vurderes som mer konfliktfylte enn de øvrige fjellplatåene langs sørsiden av Adventdalen, men bedre enn alternativet i Adventdalen.

7.2.2 Gruvefjellet og Lindholmhøgda

Det er registrert flere rødlistearter på Gruvefjellet. Blant disse finner vi tundrarubblom (NT), halvkulerubblom (NT), svalbardsoleie (NT), snøfrytle (NT), grynsildre (NT), polarrubblom (NT), reinfrytle (NT) og snøgras (NT). Området er følgelig artsrikt, og det er like fullt trolig et potensial for å finne enda flere. Det er ikke registreringer av verdifulle naturtyper, men metodikken for kartlegging i arktiske strøk er mangelfull, så det er lite å gå ut ifra når man skal vurdere dette nærmere. Høyden over havet tilsier at det nok ville blitt kartlagt som en utforming av polarørken (T28) etter NiN 2-systemet (Miljødirektoratet, 2023). Denne hovedtypen inngår per i dag ikke i Miljødirektoratets instruks som angir naturtyper som vurderes å være særlig verdifulle naturtyper, men den er rødlistet som nær truet (NT).

Oppe på selve platået er det registrert en rekke fuglearter hvorav registrerte rødlistede arter som sannsynligvis bruker områder er arter som: Ismåke (Vulnerable, VU), polarmåke (VU), polarlomvi (VU),

ringgås (NT), sandlo (NT) og myrsnipe (NT). Til tross for at området er relativt godt og skrint, finnes flere litt større daler som Vannledningsdalen og Gruvedalen hvor det er sannsynlig at både rype, snøspurv og ulike arter gjess kan beite. I Gruvedalen er det registrert en observasjon av den svært sjeldne arten lappspurv (Endangered, EN) fra 2021. Gruvefjellet er leveområder for både svalbardrein og polarrev. Reinen bruker særlig platåene om vinteren hvis det ligger mye snø nede i lavereliggende områder. Det har hendt noen ganger at isbjørn har kommet ned mot Longyearbyen fra Sukkertoppen, så enkelte streifdyr passerer nok år om annet over fjellet.

Det hefter usikkerhet ved hvorvidt Gruvefjellet utgjør et trekkområde for dyr og fugler. Som sagt kommer det år om annet isbjørn over fjellet. Det er ikke utenkelig at dyr fra Colesdalen som følger Fardalen kan rote seg opp på Gruvefjellet, men derfra er veien videre vanskeligere. Nærheten til de viktige naturområdene i Adventselvas delta gjør også at alternativet vurderes som noe bedre egnet enn Bayfjellnosa og Bolternosa.

7.2.3 Bayfjellnosa

Det er få artsregistreringer fra Bayfjellnosa. Islandslav, som er rødlistet som nær truet (NT) på Svalbard, er angitt fra 1965, og halvkulerublom (NT) er funnet i 1924. Det er ingen registrerte rødlistefunn av nyere dato, men det ser generelt sett ut til å ha blitt kartlagt lite flora oppe på selve Bayfjellnosa. Trolig er potensialet for å finne rødlistearter omtrent likt som på nærliggende, bedre undersøkte fjell. Når det gjelder naturtyper tilsier høyden over havet at det kan finnes polarørken (T28) etter NiN 2-systemet. Denne hovedtypen inngår ikke i noen naturtyper etter Miljødirektoratets instruks per i dag, men den er rødlistet som nær truet (NT).

Sannsynligvis vil ikke vindkraftverket komme i konflikt med spesielt viktige funksjonsområder for fugl eller fugletrekk. Noen alkekonger hekker i Endalen (Norsk polarinstitutt, 2018), men trekkuten deres for næringsøk vil trolig ikke gå gjennom en eventuell vindpark på Bayfjellnosa. Dette momentet legges likevel til grunn for at Bayfjellnosa vurderes som marginalt mer konfliktfylt enn Bolternosa, som ligger lenger unna kjente hekkeområder for alkekonge.

7.2.4 Bolternosa

I likhet med Bayfjellnosa er det få artsregistreringer fra Bolternosa. Det begrenser seg til noen moseregistreringer fra 1977, men rødlista for moser er ikke tilpasset Svalbard slik at den ikke kan brukes uten videre. Ut over det foreligger det ingen andre vegetasjonsregistreringer, verken av rødlistearter eller av øvrige arter. Kunnskapsgrunnlaget er dermed usikkert, men det antas at potensialet for å finne rødlistearter omtrent likt som på nærliggende, bedre undersøkte fjell. Når det gjelder naturtyper tilsier høyden over havet at det kan finnes polarørken (T28) etter NiN 2-systemet. Denne hovedtypen inngår ikke i noen naturtyper etter Miljødirektoratets instruks per i dag, men den er rødlistet som nær truet (NT).

Sannsynligvis vil ikke vindkraftverket komme i konflikt med spesielt viktige funksjonsområder for fugl eller fugletrekk. Bolternosa ligger lenger unna hekkeområder for alkekonge enn det Bayfjellnosa gjør, og vurderes dermed som noe mindre konfliktfylt.

7.2.5 Breinosa

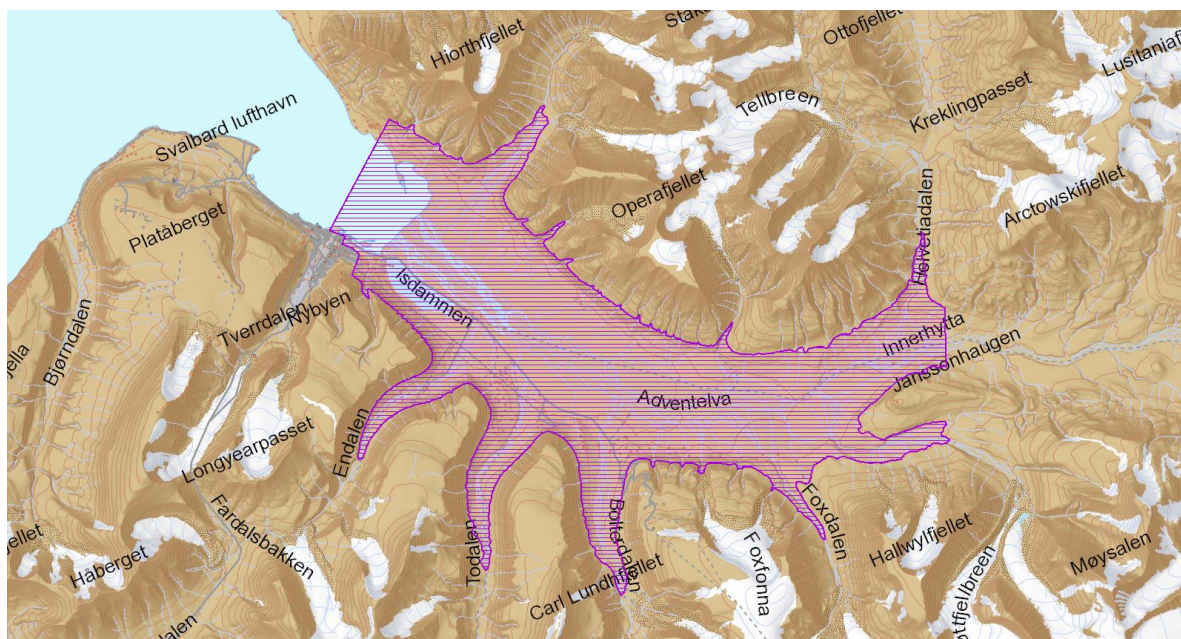
Det er registrert flere rødlistearter på Breinosa. Blant disse finner vi polarrublom (NT), tundrarublom (NT), halvkulerublom (NT), grynildre (NT), snøgras (NT) og snøfrytle (NT). Det er trolig et potensial for å finne flere. Det er ikke registreringer av verdifulle naturtyper, men metodikken for kartlegging i arktiske strøk er mangelfull, så det er lite å gå ut ifra når man skal vurdere dette nærmere. Høyden over havet tilsier at det nok ville blitt kartlagt som en utforming av polarørken (T28) etter NiN 2-systemet. Denne hovedtypen inngår ikke i noen naturtyper etter Miljødirektoratets instruks per i dag, men den er rødlistet som nær truet (NT).

Sannsynligvis vil ikke vindkraftverket komme i konflikt med spesielt viktige funksjonsområder for fugl eller fugletrekk.

Selv om det finnes registreringer av nær truede arter og potensial for nær truede naturtyper, vurderes alternativet som klart best for fagtemaet siden det krever så lite ny utbygging av infrastruktur.

7.2.6 Adventdalen

Adventdalen er et svært viktig funksjonsområde for fugl og dyreliv. Adventselva danner en stor flomslette og et delta nederst mot Adventfjorden. Klima- og miljødepartementet har gitt Sysselmasteren i oppdrag å utarbeide et verneforslag for dette området med formål om å styrke vernet av særlig rike områder for fugl. Området foreslås vernet (Sysselmasteren på Svalbard, 2022) har et areal på ca. 85 km² og inneholder et større våtmarksområde som er svært viktig for vannfugl. Vernet vil i tillegg «...bidra til å understøtte målet om at flora, fauna og verneverdige kulturminner skal bevares tilnærmet uberørt, og de naturlige økologiske prosessene og det biologiske mangfoldet skal få utvikle seg tilnærmet upåvirket av aktivitet på Svalbard» (Sysselmannen på Svalbard, 2019) Forslag til vernegrense for Nedre Adventdalen naturreservat er vist Figur 7-1.



Figur 7-1. Forslag til vernegrense for Nedre Adventdalen naturreservat.

Foreløpige uttalelser fra lokalkjente kan tyde på funksjonsområdene for fugl videre innover i dalen er noe mindre, men sannsynligvis er det også her beiteområder for gjess og reinsdyr.

Artsregistreringene fra området er hovedsaklig av eldre dato, men en rekke rødlistearter er registrert som trolig finnes her fortsatt. Blant disse finner vi polarsvingel (EN, usikkert om forekomsten er korrekt artsbestemt), fimbulsaltgras (VU), småtundragras (VU), tuemure (NT), snøfrytle (NT) og spriksenøgras (NT). Det er trolig et potensial for å finne flere.

Det er ikke registreringer av verdifulle naturtyper, men metodikken for kartlegging i arktiske strøk er mangelfull, så det er lite å gå ut ifra når man skal vurdere dette nærmere. Sannsynligvis er det en mosaikk av arktisk permafrost-våtmark (V7) og tundra-utforminger av fjellhei, leside og tundra (T3) og fjellgrashei og grastundra (T22). Innslag av rasmarek (T13) kan nok også forekomme. Det finnes naturtyper i

Miljødirektoratets instruks som omfatter enkelte av disse kartleggingsenhetene, men i et Svalbard-perspektiv samsvarer de ikke med hva slags natur som er mest truet. Arktisk permafrost-våtmark er rødlistet som nær truet (NT). Tuemure er en karakterart for den kritisk truede naturtypen arktisk steppe, men har en videre økologi enn dette, og forekomst av arten er neppe nok til å kunne antyde at det finnes arktisk steppe i Adventdalen.

Adventdalen vurderes å være den minst egnede lokasjonen med tanke på naturmangfold. Områdene ved Janssonhaugen og vestover Adventdalen utelukkes ettersom de kommer i direkte konflikt med et foreslått verneområde. En plassering i de østligere områdene i Adventdalen vurderes å være noe bedre, men likevel med et nokså høyt antatt konfliktnivå.

7.2.7 Hotellneset (kun solkraft)

Foreslått plassering vil kunne komme i konflikt med et meget spesielt botanisk område som ble avdekket under Avinors egne miljøkartlegginger (Wold, O., Solvang R. & Breili, A., 2013). I et fuktig område som ble beskrevet best som en arktisk alpin grunn våtmark (NiN) ble det i et sig funnet en større forekomst av sibirstarr (*Carex bigelowii* ssp. *arctisibirica*). Denne står som Sårbar (VU) på rødlista. De eneste kjente forekomstene på Svalbard og i Norge for øvrig er fra dette området ved lufthavna. Forekomstene er sannsynligvis en svært gammel klon (ett individ, spredt gjennom utløpere) og er trolig en reliktbestand etter etablering i den postglasiale varmetida for 9500-3500 år siden (Elven, R. & Elvebakk, A., 2002)). I tillegg til denne er det funnet en rekke andre rødlistede karplanter i dette området som er tatt ut som en svært viktig naturtype i Avinors rapport.



Figur 7-2. Våtmark; arktisk alpin grunn våtmark (NiN) på sørsiden av lufthavna, med forekomst av blant annet sibirstarr (*Critically endangered, CR*). Foto: Oddmund Wold.



Figur 7-3. Den spesielle botaniske lokaliteten (1) med blant annet sibirstarr (VU) som er vurdert til å være Svært viktig. Lokalitet (2) er en særlig verdifull bergstarr-reinrosehei som er av god utforming, med tett dekke av bergstarr. Denne lokaliteten er vurdert til å være Viktig.

Områdene på hotellneset er ellers viktige leveområder for fugl. Særlig i områdene ned mot de anlagte fugledammene nord for flyplassen. Det står ofte rein i området, observeres mye polarrev og isbjørn frekventerer ofte området. Dette til tross for at området ellers er kraftig preget av menneskelig ferdsel.

7.3 Kulturminner

Vurderingene innenfor temaet kulturminner er basert på Riksantikvarens kartdatabase Askeladden (Riksantikvaren, 2023). Dette er supplert med «Kulturminneplan for Svalbard 2013-2023» (Sysselmannen på Svalbard, 2013), med katalogdelen «Katalog prioriterte kulturminner og kulturmiljøer på Svalbard Versjon 1.1» (Sysselmannen på Svalbard, 2013) sammen med planen «Teknisk industrielle kulturminner i Longyearbyen med omegn» (Sysselmannen på Svalbard, 2010). Utreder har kjennskap til miljøet og kulturminneverdiene gjennom arbeidet med utredning av nytt avfallsdeponi for Longyearbyen.

Kulturminner kan defineres som spor etter menneskelig virksomhet i vårt fysiske miljø. Kulturminner fra tiden før 1946, både løse og faste kulturminner, er automatisk fredede kulturminner jf. Svalbardmiljøloven § 39 (Stortinget Norge, 2023). Løse kulturminner regnes som faste når de er knyttet til en bestemt lokalitet. Til faste kulturminner hører også en sikringssone på 100 meter i alle retninger. Videre er gravminner uansett alder automatisk fredet, samt skjelettrestre på slakteplasser for hvalross og bjørn.

Et område der kulturminner inngår som en del av en større helhet eller sammenheng, kalles ofte kulturmiljø. Slike områder er definerte i Kulturminneplan for Svalbard, blant annet utgjør Longyearbyen et regionalt kulturmiljø.

Kulturhistoriske landskap forstås ofte som større sammenhengende områder med kulturmiljøer, der den kulturhistoriske dimensjonen er framtrødende. En slik definisjon passer ikke umiddelbart på de ulike områder på Svalbard, men også her kan vi snakke om kulturhistoriske landskap. Nedre del av Adventdalen er preget av menneskelig aktivitet, med inngrep og strukturer hvorav flere har kulturminneverdi. Mange av strukturene er av en viss størrelse, og kulturmiljøet kan vurderes å ha en viss tåleevne for nye strukturer, så lenge de ikke bryter den historiske lesbarheten eller skaper store barrierer. Andre landskap på Svalbard kan fremstå som relativt urørte, men kan ha et antall spredte kulturminner som forteller om menneskets bruk av, og vilkår i dette landskapet. At de menneskelige sporene ikke er mer fremtrødende, kan også være et viktig

historiefortellende element ved et landskap. Et slikt landskap kan være mer sårbart for nye inngrep, også sett fra et kulturminneståsted.

I det følgende er alternativene vurdert opp mot konflikt med konkrete kulturminner, kulturmiljø, og synlighet. Selv om det ikke medfører direkte konflikt, kan et tiltaks synlighet være barriereskapende, visuelt forstyrende, og redusere historisk lesbarhet for kulturminneverdier. I Adventdalen er det best å plassere en vindpark i øst, hvor kulturminnetettheten er lavest. Platåberget og Gruvefjellet er vurdert som mindre egnede alternativer. Disse har svært like virkninger, men Gruvefjellet er minst gunstig, siden alternativet krever nye adkomstveier som medfører direkte konflikt med kulturminner.

7.3.1 Platåberget øst og vest

Platåberget ligger innenfor kulturmiljøet Longyearbyen gruveby (K372) som angitt i kulturminneplan for Svalbard 2013-2023, i nordvestre del av kulturmiljøet. På selve platået er det imidlertid relativt få kulturminner, og bare ett av dem, en varde (id 273181) er fredet. Det er enkelte andre spor på flaten, knyttet til boring og oppmerking i forbindelse med Gruve 3, men disse er yngre enn 1946 og ikke fredet.

Konsekvenser for kulturmiljø ved plassering på Platåneset er i stor grad avhengig av hvor synlige turbinene vil være fra øvrige kulturmiljø og kulturminner.

Platåberget vest, både vind- og solkraft, har nærføring til flere kulturminner på platået, men generelt er disse mindre viktige. For turbinenes del ligger Platåberget øst mer eksponert, nærmere selve Longyearbyen, men også synlig fra Hotellneset og Adventpynten. Begge alternativene vil imidlertid være godt synlige fra Hjorthamn med Advent City som et er kulturmiljø på andre siden av Adventfjorden (K371), og fra sjøen i adventsfjorden. Det er i første rekke turbiner som har denne fjernvirkningen.

Konfliktpotensialet vurderes å være stort, særlig for det østre alternativet. Konflikt skyldes primært av turbinene er plassert innenfor et definert kulturmiljø, og vil være synlig fra store deler av miljøet, men også fra de delene av miljøet hvor det er størst tetthet av kulturminner. Alternativene er også svært synlige fra annet definert kulturmiljø.

Et solkraftverk vil være i konflikt med en automatisk fredet varde (id 273181) og et ikke fredet kulturminne, et utmåls punkt. Et solkraftverk vil imidlertid ikke ha samme sterke visuelle virkning som turbinene, men påvirke kulturmiljøet lokalt oppå platåberget.

7.3.2 Gruvefjellet og Lindholmhøgda

Gruvefjellet ligger innenfor kulturmiljøet Longyearbyen gruveby (K372) som angitt i kulturminneplan for Svalbard 2013-2023, sentralt plassert i kulturmiljøet, på sørøstsiden av bebyggelsen i Longyearbyen. Oppå selve platået er det ikke påvist kulturminner som vil være i direkte konflikt turbiner. Turbinene, spesielt på vestsiden av Gruvefjellet, vil derimot være svært eksponerte for store deler av kulturmiljøet, mye tilsvarende Platåberget øst. Det er flere fredede gruveanlegg i fjellsiden, og turbiner vil redusere visuell opplevelsesverdi av disse. Turbinene i østre del av alternativet, på Lindholmhøgda, er noe mindre eksponerte.

Adkomstveg fra Longyeardalen vil være i direkte konflikt med den fredede Gruve 2b (id 136716), og ha en negativ visuell virkning for miljøet i Longyeardalen. Adkomstveg fra Vei 400 nede ved sjøen har noe mindre negativ visuell virkning, men medfører konflikt med det ikoniske taubaneanlegget (id 87889).

Konfliktpotensialet vurderes å være svært stort. Konflikt skyldes primært av turbinene er plassert innenfor et definert kulturmiljø, og vil være synlig fra store deler av miljøet, men også fra de delene av miljøet hvor det er størst tetthet av kulturminner. Begge alternativene for atkomstveg medfører konflikt med kulturminner, og øker konfliktpotensialet for dette alternativet.

7.3.3 Bayfjellnosa

Bayfjellnosa ligger innenfor kulturmiljøet Longyearbyen gruveby (K372) som angitt i kulturminneplan for Svalbard 2013-2023. Selve plasseringen av anlegget er ikke i konflikt med registrerte kulturminner. Alternativet ligger litt lenger unna de største konsentrasjonene av kulturminner, men i fjellet over Gruve 5 som var i drift 1958-71. Denne er i forbindelse med det vedtaksfredede taubaneanlegget (id 87889) som strekker seg gjennom store deler av kulturmiljøet Longyearbyen gruveby.

7.3.4 Bolternosa

Bolternosa ligger helt sør i kulturmiljøet Longyearbyen gruveby (K372) som angitt i kulturminneplan for Svalbard 2013-2023. Selve plasseringen av anlegget er ikke i konflikt med registrerte kulturminner. Lokaliteten ligger på fjellet bak gruve 6. Denne er i enden av det vedtaksfredede taubaneanlegget (id 87889) som strekker seg gjennom store deler av. Selve graven er vurdert til å ha høy nasjonal verneverdi, og daganlegget er foreslått fredet.

7.3.5 Breinosa

Breinosa ligger like sørøst for kulturmiljøet Longyearbyen gruveby (K372), i bakkant av gruve 7 som ble tatt i bruk i 1972. Som den yngste graven er det denne det knytter seg minst kulturhistorisk interesse til i dag. Selve plasseringen av anlegget er ikke i konflikt med registrerte kulturminner, selv om det er skissert solcelleanlegg som kan strekke seg innen avgrensingen av kulturmiljøet Longyearbyen gruveby. Alternativet forventes å ha en viss synlighet fra kulturmiljøet Longyearbyen gruveby. Solkraftverket er ikke i konflikt med kjente kulturminner, men strekker seg like inn i østligste del av kulturmiljøet Longyearbyen gruveby (K372).

7.3.6 Adventdalen øst

Adventdalen øst ligger om lag 9 kilometer øst for kulturmiljøet Longyearbyen gruveby (K372). Passhytta, automatisk fredet (id 93037), ligger i Brentskaret, noen kilometer øst for vurdert plassering.

Konfliktpotensialet vurderes ut fra kontakt med, og synlighet fra kulturminner og kulturmiljø. Adventdalen øst har ingen direkte konflikt, og er av begrenset synlighet.

Et solkraftverk ved Adventdalen øst medfører ikke konflikt med kjente kulturminner.

7.3.7 Hotellneset (kun solkraft)

Hotellneset ligger innenfor kulturmiljøet Longyearbyen gruveby (K372) som angitt i kulturminneplan for Svalbard 2013-2023. Plassering av et solkraftverk her medfører ikke direkte konflikt med kulturminner, men vil være svært synlig, og eksponert fra ulike kulturminner i denne vestre delen av kulturmiljøet. Slik sett vil dette alternativet danne sterkere barrierevirkning enn øvrige alternativer for solkraft.

7.4 Friluftsliv

Vurderingene av tema friluftsliv er basert på gjennomgang av tilgjengelig informasjon fra elektroniske kilder og databaser, innspill fra kommunen, turregistreringer i Strava heatmap, informasjon fra Longyearbyen jeger- og fiskerforeningens nettsider (LJFF, 2023), samt utredernes friluftslivopplevelser og erfaringer under tidligere opphold på Svalbard. Etter avtale med kunden har vi ikke tatt kontakt med andre lokale kilder – innhenting av lokale innspill vil være en viktig del av samrådsprosessen og konsekvensutredninger i neste prosjektfase.

Det er ikke kartlagt friluftsområder i Naturbase på Svalbard. Svalbard har store områder med villmark og skal oppleves på naturens premisser. Det er derfor ingen tilrettelegging i form av merkede stier eller skilt, og få informasjonstavler i terrenget. Utøvelse av friluftsliv med fotturer, skiturer, scooter, hundekjøring m.m. er i tillegg enkelt i det åpne landskapet.

7.4.1 Platåberget øst og vest

Platåberget er lett tilgjengelig fra Longyearbyen, med tursti opp fra Tverrdalen ved Nybyen og Skjæringa og taubanesentralen. Området benyttes særlig av lokalbefolkningen til kortere fotturer, men også av tilreisende turister. Fra toppen av plataet er det utsikt utover bebyggelsen i Longyearbyen og Adventdalen. Turmålet Ninavarden på Platåberget er den vanligste nærmiljøturen fra Longyearbyen, og turen inngår i Topptrimmen med utplassert postkasse med trimbok i regi av Svalbard turn (Svalbard Turn, 2023). Turruten fortsetter sørover på østryggen mot Tverrdalen eller oppover mot 3på flatene på Platåberget benyttes også med flere stier, samt med scooter og ski i vinterhalvåret. Platåberget beskrives som Longyearbyens «kanskje mest populære turmål» hele året, med stor bruksfrekvens av særlig lokale brukere, men også nasjonale brukere (Visit Svalbard, 2023). Kvaliteter i området er Ninavarder med utsiktspunkt og trimbok, turstier og lett tilgjengelig turterreng hele året. De deler av Platåberget som vurderes for utbygging med en vindpark og/eller et solkraftverk er åpen for jakt og fangst, men inngår ikke i fangstområder for fjellrev eller jakt på reinsdyr. Utbygging med vind- eller solkraft i jaktområdet vil kunne påvirke jegerens opplevelse av å jakte i tilnærmet urørt natur.

Platåberget øst ligger nært inntil kjente og mye brukte turmål med Ninavarder og i et jaktområde. Vindturbiner forventes å bli svært synlige i det åpne landskapet og kan i visse værforhold medføre fare for iskast. Støy fra turbinene vil i og nær vindparken også oppleves som negativ av mange friluftslivsbrukere og kan derfor påvirke friluftsopplevelsen i stor grad.

Platåberget vest ligger i et tur- og jaktterreng som brukes mye hele året. Vindturbiner forventes å bli synlige i det åpne landskapet og fra turmål ved varden, men i noe mindre grad enn Platåberget øst. Istkastings- og støyproblematikken er den samme som ved Platåberget øst.

Foreslått solkraftverk på Platåberget vil plasseres midt i det mye brukte turområdet på plataet og gi barriereeffekter for friluftslivsbruken her med både fotturer og jakt. Solkraftverket vil være synlig i det åpne landskapet, men trolig i mindre grad enn vindturbinene.

7.4.2 Gruvefjellet og Lindholmhøgda

Gruvefjellet ligger rett øst for Longyearbyen og Nybyen, og omfatter det kjente turmålet Sukkertoppen. Svalbard turn har turmål med turpostkasse ved Sukkertoppen, varden på Lindholmhøgda og Trollsteinen. I nærheten av Gruvefjellet ligger fjellet Sarkofagen som er et av de mest brukte fjellene for fjellturer. Fra turmål ved Sukkertoppen er det mulig å krysse over plataet til Trollsteinen. Trollsteinen er et ikonisk fjell og et viktig toppurturmål på ski da det er tilgjengelig fra Nybyen via Larsbreen. Da turmålene rundt Gruvefjellet og Lindholmhøgda samt selve plataet er lett tilgjengelige fra Longyearbyen er bruksfrekvensen med både lokale

og trolig nasjonale brukere stor. Dette gjenspeiles i Strava heatmap hvor disse områdene har flest loggførte turer.

Plataået på gruvefjellet er åpent for jakt, men revefangst og reinsdyrjakt er ikke tillatt. Utbygging med vind- eller solkraft i jaktområdet vil kunne påvirke jegerens friluftsopplevelse av å jakte i tilnærmet urørt natur. Scooterkjøring er forbudt på Gruvefjellet.

Gruvefjellet og Lindholmhøgda ligger nære flere kjente og mye brukte turmål ved Sukkertoppen, Trollsteinen og Sarkofagen, samt i et jaktområde. Vindturbiner forventes å bli svært synlige i det åpne landskapet og kan påvirke opplevelsen av utsikt fra turmålene i dette området. Turbinene kan i visse værforhold medføre fare for iskast. Støy fra turbinene vil i og nær vindparken også oppleves som negativ av mange friluftbrukere som benytter tur- og jaktterreng på fjellplataene, og kan derfor påvirke friluftsopplevelsen i stor grad. Da turområdene på og rundt Gruvefjellet og Lindholmhøgda fremstår som svært viktige turområder både sommer og vinter vurderes alternativet som mer konfliktfylt.

7.4.3 Bayfjellnosa

Bayfjellnosa ligger mellom Endalen og Todalen. Begge dalene benyttes som turområder og er lett tilgjengelige fra Longyearbyen. Ved Bayfjellnosa og Todalen ligger flere fritidshytter som brukes og eies av fastboende. Dalene er utfartsområde for kortere og lengre turer med utgangspunkt fra vei i Adventdalen, samt utfartsområde og nærturterreng for fritidshyttene. Bruksfrekvensen er sannsynligvis stor, da områdene ligger nær Longyearbyen og fritidshytter, med lokale og trolig nasjonale brukere. Det er usikkert i hvilken grad selve Bayfjellnosa er et turmål, da det er bratt terreng opp, men det kan være at fastboende bruker fjellet til toppturer vinterstid og om mulig fotturer på sommeren.

Det åpne landskapet vil gjøre vindturbinene på det nærmeste plataået av Bayfjellnosa synlige fra turområdene i nærheten, og kan påvirke friluftsopplevelsen lokalt. Dette vil også gjelde for Endalen det går en preparert skiløype vinterstid. På Bayfjellnosa er scooterkjøring forbudt. Fjellryggen er populær for rypejakt, men revefangst og reinsdyrjakt er ikke tillatt. Utbygging med vind- eller solkraft i jaktområdet vil kunne påvirke jegerens opplevelse av å jakte i tilnærmet urørt natur.

Støy fra vindturbinene vil trolig ikke påvirke friluftslivsbruken nede i dalene, men kan ikke utelukkes. Ved utbygging av veinett opp på fjellet vil dette gjøre områdene på toppen av Bayfjellnosa mer tilgjengelige. Sett opp mot friluftslivsverdiene i de andre områdene som er vurdert vurderes Bayfjellnosa som minst konfliktfylt.

7.4.4 Bolternosa

Bolternosa ligger mellom Todalen og Bolterdalen. Dalene benyttes til utøvelse av friluftsliv og er utfartsområder for hundekjøring, scooterkjøring, fotturer og skiturer. Det er enkelte fritidshytter og hundegård ved foten av Bolternosa. For hundekjøring er Scott Turner breen og turer i isgrotta populære turmål, og det kjøres også opp Bolterskaret.

Selve Bolternosa er bratt og det er noe usikkert i hvilken grad selve fjellet brukes til fotturer og toppturer på ski. Bolternosa mye brukt for rypejakt, men revefangst og reinsdyrjakt er ikke tillatt. Utbygging med vind- eller solkraft i jaktområdet vil kunne påvirke jegerens opplevelse av å jakte i tilnærmet urørt natur.

Det åpne landskapet vil gjøre vindturbiner på Bolternosa synlig fra turområdene i nærheten, og kan påvirke friluftsopplevelsen lokalt. Vindturbiner vil også gjøre Bolternosa mindre attraktivt som turmål. Støy fra vindturbinene vil trolig ikke påvirke friluftslivsbruken nede i Adventdalen og bak i Todalen og Bolterdalen, men kan gjøre selve Bolternosa mindre attraktivt som turmål. Ved utbygging av veinett opp på fjellet vil dette gjøre området mer tilgjengelig.

7.4.5 Breinosa

Breinosa er tilgjengelig fra vei opp fra Gruve 7 og benyttes til fotturer hvor Foxbreen er et kjent turmål. Fra toppen er det utsikt utover Adventdalen. Det går scooterløype over fjellet om vinteren. Bruksfrekvensen er trolig stor, da Breinosa er lett tilgjengelig fra vei opp, hvor det også arrangeres guidede turer. Området brukes også av fastboende. Om våren brukes Breinosa mer for hundekjøring, da snøen ligger her lengre enn i dalene. I dag er det flere tekniske installasjoner på Breinosa i forbindelse med forskning, og landskapet fremstår noe mindre uberørt. Breinosa er mye brukt for rypejakt, mens revefangst og reinsdyrjakt ikke er tillatt. Utbygging med vind- eller solkraft i jaktområdet vil kunne påvirke jegerens friluftsopplevelse av å jakte i tilnærmet urørt natur.

Vindturbiner vil være godt synlige i landskapet og kan påvirke opplevelsen av utsikt utover Adventdalen, samt medføre støy. Dette kan gjøre området mindre attraktivt som turmål med utsiktspunkt, men som utfartsområde til Foxbreen vil opplevelsen av vindturbinene redusere opplevelsen kun på en del av turen.

Foreslått solkraftverk i dalsiden opp til Breinosa vil være synlig i landskapet, men vil trolig være mindre synlig fra utsiktspunkt ved Breinosa og inntrykket vil være forbigående da veien opp benyttes som utfartsområde for turmål lenger inn på fjellet.

7.4.6 Adventdalen øst

Adventdalen er mye brukt i friluftssammenheng og er et viktig utfartsområde for turer både sommer og vinter. Ved Janssonhaugen er det et turmål med turpost i regi av Svalbard Turn og topptrimmen. Det går scooterled i dalføret videre inn i Adventdalen mot blant annet Sassendalen med turistattraksjonene Tempelfjellet og den tidligere russiske bosettingen Pyramiden. Leden og området rundt Janssonhaugen er mye brukt til hundekjøring og skiturer på vinteren. Adventdalen er et av de mest brukte turområdene i nærheten av Longyearbyen, da det er lett tilgjengelig fra veien inn til Bolterdalen, og bruksfrekvensen er stor med både lokale og nasjonale brukere, særlig langs scooterleden vinterstid og ved Janssonhaugen.

Adventdalen sør for Adventelva hvor det er sett på mulighet for vindturbiner, inngår i fangstområdet for fjellrev. Inngrep i jaktområdet vil kunne påvirke jegerens opplevelse av å jakte i tilnærmet urørt natur.

Vindturbinene er planlagt i en avstand som i all regel er trygg for ferdsel med tanke på iskasting. Det vises til kap. 3.3. Ising og iskasting, hvor det er beskrevet hvordan denne avstanden beregnes.

Vindturbiner i området vil komme tett på scooterleden gjennom dalen. Opplevelsen av vindturbinene og støy fra disse vil være forbigående. Vindturbiner forventes å bli svært synlig i det åpne landskapet, og kan påvirke friluftsopplevelsen med tur til turmål med turpostkasse på Janssonhaugen i stor grad.

Et solkraftverk ved Adventdalen øst vil komme tett på scooterleden gjennom dalen. Opplevelsen av solpanelene vil trolig være mindre påfallende enn vindturbinene, og opplevelsen vil være forbigående.

7.4.7 Hotellneset (kun solkraft)

Ved Hotellneset ligger Longyearbyen camping, samt enkelte hytter. I Strava heat-map er det registrert turgåing mellom Longyearbyen og vestover mot Bjørndalen. Turene loggført her følger gjerdet ved flyplassen. Bjørndalen fremstår som et mye brukt turområde, men utfart til dalen er primært via veien på nordsiden av flyplassen. Ved plassering av solkraftverk ved Hotellneset vil trolig områdene på utsiden fremdeles benyttes som tur- og utfartsområder, men turopplevelsen her kan påvirkes av ytterligere tekniske inngrep i landskapet i sammenheng med flyplassen, og kan gjøre område mindre attraktivt for friluftslivsbruken her.

Veien opp til satellittstasjonen på Platåberget benyttes til fottur og sykling, og et solkraftverk i dalbunnen ved Hotellneset vil bli synlig herfra i det åpne landskapet, og kan påvirke turopplevelsen i fjellsiden med utsikt utover Adventfjorden med ytterligere tekniske inngrep i dalføret. Hotellneset ligger innenfor forbudssonen for jakt rundt Longyearbyen.

7.5 Støy

Støyberegninger vil være en del av konsekvensutredningene i neste prosjektfase. Vurderingene så langt er basert på erfaring og skjønnsmessige overveielser. Støykonsekvenser vurderes for mennesker som mottakere, som fast bosatte eller som brukere av hytter. Støy som påvirkning for turgåere vurderes under tema Friluftsliv. Støyproblematikken er ikke relevant for solkraftverk. Støypåvirkning gjennom vindkraftverk er i hovedsak avhengig av følgende faktorer:

- **Avstand:** Avstand mellom kilde og mottaker har stor betydning, selv om andre faktorer også spiller en stor rolle.
- **Topografi:** Terrenget mellom støykilde og mottaker har også stor betydning. Myk mark demper mer enn hard mark, spesielt i motvindsonen. For lydutbredelse over vann eller slett fjell blir det normalt liten markdempning. Videre kan terrenget, vegetasjon, bygg eller annet som befinner seg mellom støykilde og mottaker redusere støynivået betydelig.
- **Vindretning og vindstyrke:** Vinden har stor betydning for lydbølgenes utbredelse. Lydbølger kan bøyes av vinden. Vanligvis øker vinden med høyden over bakken. Da bøyes lyden ned mot bakken i medvindssonen og opp fra bakken i motvindssonen. Dette kan medføre en lyddempning på 5-10 dB eller mer i motvindsonen, sammenliknet med medvindssonen. Vindretningen i Adventdalen er tydelig fra øst mot vest og lyden vil dermed bre seg mest i denne retningen.
Når støymottaker befinner seg i le av støykilden vil støynivået være mye høyere enn om deres plassering er omvendt. Ved høye vindhastigheter (fra ca. 8 - 10 m/s) vil lyden av selve vinden ofte være høyere enn lyden av vindturbiner, slik at deres lyd ikke kan skilles fra bakgrunnsstøy.
Hvis en vindturbin er plassert høyt i terrenget og støymottaker ligger i le i dalformasjoner, kan maskeringen fra vindsuset reduseres vesentlig fordi mottaker er skjermet for vinden. Mottakeren ligger da i vindskygge, og vil høre støy fra vindturbinene bedre.
- **Erfaringsbasert beskrivelse av støybildet av vindparker**
Mest støy er det i selve vindparken, her er turbinene vanligvis godt hørbare og vil oppfattes som forstyrrende av mange, lydnivået her er ofte på 60-70 dB avhengig av antallet turbiner. Når avstanden mellom vindturbin og mottaker øker, blir lydenergien spredt over et større område, og støynivået blir lavere. Avstandsdempningen gjør at lydnivået reduseres med 6 dB hver gang avstanden fordobles. For lydutbredelse over vann kan dette reduseres ned mot 3 dB på grunn av sylindrisk utbredelse. På 2-3 kilometers avstand over land kommer lydnivået vanligvis ned til 40 – 50 dB avhengig av vind- og værforhold. Slik nivåer assosierer for eksempel med lett vindsus. Når avstand kommer til fem-ti kilometer vil lydnivået av vindturbiner vanligvis være lavere enn 30 - 40 dB, noe som regel ikke er særlig hørbart, men det er sterkt situasjons- og personavhengig hvordan dette oppfattes.

7.5.1 Platåberget øst

Størst støypåvirkning forventes av vindparkalternativet Platåberget øst. Situasjonen forbedres av at turbinene står høyere enn byen og at vindretning går mot vest. Likevel står turbinene nær byen og mange steder vil terrenget vil ikke skjerme bebyggelsen for lyden. Særlig på dager med lave vindhastigheter antas at turbinene vil være hørbare i byen.

7.5.2 Platåberget vest

Dette alternativet forventes det å være noe mindre konfliktylft for tema støy enn alternativ øst ettersom terrenget vil skjerme mye av bebyggelsen for lyden, samtidig som avstanden er større og turbinene står på lesiden av de fleste støymottakere. Avstanden vil være 2-4 km fra bebyggelsen. Gruvefjellet og Lindholmhøgda

Avhengig av vindparklayout vil turbinene befinne seg ca. 1 - 4 km sørøst for bebyggelsen i Longyearbyen, mens de nærmeste bygningene i Nybyen befinner seg i underkant på ca. 750 m avstand fra nærmeste turbin. Ettersom vinden i hovedsak kommer fra sørøst vil byen befinne seg i le av en vindpark på Gruvefjellet, slik at støy må antas å være godt hørbar i deler av byen i mange tilfeller. Bayfjellnosa og Bolternosa

En vindpark Bayfjellnosa og Bolternosa antas å være hørbar i Longyearbyen når vindstyrken er lav. Avstand fra Bayfjellnosa er ca. 4-6 km til Longyearbyen og fra Bolternosa er den ca. 7-9 km, som ligger rett i le for en vindpark på disse fjellene. Noen hus og hytter i dalen ville befinne seg ca. 1 km fra turbinene, og disse vil, avhengig av vindretning og vindstyrke kunne høre vindturbinene. Breinosa og Adventdalen

Breinosa og Adventdalen som alternativer ville ligge mer enn 10 km fra Longyearbyen sentrum. En vindpark på disse plasseringer ville derfor kun påvirke enkelte hus eller hytter. Jo mindre bebyggelse i nærheten, jo færre støymottakere og desto mindre konfliktylft.

7.6 Skyggekast

Skyggekast kalles fenomenet der roterende vindturbinblader skygger for sola i korte, gjentakende sekvenser. Ettersom sola beveger seg, kan skyggekast bare oppstå i den tidsperioden på døgnet der en vindturbin står akkurat mellom skyggemottakeren og sola. Ettersom solas posisjon er avhengig av årstiden vil også årstiden ha en innflytelse på om en mottaker er utsatt for skyggekast. Værforhold har også mye å si, ettersom skyggedannelse forutsetter solskinn. Dels kan skyggekast danne flikker-effekter i seg selv, og dels ved at roterende skygge projiseres på nærstående flater.

En skyggemottaker kan bli påvirket av skyggen fra flere vindturbiner. Skyggekast avtar med avstand, både fordi den relative størrelsen på arealet der rotorbladet som dekker solskiven avtar, og fordi projiserte skygger blir mindre og kontrastene viskes ut av lysforhold og værlag. Normalt kan en regne med at skyggekast konservativt vurdert vil være merkbart innenfor en avstand på 2 km.

Skyggekast kan beregnes, og det er lagt opp til skyggekastberegninger i neste prosjektfase. Vurderingene som følger, er basert på skjønsmessige vurderinger.

7.6.1 Platåberget øst

Potensialet for skyggekast i sommerhalvåret er betydelig for Nybyen og andre deler av bebyggelsen i Longyeardalen. Mot Hotellneset og tilgrensende områder er avstandene såpass store at det er lite sannsynlig med skyggekasteffekter. Platåberget vest

Potensialet for skyggekast på bebyggelsen mellom Hotellneset og Vestpynten er lite, da avstanden fra nærmeste turbin er på rundt 2 km. Det vil forventes å oppstå skyggekasteffekter på Gruve 3, frølageret og skytebanen, men siden dette ikke er boliger vurderes konfliktpotensialet som begrenset. Roterende skygge på skytebanen kan likevel tenkes å virke forstyrrende på aktivitetene der, men uten faktiske skyggekastberegninger er det vanskelig å fastslå konfliktpotensialet.

7.6.2 Gruvefjellet og Lindholmhøgda

For bygninger nærmest Gruvefjellet, særlig i Nybyen og Longyeardalen vil skyggekastning bli et aktuelt tema. Omfang for skyggekastning antas å bli omtrent lik i omfang som for en utbygging på Platåberget øst. Bayfjellnosa og Bolternosa

En vindpark på disse fjellene kan påvirke et fåtall hus og hytter på ca. 1 km avstand. Selv om det er snakk om få bygninger, vurderes disse som mest konfliktyllet fordi avstanden er liten nok til at skyggekast kan få en reell effekt. Hvor stor denne blir, må eventuelt beregnes i neste fase.

Det er ikke tilstrekkelig grunnlag for å kunne foreta en innbyrdes vurdering mellom Bayfjellnosa og Bolternosa uten skyggekastberegninger. Breinosa

Avstanden fra Breinosa til dalen, der det finnes noen hus og hytter finnes, er på ca. 2-3 km avstand og vil derfor i høyden gi lite merkbar påvirkning, sannsynligvis ingen. Adventdalen øst

Adventdalen befinner seg i ubebygget område, uten skyggemottakere.

7.7 Oppsummering av miljø- og samfunnskONSEKVENSER

Miljø- og samfunnvurderingene har vært utført på grunnlag av tilgjengelige kilder og utredernes erfaringer fra Svalbard fra andre sammenhenger. Det finnes ingen allment akseptert måte å veie ulike miljø- og samfunnskONSEKVENSER opp mot hverandre og det er derfor ikke mulig å si noe om hvor store konsekvenser tiltaket totalt vil medføre. Vurderingene for Bolternosa, Breinosa og Adventdalen øst viser at disse prosjektene for mange temaer er mindre konfliktyllet enn Platåberget øst og vest og Gruvefjellet/Lindholmhøgda.

8 Oppsummering og anbefaling av vind- og solkraftalternativer

Det anbefales å bygge ut vind- og solkraftverk i samme område, slik at inngrepet samles, noe som i sum vil redusere miljø- og samfunnskONSEKVENSER. Samtidig vil en samlokalisering totalt sett gi et rimeligere prosjekt ettersom infrastrukturen kan utnyttes bedre.

På Bolternosa vurderes det at det er mulig å bygge og drifte en vindpark med opptil 30 MW installert effekt, men vindressursen her er veldig begrenset. En vindpark på Bolternosa vil derfor produsere mindre enn halvparten (1,4 GWh/MW) så mye kraft enn en vindpark med samme installerte effekt i Adventdalen øst for Janssonhaugen (2,4 GWh/MW; Se tabell Tabell 2-3).

Alternativet på Breinosa fremstår som lite konfliktfylt mtp. miljø- og samfunnskONSEKVENSER, men vurderingene har avdekket svært høy risiko for svært alvorlige isingsforhold. Dersom Breinosa skal vurderes for utbygging må isingsforholdene avklares med målinger.

En vindpark i Adventdalen øst vil kreve bygging av vei inn mot urørt natur og vindturbiner her vurderes å være mer konfliktfylt for tema naturmiljø enn alternativene med utbygging nærmere byen. Platåberget og Gruvefjellet/Lindholmhøgda er vurdert til relativt høyt konfliktpotensial for alle miljø og - samfunnstemaer, men kommer bedre ut for naturmiljø. Produksjonsforholdene på Platåberget (1,7 GWh/MW) og Gruvefjellet/Lindholmhøgda (1,8 GWh/MW) er bedre enn på Bolter- og Bayfjellnosa, men langt lavere enn i Adventdalen (2,8 GWh/MW). Et spesielt tema som burde avklares raskt dersom en utbygging på Platåberget ønskes utredet videre er mulige virkninger på SvalSat.

I forbindelse med vurderingene av utbygging i Adventdalen ble det også vurdert områder lenger vest, på Janssonhaugen, men disse anbefales ikke på grunn av nærhet til et planlagt verneområde. Denne lokaliteten er også mer konfliktfylt på alle andre fagtemaer enn Adventdalen øst, samtidig som energiproduksjonsforholdene er sammenlignbare.

Utbyggingsalternativene Platåberget, Gruvefjellet/Lindholmhøgda, Bayfjellnosa og Bolternosa anses som gjennomførbare, samtidig som alle er knyttet til ulemper som må veies opp mot hverandre: forskjellige miljø- og samfunnskONSEKVENSER og bedre eller dårligere produksjonsforhold. Produksjonsforholdene vil i stor grad påvirke kraftprisen til sluttbrukeren.

De fire ulike solkraftalternativene har relativt ulik energiproduksjon basert på stedlige forhold. Alternativet på Platåberget kommer klart best ut med en spesifikk ytelse på 877 kWh/kW_p sammenlignet med det svakeste alternativet i Adventdalen med en spesifikk ytelse på 694 kWh/kW_p. Alternativet på Platåberget har både den høyeste beregnede solinnstrålingen og mindre skyggetap fra horisonten og tildekte moduler grunnet snø. Etter Platåberget har Hotellneset nest høyeste ytelse og deretter Breinosa, før Adventdalen.

Alle de utpekte arealene er store nok til å etablere et solkraftverk av betydelig størrelse, flere 100 MW_p på det største. Det forventes små endringer i den spesifikke ytelsen dersom et solkraftverk justeres i størrelse innad i de utpekte arealene.

8.1 Anbefaling for videre arbeid

Energiplanlegging

Produksjonsseriene fra vind- og solkraftproduksjonen gir et godt grunnlag for å fortsette simuleringsstudien som Svalbard Energi er i gang med. Med denne studien vil man kunne fastslå hvor mye vind- og solkraft som trengs som en del av den samlede energimiksen i Longyearbyen. Når dette er klart vil man kunne fastslå hvor mange vindturbiner og hvor stort solkraftverk som trengs.

Alternativer for vind- og bakkemontert solkraftverk

Det foreslås å gå i dialog med myndigheter og lokalbefolkningen om mulige plasseringer av vind- og solkraftverk. I forslag til konsekvensutredningsprogram (se neste kap. 9) foreslås en rekke tidligfase utredninger, som har for mål om å skaffe et bedre grunnlag for samrådsprosesser og for å innarbeide hensyn til miljø- og samfunnsverdier allerede helt i starten av prosjekteringen. Vindmålinger og konsekvensutredninger vil være på kritisk linje for et vindkraftprosjekt (og ved samlokalisering også for et solkraftprosjekt pga. delt infrastruktur). Det vil derfor være viktig å lande på 1-2 prosjekter som man ønsker å gå videre med, slik at man kan søke om å reise målemast så fort som mulig.

Distribuert kraftproduksjon på tak og bygninger

Svalbard energi er allerede i gang med å legge til rette for utbygging med solkraft på bygninger. Før man legger til rette for storskala utbygging av solkraft på bygninger bør det utarbeides et regelverk med tekniske krav som stilles til solcelleanlegg som skal mate energi ut på nettet. Når man er trygg på at storskala utbygging av solkraft kan håndteres teknisk, kan utbyggingen eksempelvis fremmes ved å inngå rammeavtaler med solcelleleverandører som innbyggerne kan bruke om de ønsker.

9 Konsekvensutredninger – prosess og forslag til utredningsprogram

9.1 Generelt

Det er vanlig at konsekvensutredninger gjennomføres for et så modent teknisk prosjekt som mulig da dette fører til en mest mulig korrekt vurdering av konsekvensene.

Konsekvensutredninger er derimot også meget nyttige i prosessen, der tiltaket ikke er låst ennå - da er muligheten for å unngå eller minimere konsekvenser størst. I det konkrete tilfellet, er det fortsatt flere mulige plasseringer som kan bli aktuelle for å bygge vind- og/eller solkraftverk. I noen tilfeller anbefales å gå videre med konsekvensutredninger allerede i høst/vinter 2023/24, slik at vurderingene kan bidra til valg av plassering av vind- og solkraftverk.

Dersom utredningene utføres **før** tiltaket er planlagt i detalj, beskrives tiltaket i den grad det er kjent. I så fall skal konsekvensutredningen revideres når det tekniske prosjektet er prosjektert i nødvendig grad, slik at myndigheten får et riktigst mulig beslutningsgrunnlag når det avgjøres om vind- og/eller solkraftverket skal bygges.

Selv om konsekvensutredning i to omganger er krever noe mer ressurser kan en slik utredningsprosess bidra til et godt begrunnet valg av tiltaksplassering.

I dette forslaget til utredningsprogram påpekes for noen fag at utredning i tidligfase og når tiltaket er ferdigprosjektert anbefales særskilt.

Forslag til utredningsprogram legger ikke vekt på tillatelsesprosessen. En avklaring av hvordan denne prosessen skal være er derimot uansett veldig viktig, ettersom den avviker fra prosessen som gjelder på Fastlands-Norge. Det har ikke vært bygget vindkraftverk og bakkemonterte solkraftverk i større skala på Svalbard før, slik at man ikke kan falle tilbake til presedens fra lignende tiltak.

9.2 Merknad til forslag til utredningsprogram

Dette forslaget til utredningsprogram er utarbeidet på grunnlag av «NVEs forslag til mal for konsekvensutredningsprogram for vindkraftverk på land» (NVE, 2022)). Store deler av NVEs tekst er overtatt ordrett eller med mindre omformuleringer. Det er derimot gjort tilpasninger og kompletteringer til stedlige forhold på Svalbard.

På dette grunnlaget er programmet blitt utvidet for å også omfatte utredning av solkraftverk. NVE har utarbeidet en veileder for konsekvensutredning av solkraft, sist oppdatert 1.juni 2023. Veilederen tar for seg hvordan tiltaket skal beskrives, samt hvilke virkninger for miljø og samfunn som skal eller bør utredes. Veilederen og konsesjonshandsaming av solkraftverk i Norge er fremdeles i under utvikling da det ikke har blitt bygd større bakkemonterte solkraft i Norge per sommer 2023.

Noen kapitler fra NVEs forslag er derimot utelatt, ettersom prosessen og bakgrunnen på Svalbard skiller seg betydelig fra situasjonen på Fastlands-Norge og det regnes med at myndigheten som er ansvarlig skal vurdere saken er godt innsatt i omstendighetene til prosjektet.

Kapitler eller temaer som ikke er tatt med i utredningsprogrammet er følgende:

- Krav til begrunnelse for tiltaket
- Krav til beskrivelse av energiproduksjon og kostnader

- Klimatilpasning
- Folkehelse

Et nytt kapittel «Forandringer i byggegrunnens beskaffenhet og egenskaper» er lagt til for å få utredet Svalbardspesifikke utfordringer i byggegrunnen knyttet til gruvedrift og optining av permafrost.

9.3 Tiltaksbeskrivelse

I tilfeller der vind- og solkraftverk er samlokalisert utredes de samlet. Om vindkraftverk og solkraftverk er plassert på forskjellige steder, utredes de hver for seg.

Tiltaket vises på kart og beskrives med minst følgende elementer:

- Komponenter og arealinngrep innenfor planområdet, herunder
 - Vindturbiner (navhøyde, høyde til vingespiss)
 - Inngjerding av solkraftverket, samt plassering av paneler
 - Transformatorstasjon
 - Internveier
 - Oppstillingsplasser
 - Bygninger
 - Riggplasser
 - areal for mellomagring av komponenter og/eller masser
 - hjelpeanlegg
- Traseer for adkomstvei
- Sikringstiltak mot steinsprang eller snøras, dersom aktuelt
- Levegger for å forhindre oppsamling av fokksnø ved solkraftverk eller knyttet til vindparken
- Aktuell ilandføringssteder (havner) for turbinkomponenter

Usikkerheten i tiltaksbeskrivelsen beskrives, herunder hva som kan bli endret i den videre

detaljplanleggingen av tiltaket. Det skal redegjøres for hvilke forhold som vil bli nærmere avklart og beskrevet i en detaljplan, dersom det blir gitt konsesjon.

Det totale arealbehovet beregnes. Både midlertidig arealbruk i anleggsperioden og den permanente arealbruken i driftsperioden (etter istandsetting), skal tallfestes.

Behov for uttak av masser i forbindelse med bygging av tiltaket beskrives og vises på kart. Behov for planering av grunnen må beskrives.

Det beskrives hvordan nødvendig transport knyttet til realisering av tiltaket er tenkt gjennomført.

Forventet type og mengde avfall, og håndtering av dette beskrives herunder resirkuleringsmuligheter ved nedlegging.

Kilder til forurensning i anleggs- og driftsfasen beskrives, herunder estimeres mengde olje i vindturbiner og transformatorstasjoner samt oljeforbruk ved drift av kraftverket. For tiltak i forurenset grunn, skal risiko for spredning beskrives.

Det skal beskrives hvordan vindturbinene skal merkes etter forskrift om rapportering m.m. av luftfartshinder.

Det skal fremgå av beskrivelsen hva som er midlertidig arealbruk i anleggsperioden og hva som er permanent arealbruk i driftsperioden (etter istandsetting). Gi en kort beskrivelse av hvordan arealinngrepene

tiltaket medfører planlegges tilbakeført etter endt konsesjonsperiode. Tiltak for å minimere arealbruken i anleggsperioden beskrives særskilt.

Det skal brukes bilder fra eksisterende vindkraftverk eller andre sammenlignbare utbygginger for å illustrere de ulike inngrepene:

Dersom det ulike utbyggingsalternativer er aktuelle beskrives og vises disse på kart. I tilfeller der utbygging i flere trinn vurderes, beskrives disse og muligheten for senere utvidelser vises på kart.

- beskrive, og vise på kart, ulike utbyggingsalternativer for vindkraftverket dersom dette er aktuelt
- beskrive, og vise på kart, dersom det vurderes som aktuelt med en senere utvidelse av vindkraftverket

9.4 Nullalternativ og andre planer

Forholdet til andre planer beskrives kort:

- Offentlige planer
- Områder som er vernet, eller planlagt vernet, etter relevante lover. Det skal vurderes hvordan tiltaket eventuelt kan påvirke verneformålet, hvordan tiltaket kan tilpasses vernet og opplyses om det er behov for søknad om dispensasjon fra vernebestemmelsene.

Nullalternativet beskrives, dvs. forventet situasjon i plan og influensområdet dersom vindkraftverket ikke blir realisert, i tråd med Miljødirektoratets Veileder «Konsekvensutredninger for klima og miljø» M-1941 (Miljødirektoratet, 2023).

Andre kjente planer om kraftverk, kraftledninger og større utbygginger/arealinngrep i Longyearbyen og i Adventdalen med tilgrensende fjellområder beskrives.

Det angis hvilke offentlige tillatelser tiltaket krever og det skal opplyses om status for innhenting av disse.

Det skal beskrives hvilke privatrettslige tillatelser som vil være nødvendige for gjennomføringen av tiltaket.

9.5 Flom, skred og overvann

Risiko for, og konsekvenser av, naturskade på tiltaket vurderes og beskrives. Planlegges hele eller deler av tiltaket i områder som kan være flom eller skredutsatt skal det utføres en kartlegging av reell fare. Vurderingene skal også inkludere farer som kan oppstå knyttet til et varmere klima og opptining av permafrost.

Kartleggingen skal svare ut kravene til sikkerhet som gjelder for den sikkerhetsklassen eller tiltakskategorien som tiltaket plasseres i (tilsvarende TEK17 §§ 7 2 og 7 3). Eventuelle faresoner skal kartfestes for aktuelle tiltak og gjentaksintervall. Det må dokumenteres at tiltaket kan bygges med tilfredsstillende sikkerhet mot flom og skred, og uten å øke faren for tredjepart.

Eventuelle nødvendige risikoreduserende tiltak, for å ivareta sikkerheten tilsvarende kravene i TEK17 kapittel 7, skal beskrives konkret.

Det skal dokumenteres at tiltaket kan bygges med tilfredsstillende sikkerhet mot skade fra overvann uten å øke faren for tredjepart.

Håndtering av overvann og isgang må beskrives, og trygg bortledning må planlegges med tilstrekkelig kapasitet helt til resipient.

Tidspunkt for utredningen

Det anbefales å utrede temaet så fort som mulig på overordnet nivå for det eller de alternativer som vurderes valgt for å utredes i neste prosjektfase. Dersom denne overordnede prosjekteringen viser at det er behov for tiltak må disse prosjekteres i tilstrekkelig detaljeringsgrad for at konsekvensutredninger og risikoanalyse kan gjennomføres på et realistisk grunnlag.

9.6 Forandringer i byggegrunnens beskaffenhet og egenskaper

Byggegrunnens beskaffenhet og egenskaper skal vurderes generelt, mtp tidligere gruvedrift og i lyset av et varmere klima som kan føre til at permafrost tiner opp. Vurderingen skal også omfatte en beskrivelse av forutsetninger som må være oppfylt for at vind- og solkraftverk skal kunne fundamenteres trygt over tid.

Metode og gjennomføring

Utredningen baseres på tilgjengelig informasjon, kontakt med offentlige myndigheter og gruveselskapet. Usikkerheten i vurderingene omtales. Dersom det er nødvendig å utføre mer inngående undersøkelser for å få et godt grunnlag for prosjekteringen av tiltak spesifiseres disse.

Tidspunkt for utredningen

Det anbefales å utrede temaet så fort som mulig for det eller de alternativer som vurderes valgt for å utredes i neste prosjektfase. Da kan viktige tiltak tas med i prosjekteringen og samtidig vil myndigheter og befolkning få et godt faktagrunnlag for å diskutere ulike plasseringer.

9.7 Klimatilpasning

Det beskrives hvordan tiltaket er utformet for å være tilpasset et fremtidig endret klima. Aktuelle tiltak for klimatilpasning for de ulike delene av tiltaket skal vurderes og beskrives, herunder dimensjonering og plassering med tanke på fremtidige ekstremværhendelser. Høye alternativer for nasjonale klimaframskrivninger skal legges til grunn.

9.8 Samfunnssikkerhet

Identifisere uønskede mulige hendelser, vurdere risiko og sårbarhet og identifisere tiltak for å håndtere ev. risiko og sårbarhet i en ROS-analyse. Iskast og naturfare (flom, skred og overvann) skal inngå i analysen, samt en kartlegging av komponenter med brannrisiko og hvilke konsekvensreducerende tiltak som kan iverksettes.

Metode og gjennomføring

ROS-analysen skal gjennomføres med anerkjent metodikk etter gjeldende veileder for risiko- og sårbarhetsanalyser i planlegging fra DSB.

Tidspunkt for utredningen

Det anbefales å utrede temaet så fort som mulig for det eller de alternativer som vurderes valgt for å utredes i neste prosjektfase. Da kan viktige tiltak tas med i prosjekteringen og samtidig vil myndigheter og befolkning få et godt faktagrunnlag for å diskutere ulike plasseringer.

9.9 Elektronisk kommunikasjon

Det skal utredes om det er sannsynlig at tiltaket kan medføre skadelig interferens på eksisterende elektroniske kommunikasjonsnett eller elektroniske kommunikasjonstjenester (kalt «ekom» videre).

Avbøtende tiltak foreslås i samsvar med retningslinjene om ivaretagelse av ekom, dersom det er sannsynlig at skadelig interferens kan oppstå

Metode og gjennomføring

Kongsberg Satellite Services (KSAT), EISCAT Svalbard Radar Aktuelle og ekom-aktører skal kontaktes for informasjon om ekom-nett og ekom-tjenester som kan bli påvirket og mulige avbøtende tiltak.

Tidspunkt for utredningen

Det anbefales å utrede temaet så fort som mulig for det eller de alternativer som vurderes valgt for å utredes i neste prosjektfase. Da kan viktige tiltak tas med i prosjekteringen og samtidig vil myndigheter og befolkning få et godt faktagrunnlag for å diskutere ulike plasseringer.

9.10 Luftfart

Lufthavner i influensområdet beskrives, herunder ut- og innflyvningsprosedyrer og hinderflater i restriksjonsplaner.

Kommunikasjons-, navigasjons-, radar- og overvåkingssystemer som benyttes av luftfartsaktører i influensområdet beskrives.

Det vurderes om tiltaket

1. vil gi virkninger for lufthavner, herunder ut- og innflyvningsprosedyrer og hinderflater i restriksjonsplanen(e).
2. vil gi virkninger for kommunikasjons-, navigasjons-, radar- og overvåkingssystemer tilknyttet luftfart.
3. vil gi ytterligere hindringer for luftfarten, spesielt for lavtflygende fly og helikoptre.

Videre vurderes om det er behov for avbøtende tiltak og beskrive aktuelle tiltak

Metode og gjennomføring

Avinor og Luftfartstilsynet skal kontaktes for vurdering av tiltakets mulige virkninger. Aktuelle operatører av lavtflygende fly og helikopterselskaper skal også kontaktes, herunder ruteflyginger, luftambulansflyginger, redningshelikoptertjenesten, politihelikopter samt annen næringsmessig flyging i det aktuelle området som reinleting, turistflyging mm.

Tidspunkt for utredningen

Det anbefales å utrede temaet så fort som mulig for det eller de alternativer som vurderes valgt for å utredes i neste prosjektfase. Da kan viktige tiltak tas med i prosjekteringen og samtidig vil myndigheter og befolkning få et godt faktagrunnlag for å diskutere ulike plasseringer.

9.11 Vær og/eller kystradarer

Plassering av vær-/kystradarer innenfor 50 km fra planområdet beskrives og det vurderes om tiltaket vil gi virkninger for vær-/kystradarer

Behovet for avbøtende tiltak vurderes og aktuelle tiltak beskrive.

Metode og gjennomføring

Meteorologisk Institutt og Kystverket skal kontaktes for vurdering av tiltakets mulige virkninger.

Tidspunkt for utredningen

Det anbefales å utrede temaet så fort som mulig for det eller de alternativer som vurderes valgt for å utredes i neste prosjektfase. Da kan viktige tiltak tas med i prosjekteringen og samtidig vil myndigheter og befolkning få et godt faktagrunnlag for å diskutere ulike plasseringer.

9.12 Støy

Det utarbeides støysonekart for vindkraftverket med kartfestede soner for 40, 45, 50 og 55 L_{den} dBA. Bygninger med beregnet støynivå over L_{den} 40 dB skal angis på kartet. Det skal oppgis støynivå og avstand til nærmeste vindturbin for alle bygninger med et støynivå på over L_{den} 40 dBA.

1. beskrive støy fra tilhørende transformatorstasjoner og ev. andre installasjoner
2. beregne ev. sumstøy fra andre støykilder
3. vurdere hvordan støy fra vindkraftverket og transformatorstasjoner, og ev. sumstøy fra andre støykilder, kan påvirke støyfølsom bebyggelse og friluftsliv
4. vurdere sannsynlighet for spesielle støyvirkninger, jf. NVE og Miljødirektoratets kunnskapsgrunnlag om virkninger av vindkraft
5. vurdere behovet for avbøtende tiltak og beskrive aktuelle tiltak

For et solkraftverk gjøres det en vurdering basert på erfaring fra tidligere prosjekt om støy fra anlegget kan påvirke støyfølsom bebyggelse. Støysonekart for solkraftverket utarbeides dersom det er hensiktsmessig.

Metode og gjennomføring

Utredningen skal følge krav og veiledning i *Retningslinje for behandling av støy i arealplanlegging* ((Klima- og miljødepartementet, 2021)) og *Veileder om behandling av støy i arealplanlegging* ((Miljødirektoratet, 2021)). Det skal redegjøres for metodebruk. Støysonekart skal utarbeides i henhold til beregningsmetoder i Miljødirektoratets veileder M-2061.

Tidspunkt for utredningen

Dersom en plassering nær Longyearbyen vurderes valgt for bygging av vindparken anbefales å utrede støy så fort som mulig. Da vil man få et godt vurderingsgrunnlag og tiltaket ev. kan tilpasses noe for å minimere støykonsekvenser. Dersom en plassering velges som befinner seg i god avstand til støymottakere kan man ev. vente med en slik beregning til vindturbin layout, -type er bestemt, slik at denne beregningen kun trenger å gjennomføres en gang.

9.13 Skyggekast

Omfanget av skyggekast fra vindturbinene beskrives og for plasseringer som ligger nærmere enn 2 km fra nærmeste hus eller hytte beregnes skyggekast. Det skal utarbeides et kart som viser omfanget av skyggekast for berørte helårs- og fritidsboliger. Det skal oppgis tidspunkt og varighet for berørte helårs- og fritidsboliger, samt avstand til vindturbin(e). Temaet trenger ikke utredes for plassering Adventdalen øst.

Det vurderes hvordan skyggekast fra vindturbinene kan påvirke bebyggelse, friluftsliv og ev. andre aktiviteter i plan- og influensområdet

Behovet for avbøtende tiltak vurderes og aktuelle tiltak beskrives.

Metode og gjennomføring

Utredningen skal utarbeides i henhold til NVEs veileder *Skyggekast fra vindkraftverk*. Det skal redegjøres for metodebruk.

Tidspunkt for utredningen

Dersom en vindparkplassering i nærhet til Longyearbyen vurderes valgt, anbefales å utrede skyggekastning så fort som mulig, slik at man får et godt vurderingsgrunnlag og for at tiltaket ev. kan tilpasses noe for å minimere skyggekastkonsekvenser. Dersom en plassering velges som befinner seg i god avstand til støymottakere kan man vente med en slik beregning til vindturbin layout, -type er bestemt.

9.14 Vann- og grunnforurensning

Arealer som kan påvirkes ved avrenning fra sprengning og masseforflytning ved utbygging av tiltaket, eller ved utslipp av olje og andre kjemikalier skal kartfestes.

Vannverk, enkeltbrønner og avsatte reservevannkilder, med tilhørende nedbørfelt, som kan påvirkes ved avrenning kartlegges og vises på kart

Sannsynlighet for forurensning vurderes

Det vurderes hvordan tiltaket kan påvirke drikkevannskilder med tilhørende nedbørfelt

Dagens bruk av plan- og influensområdet og tiltaksplaner for berørte vannområder vurderes og hvilke virkninger tiltaket kan få for vassdrag.

Dersom utbygger allerede har planlagte tiltak for å forhindre forurensning av drikkevann og vassdrag, herunder ev. etablering av alternativ vannforsyning, skal disse beskrives.

Behovet for ytterligere avbøtende tiltak vurderes og aktuelle tiltak beskrives.

Metode og gjennomføring

Eiere/drivere av vannverk, reservevannkilder og enkeltbrønner, og myndigheter skal kontaktes i forbindelse med utredningen. Informasjon om dagens bruk av plan- og influensområdet og tiltaksplaner for vannområdene skal innhentes.

Tidspunkt for utredningen

Det anbefales å utrede temaet så fort som mulig. Da vil man få et godt vurderingsgrunnlag og tiltaket ev. kan tilpasses noe for å minimere konsekvenser for vann- og grunnforurensning.

9.15 Kulturminner og kulturmiljø

Kjente automatisk fredete, vedtaksfredete, nyere tids kulturminner og kulturmiljø i plan- og influensområdet beskrives og vises på kart.

Kulturminnenes og kulturmiljøenes verdi vurderes, og det utarbeides et verdikart.

Direkte, indirekte og visuelle virkninger av tiltaket for kulturminner og kulturmiljø vurderes.

Tiltak som kan redusere ev. negative virkninger i anleggs- og/eller driftsfasen beskrives.

Det redegjøres kort for datagrunnlag og metoder som er benyttet for å vurdere virkningene av tiltaket. Usikkerheten i vurderingene skal drøftes.

Metode og gjennomføring

Utredningen skal gjennomføres i tråd med Riksantikvaren og Miljødirektoratets veileder M-1941 *Konsekvensutredninger for klima og miljø* (Miljødirektoratet, 2023), og NVEs *Visuell innvirkning på kulturminner og kulturmiljø – Vindkraft og kraftledninger* (NVE, 2008).

For vurdering av fjernvirkninger for kulturmiljø skal utreder for landskap konsulteres.

Kulturmiljøforvaltningen hos Sysselemesteren skal kontaktes for vurdering av potensialet for funn av automatisk fredete kulturminner i plan- og influensområdet, informasjon om behov for kulturminne- eller arkeologisk registrering og vurdering av om det mangler informasjon om viktige forhold.

Tidspunkt for utredningen

Det anbefales at kulturminnefagpersoner inkluderes i prosjekteringsteamet helt fra begynnelsen av prosjekteringen. Særlig atkomstveien til flere mulige lokaliteter forventes å være i konflikt med kulturminner. Gjennom tett samarbeid mellom kulturminneutreder og prosjekterende vil det være mulig å minimere konsekvenser for tema kulturminner.

Når det tekniske prosjektet er ferdigstilt, vil selve konsekvensutredningen kunne utføres.

9.16 Lokalt og regionalt næringsliv

Antatt behov for varer og tjenester beskrive. Det beskrives hvor mange arbeidsplasser en kan regne med i anleggs- og driftsfasen.

Det vurderes hvordan tiltaket kan påvirke lokalt og regionalt næringsliv, herunder reiselivsnæringen og sysselsetting og verdiskaping

Metode og gjennomføring

Myndigheter og lokalt/regionalt næringsliv skal kontaktes for informasjon om dagens situasjon og planlagte aktiviteter/utbygginger

Tidspunkt for utredningen

Ingen spesielle anbefalinger

9.17 Mineralressurser

Registrerte mineralforekomster beskrives, herunder uttak i drift og områder med utvinningsrettigheter, i plan- og influensområdet og vise disse på kart. Potensialet for av hittil ukjente mineralressurser vurderes.

Tiltakets påvirkning på viktige forekomster med mineralske ressurser, uttak i drift og områder vurdere med utvinningsrettigheter, herunder hvordan tiltaket påvirker tilgangen til ressursene.

Det beskrives hvordan tiltaket kan påvirke undersøkelsesvirksomheten, dersom tiltaket berører tildelte rettigheter om undersøkelser etter statens mineraler.

Det beskrives, hvilke tiltak som kan redusere eventuelle negative virkninger i anleggs- og/eller driftsfasen.

Metode og gjennomføring

Oppdaterte databaser for mineralressurser og Direktoratet for mineralforvaltning med Bergmesteren for Svalbard (DMF) benyttes i den grad de er tilgjengelige.

Det skal undersøkes om tiltaket berører masseuttak, bergrettigheter og gamle gruver. DMF har også datasett med undersøkelsesrapporter som kan gi utfyllende informasjon om mineralske ressurser i området.

Ved vurdering av potensial for funn av mineralressurser skal det vurderes om eksisterende kunnskapsgrunnlag er godt nok for å identifisere eventuelle konflikter med mineralske ressurser, uten å gå videre med utdypende geologiske undersøkelser.

I områder med rettigheter etter minerallovens kapittel 4 om undersøkelsesrett og kapittel 6 om utvinningsrett skal rettighetshaver etter mineralloven kontaktes for informasjon og vurdering av behov for tilpasninger. I områder med uttak i drift skal tiltakshaver kontaktes for informasjon.

Grunneier(e) og DMF kontaktes for relevant informasjon.

Tidspunkt for utredningen

Ingen spesielle anbefalinger

9.18 Landskap

Landskap og landskapsverdier i plan- og influensområdet beskrives og vises på kart.

Tiltakets virkninger for landskap og landskapsverdier vurderes, herunder virkninger knyttet til skjæringer, fyllinger og massetak

Det utarbeides et teoretisk synlighetskart som viser vindkraftverkets synlighet inntil 20 kilometer fra planområdet.

Det skal utarbeides visualiseringer som gir et representativt inntrykk av tiltakets visuelle virkninger på nær avstand (opp til ca. 2-3 km) og midlere avstand (fra ca. 3-10 km). Fotostandpunktene og -retning skal vises på et oversiktskart. Visualiseringsstandpunkter skal bestemmes i en samrådsprosess, der interessenter kan spille inn viktige standpunkter. For et solkraftverk skal det utarbeides visualiseringer nært og lengre unna (0-5 km), avhengig av solkraftverkets størrelse. Visualiseringene av solkraftverket skal gi en god forståelse av de planlagte inngrepene.

Visuelle virkninger knyttet til lysmerkingen av vindturbinene beskrives og vurderes.

Tiltak som kan redusere eventuelle negative virkninger i anleggs- og/eller driftsfasen vurderes og beskrives.

Det redegjøres kort for datagrunnlag og metoder som er benyttet for å vurdere virkningene av tiltaket. Usikkerheten i vurderingene skal drøftes. Basert på dette skal behovet for for- og etterundersøkelser vurderes. Dersom det vurderes som aktuelt med for- og etterundersøkelser, skal det beskrives hvordan de gjennomførte utredningene kan inngå i et forskningsdesign for slike undersøkelser.

Metode og gjennomføring

Utredningen skal gjennomføres med anerkjent metodikk etter gjeldende KU-veileder fra Miljødirektoratet og Riksantikvaren, og NVE veileder 1/2015 *Veileder for vurdering av landskapsvirkninger ved utbygging av vindkraftverk*. Visuelle virkninger skal også vurderes for andre relevante temaer, som for eksempel kulturmiljø og friluftsliv.

Omfang av feltarbeid og faglig kvalifikasjonskrav for utreder skal beskrives.

Visualiseringene skal utføres som fotomontasjer og/eller 3D-visualisering. Fagutreder skal velge ut representative fotostandpunkt utover de som er spesifisert i dialog med interessenter/samrådsgruppe. Aktuelle fotostandpunkt kan være ved bebyggelse, ferdselsårer, friluftslivsområder, utkikkspunkt, turistattraksjoner og kulturmiljøer der tiltaket kan bli synlig.

Synlighetsmodellering for aktuelle layouter med spesifisering av synlighet på 1, 5, 10 og eventuelt 20 km avstand (avhengig av synlighet fra befolket område). Modelleringen skal gjøres utfra totalhøyde på turbinene (til vingetuppen) og i navhøyde (begrenset til turbiner med hinderbelysning).

Dersom det eksisterer relevante LIDAR-data for plan- og influensområdet, skal disse benyttes i utredningen.

Tidspunkt for utredningen

Ingen spesielle anbefalinger

9.19 Naturmangfold

Naturtyper

Det gjennomføres kartlegging av naturtyper i planområdet og aktuelle traseer for adkomstvei

Det vurderes hvordan tiltaket kan påvirke naturtyper i planområdet og aktuelle traseer for adkomstvei. Virkningene for naturtyper av nasjonal eller vesentlig regional interesse skal spesielt vurderes, jf. innsigelsesrundskriv T-2/16

Tiltak som kan redusere eventuelle negative virkninger i anleggs- og/eller driftsfasen beskrives.

Det redegjøres for datagrunnlag og metoder som er benyttet for å vurdere virkningene av tiltaket. Usikkerheten i vurderingene skal drøftes. Basert på dette skal behovet for for- og etterundersøkelser vurderes. Dersom det vurderes som aktuelt med for- og etterundersøkelser, skal det beskrives hvordan de gjennomførte utredningene kan inngå i et forskningsdesign for slike undersøkelser.

Metode og gjennomføring

Utredningen skal gjennomføres med anerkjent metodikk etter gjeldende KU-veileder fra Miljødirektoratet.

Vegetasjon

Potensialet for funn av hittil ukjente forekomster av rødlistede og forvaltningsprioriterte arter i planområdet og aktuelle traseer for adkomstvei, jf. gjeldende norsk rødliste for arter vurderes.

Arealer med høyt potensiale for rødlistede og forvaltningsprioriterte arter kartlegges, dersom disse kan bli vesentlig berørt av tiltaket.

Det vurderes hvordan tiltaket kan påvirke truede, fredede og prioriterte arter av planter (inkludert moser), sopp og lav i planområdet og aktuelle traseer for adkomstvei, herunder tiltakets virkninger for økosystemene som er viktige økologiske funksjonsområder for disse artene.

Tiltak som kan redusere eventuelle negative virkninger i anleggs- og/eller driftsfasen beskrives.

Det redegjøres kort for datagrunnlag og metoder som er benyttet for å vurdere virkningene av tiltaket. Usikkerheten i vurderingene skal drøftes. Basert på dette skal behovet for for- og etterundersøkelser vurderes. Dersom det vurderes som aktuelt med for- og etterundersøkelser, skal det beskrives hvordan de gjennomførte utredningene kan inngå i et forskningsdesign for slike undersøkelser.

Metode og gjennomføring

Utredningen skal gjennomføres med anerkjent metodikk etter gjeldende KU-veileder fra Miljødirektoratet. Gjeldende norsk rødliste for arter og prioriterte arter i henhold til naturmangfoldloven § 23 skal benyttes.

Fugl

Det utarbeides en oversikt over fuglearter i plan- og influensområdet som kan bli vesentlig berørt av tiltaket, med spesielt fokus på arter på gjeldende rødliste for arter (Svalbard), prioriterte arter, ansvarsarter, jaktbare arter rovfugl/ugler, samt ev. andre arter som er særlig sårbare for kollisjoner med vindturbiner.

Det vurderes hvordan tiltaket kan påvirke fuglearter, jf. opplisting ovenfor. Herunder skal områdets verdi som trekklokalitet, fare for kollisjoner og redusert/forringet økologisk funksjonsområde vurderes.

Potensialet for funn av hittil ukjente forekomster av rødlistede og forvaltningsprioriterte arter i plan- og influensområdet vurderes.

Tiltak som kan redusere eventuelle negative virkninger i anleggs- og/eller driftsfasen beskrives.

Det redegjøres kort for datagrunnlag og metoder som er benyttet for å vurdere virkningene av tiltaket. Usikkerheten i vurderingene skal drøftes. Basert på dette skal behovet for for- og etterundersøkelser vurderes. Dersom det vurderes som aktuelt med for- og etterundersøkelser, skal det beskrives hvordan de gjennomførte utredningene kan inngå i et forskningsdesign for slike undersøkelser.

Metode og gjennomføring

Utredningen skal gjennomføres med anerkjent metodikk etter gjeldende KU-veileder fra Miljødirektoratet. Lokale og regionale myndigheter og organisasjoner, samt personer med relevant lokalkunnskap, skal kontaktes. Det skal foretas feltbefaring på hensiktsmessig tid av året med hensyn til hekketider og ev. trekkseong. Sensitive opplysninger skal merkes unntatt offentlighet og oversendes NVE som et eget dokument.

Svalbardrein

Svalbardreinens bruk av arealer i plan- og influensområdet beskrives, herunder svalbardreinens økologiske funksjonsområder.

Det vurderes hvordan tiltaket kan påvirke svalbardrein, herunder områdets verdi som økologisk funksjonsområde.

Tiltak som kan redusere eventuelle negative virkninger i anleggs- og/eller driftsfasen beskrives.

Det redegjøres kort for datagrunnlag og metoder som er benyttet for å vurdere virkningene av tiltaket. Usikkerheten i vurderingene skal drøftes. Basert på dette skal behovet for for- og etterundersøkelser vurderes. Dersom det vurderes som aktuelt med for- og etterundersøkelser, skal det beskrives hvordan de gjennomførte utredningene kan inngå i et forskningsdesign for slike undersøkelser

Metode og gjennomføring

Utredningen skal gjennomføres med anerkjent metodikk etter gjeldende KU-veileder fra Miljødirektoratet. Lokale myndigheter skal kontaktes for vurdering av potensiell påvirkning og effekt.

Annet dyreliv inkludert isbjørn og polarrev

Registreringer av kritisk truede, sterkt truede og sårbare arter, jf. gjeldende norsk rødliste for arter beskrives.

Potensialet for funn av hittil ukjente forekomster av rødlistede og forvaltningsprioriterte arter i plan- og influensområdet vurderes.

Det vurderes om tiltaket kan påvirke kritisk truede, sterkt truede og sårbare arter, herunder områdets verdi som økologisk funksjonsområde for slike arter.

Tiltak som kan redusere eventuelle negative virkninger i anleggs- og/eller driftsfasen beskrives.

Det redegjøres kort for datagrunnlag og metoder som er benyttet for å vurdere virkningene av tiltaket. Usikkerheten i vurderingene skal drøftes. Basert på dette skal behovet for for- og etterundersøkelser vurderes. Dersom det vurderes som aktuelt med for- og etterundersøkelser, skal det beskrives hvordan de gjennomførte utredningene kan inngå i et forskningsdesign for slike undersøkelser.

Metode og gjennomføring

Utredningen skal gjennomføres med anerkjent metodikk etter gjeldende KU-veileder fra Miljødirektoratet. Lokale og regionale myndigheter og organisasjoner, samt personer med relevant lokalkunnskap, skal kontaktes. Sensitive opplysninger skal merkes unntatt offentlighet og oversendes NVE som et eget dokument.

Fremmede arter

Det utarbeides en oversikt over eventuelle fremmede arter etter gjeldende fremmedartsliste for Svalbard.

Behovet for avbøtende tiltak som hindrer spredning av fremmede arter i anleggs- og driftsperioden vurderes.

Metode og gjennomføring

Utredningen skal gjennomføres med anerkjent metodikk etter gjeldende KU-veileder fra Miljødirektoratet.

Sammenhengende naturområder med urørt preg

Sammenhengende naturområder med urørt preg i plan- og influensområdet beskrives, med fokus på faktiske arealkonsekvenser, fragmentering og andre relevante faktorer.

Det vurderes hvordan tiltaket påvirker sammenhengende naturområder med urørt preg, herunder beregne eventuelle endringer i arealer definert som inngrepsfri natur.

Metode og gjennomføring

Utredningen skal gjennomføres med anerkjent metodikk etter gjeldende KU-veileder fra Miljødirektoratet. Beregning av ev. endringer i arealer definert som inngrepsfri natur gjøres med data fra naturbase.no.

Geologisk mangfold

Områder som er definert som geologisk arv identifiseres og beskrives.

Tiltakets virkninger for slike områder vurderes.

Tiltak som kan redusere eventuelle negative virkninger i anleggs- og/eller driftsfasen beskrives

Metode og gjennomføring

Utredningen skal gjennomføres med anerkjent metodikk etter gjeldende KU-veileder fra Miljødirektoratet. Utredningen skal benytte NGUs database over geologisk arv.

Samlet belastning jf. naturmangfoldloven

Det vurderes om tiltaket og andre eksisterende eller planlagte inngrep, samlet kan påvirke forvaltningsmålene for artene og naturtypene som er kartlagt vil bli påvirket av tiltaket.

Det vurderes om tilstanden og den lokale, regionale og/eller nasjonale bestandsutviklingen til disse artene/naturtypene kan bli vesentlig påvirket.

Metode og gjennomføring

I vurderingen skal det legges vekt på tiltakets virkninger for eventuelle forekomster av viktige naturtyper jf. Miljødirektoratets håndbok 13, utvalgte naturtyper i henhold til naturmangfoldloven § 52 og økosystemer som er viktige økologiske funksjonsområder for truede arter i gjeldende norsk rødliste for arter og prioriterte arter i henhold til naturmangfoldloven § 23. *Veileder Naturmangfoldloven kapittel II* kan legges til grunn i utredningene.

Tidspunkt for naturmiljøutredninger

Det anbefales at fagperson(er) for tema naturmiljø inkluderes i prosjekteringsteamet helt fra begynnelsen av. Allerede når vindmålemast reises bør det vurderes, om utstyr kan monteres på målemasten som gir et godt grunnlag for å vurdere konsekvenser for fugl og andre dyrearter. Ved prosjektering av adkomstveien bør viktige naturområder unngås berørt i størst mulig grad.

Når det tekniske prosjektet er ferdigstilt, vil selve konsekvensutredningen kunne utføres.

9.20 Friluftsliv

Det er ikke utført kartlegging av friluftsområder på Svalbard. For best mulig kunnskapsgrunnlag vil dagens bruk av plan- og influensområdet til friluftsliv, herunder jakt og fiske beskrives. Viktige turstier med mer skal vises på kart. Alternative friluftsområder med tilsvarende aktivitetsmuligheter omtales kort. Det samlede kunnskapsgrunnlaget benyttes videre til inndeling av delområder for friluftsliv.

Tiltakets virkninger for friluftslivsområder og dagens bruk av plan- og influensområdet til friluftslivsaktiviteter skal vurderes.

- beskrive tiltak som kan redusere eventuelle negative virkninger i anleggs- og/eller driftsfasen
- kort redegjøre for datagrunnlag og metoder som er benyttet for å vurdere virkningene av tiltaket. Usikkerheten i vurderingene skal drøftes. Basert på dette skal behovet for for- og etterundersøkelser vurderes. Dersom det vurderes som aktuelt med for- og etterundersøkelser, skal det beskrives hvordan de gjennomførte utredningene kan inngå i et forskningsdesign for slike undersøkelser.

Metode og gjennomføring

Utredningen skal gjennomføres med anerkjent metodikk etter gjeldende KU-veileder fra Miljødirektoratet og Miljødirektoratets veileder M98-2013: *Kartlegging og verdsetting av friluftslivsområder* (Miljødirektoratet , 2013).

Myndigheter og organisasjoner, samt personer med relevant lokalkunnskap, skal kontaktes.

Tidspunkt for utredningen

Konsekvensutredningen vil gi en bred kontaktflate mot friluftinteresserte. Det anbefales derfor å begynne med kartlegging og verdsetting av friluftsområdene som kan bli berørt tidligst mulig. På denne måten kan interessentenes innspill tas hensyn til så mye som mulig.

Når det tekniske prosjektet er ferdigstilt, vil selve konsekvensutredningen kunne utføres.

10 Referanseliste

- Arsdatabanken. (2023). Hentet fra <https://www.artsdatabanken.no/>
- Artsdatabanken. (2021). *Norsk rødliste for arter* .
- Elven, R. & Elvebakk, A. (2002). *Sibirstarr Carex bigelowii ssp. arctisibirica på Svalbard - og noe om stivstarr-komplekset C. bigelowii coll.. Blyttia. 60: 50-58.*
- Frimannslund, I., Thiis, T., Ferreira, A. D., & Thorud, B. (2022). *Impact of solar power plant design parameters on snowdrift accumulation and energy yield.* Elsevier.
- Hagen, D. & Prestø, T. (2007). *Biologisk Mangfold-Temareport som grunnlag for arealplan for Longyearbyen planområde. NINA.*
- ISO. (2018). *ISO 9060:2018 Solar energy — Specification and classification of instruments for measuring hemispherical solar and direct solar radiation.* ISO (the International Organization for Standardization).
- Iver Frimannslund, T. T. (2021). Polar solar power plants – Investigating the potential and the design challenges,. *Solar Energy*,, 224, 35-42.
- Klima- og miljødepartementet . (2021). *Retningslinje for behandling av støy i arealplanlegging, T-1442.*
- Liléo, S., Berge, E., Undheim, O., Klinkert, R., & Bredesen, R. E. (2013). *"Long-term correction of wind measurements. State-of-the-art, guidelines and future work.* Elforsk report 13:18.
- LJFF. (2023). *Longyearbyen jeger- og fiskerforening.* Hentet fra ljff.info
- Longyearbyen Lokalstyre. (2023). *Energiplan Longyearbyen.* Longyearbyen, Svalbard.
- Miljødirektoratet . (2013). *Kartlegging og verdsetting av friluftsområder.*
- Miljødirektoratet . (2023). *Kartleggingsinstruks 2023: Kartlegging av terrestriske naturtyper etter NiN2.* Hentet fra <https://www.miljodirektoratet.no/publikasjoner/2022/januar/kartleggingsinstruks-kartlegging-av-terrestriske-naturtyper-etter-nin/>
- Miljødirektoratet . (2023). *Veileder-1941, Konsekvensutredninger for klima og miljø.*
- Miljødirektoratet. (2021). *Veileder om behandling av støy i arealplanlegging, M-2061.*
- Norges vassdrags-og energidirektorat, Riksantikvaren og Miljødirektoratet . (2015). *Veileder for vurdering av landskapsvirkninger ved utbygging av vindkraftverk .*
- Norsk polarinstitutt. (2018). *Kunnskapsgrunnlag for Nedre Adventdalen.*
- Norsk Polarinstitutt. (2023). *TopoSvalbard.* Hentet fra <https://toposvalbard.npolar.no/>
- NVE . (2008). *Visuell innvirkning på kulturminner og kulturmiljø – Vindkraft og kraftledninger.*
- NVE. (2022). *NVEs forslag til mal for konsekvensutredningsprogram for vindkraftverk på land.*
- Nyhammer, F. (2004). *Vindforhold på Platåberget - Svalbard, (KVT/FKN/2004/008).* Kjeller Vindteknikk.
- Riksantikvaren. (2023). *Askeladden.*
- Stortinget Norge. (2023). *Svalbardmiljøloven . Norge .*

SUNPOINT. (2023). *SUn in Norway: POtential and INTegration of the solar energy resource*,. Hentet fra <https://ife.no/project/sunpoint/>.

Svalbard Turn. (2023). *Topptrimmen*. Hentet April 2023 fra <https://svalbardturn.no/topptrimmen/>

Sysselembannen på Svalbard . (2010). Teknisk industrielle kulturminner i Longyearbyen med omegn, Verneverdi og forvaltning.

Sysselembannen på Svalbard . (2013). *Katalog prioriterte kulturminner og kulturmiljøer på Svalbard*. Longyearbyen .

Sysselembannen på Svalbard . (2013). *Kulturminneplan for Svalbard 2013-2023*. Longyearbyen .

Sysselembannen på Svalbard. (2019). *Melding om oppstart av arbeid med forvaltnings- og verneplaner*. Hentet fra <https://www.sysselembannen.no/contentassets/7c8ba46ccd774c61a14e1c8c1617402d/oppstartmelding.pdf>

Sysselembannen på Svalbard . (2022). *Verneforslag for nedre Adventdalen*. Hentet fra <https://www.sysselembannen.no/om-sysselembannen/miljoern/forvaltning-av-verneomrader/pagaende-forvaltningsplaner/verneforslag-for-nedre-adventdalen/>

Tennbakk, B., Fiksen, K., Borsche, T., Grøndahl, R., Jarstein, S., & Ramm, B. (2018). *Alternativer for framtidig energiforsyning på Svalbard*. Oslo: THEMA.

Visit Svalbard. (2023). *Fottur til Platåfjellet*. Hentet April 2023 fra <https://www.visitsvalbard.com/inspirasjon/various/en-lokal-favoritt-fottur-til-platafjellet>

Wold, O., Solvang R. & Breili, A. . (2013). *Biologisk mangfold på Svalbard lufthavn*,.

Vedlegg A Vindkartberegninger – KVTMeso

A.1 Vindkartberegninger – KVTMeso

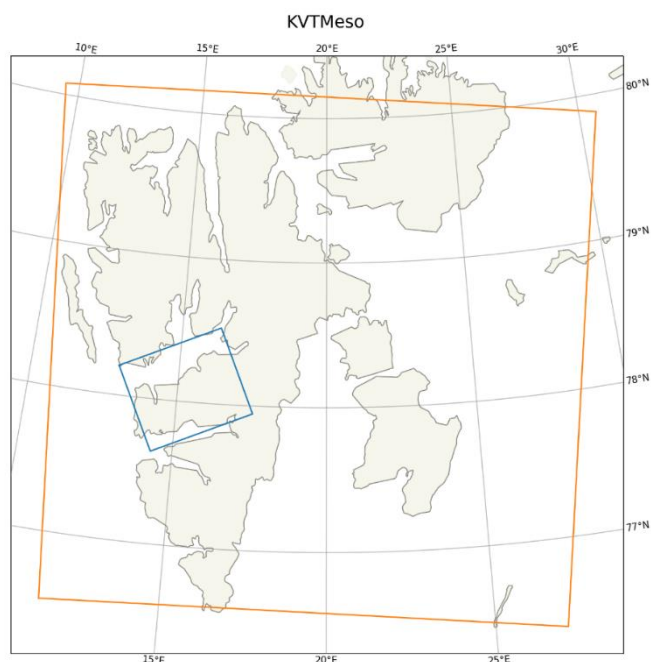
I dette arbeidet har vi benyttet WRF⁵ versjon 4.1.2 med utbedringer som forklart av Iversen et al (2021)⁶, og satt denne opp til å nedskalere reanalysedatasettet ERA5⁷, fra ECMWF, til en horisontal oppløsning på 300 m x 300 m og med vertikal oppløsning på 51 lag. Dette gir åtte modellnivåer mellom bakken og 200 m høyde. Datasettet angir meteorologiske parametere på timebasis og omtales videre som KVTMeso300.

Viktige input til modellen er terrengdata, der terrengmodellen TopoSvalbard (50 m oppløsning) ble benyttet. Markslag ble hentet fra USGS og korrigert der det var nødvendig. Simuleringen er utført for året 2003.

Mikrofysikken er aerosol-følsom Thompson skjema, og grenselaget er parameterisert med MYNN-skjemaet. Stråling er parameterisert med RRTMG-skjemaet med skyfraksjonsopsjon av Sundqvist et al (1989)⁸.

I tillegg benyttes en lengre tidsserie der WRF er satt opp til horisontal oppløsning på 4 km x 4 km og 32 vertikale lag (KVTMeso4). Denne nedskaleres også ERA5, og benytter Thompson-skjema for mikrofysikk og YSU for grenselaget. Simuleringen dekker perioden 2001-2018.

Modelldomene er vist i Figur A-10-1.



Figur A-10-1: Oversikt over modellenes utstrekning. KVTMeso300 i blått og KVTMeso4 i oransj.

⁵ <https://www.mmm.ucar.edu/models/wrf>

⁶ Emilie C. Iversen, Gregory Thompson and Bjørn Egil Nygaard, 2021: Improvements to melting snow behavior in a bulk microphysics scheme, Atmospheric Research, vol. 253, 105471, doi: 10.1016/j.atmosres.2021.105471.

⁷ <https://www.ecmwf.int/en/forecasts/dataset/ecmwf-reanalysis-v5>

⁸ Sundqvist H, Berge E. and J. E. Kristjánsson, 1989: Condensation and cloud parameterization studies with a Mesoscale Numerical Weather Prediction Model, Monthly Weather Review (117), doi: 10.1175/1520-0493(1989)117<1641:CACPSW>2.0.CO;2

Vedlegg B Produksjonsberegninger vindkraft

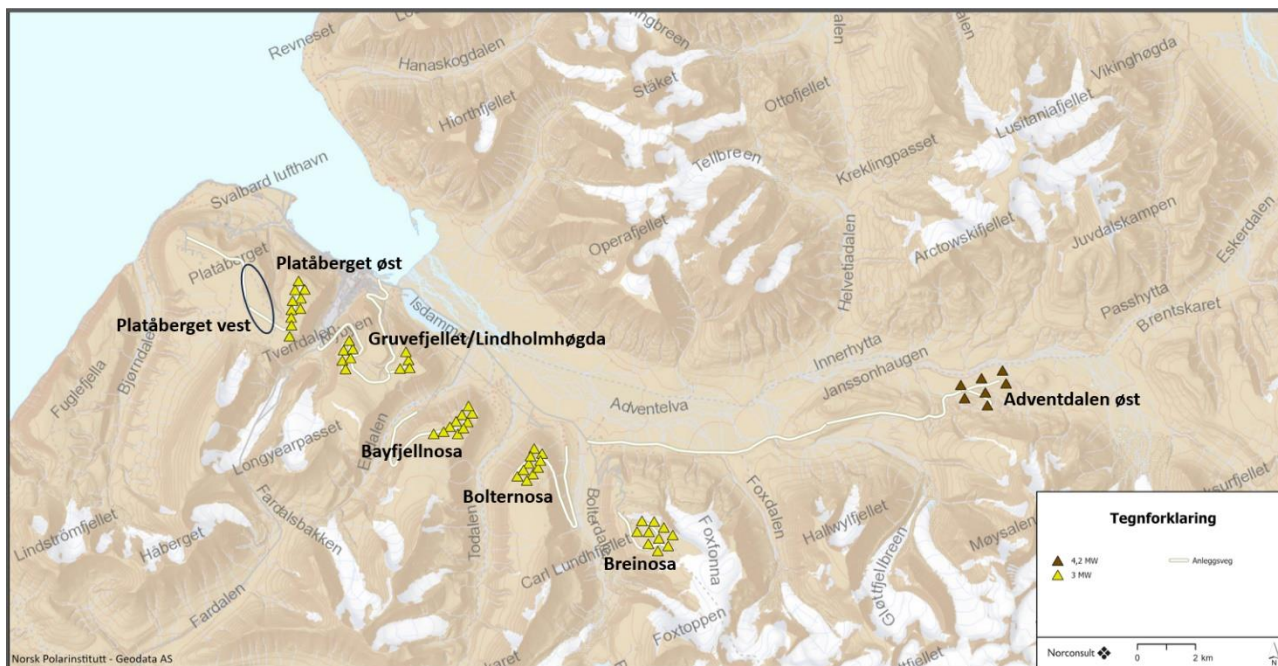
Tabell 10-1 Produksjonsberegninger for Enercon E82 E4 2.35

Resultater	Platåberget Vest	Platåberget Øst	Bayfjellnosa	Bolternosa	Breinosa	Adventdalen Vest	Adventdalen Øst
	Enercon E82 E4 2.35	Enercon E82 E4 2.35	Enercon E82 E4 2.35	Enercon E82 E4 2.35	Enercon E82 E4 2.35	Enercon E82 E4 2.35	Enercon E82 E4 2.35
Turbintype							
Antall turbiner	7	7	7	7	7	7	7
Navhøyde [m.o.b]	58,9	58,9	58,9	58,9	58,9	58,9	58,9
Installert effekt per turbin [MW]	2,35	2,35	2,35	2,35	2,35	2,35	2,35
Total installert effekt [MW]	16,45	16,45	16,45	16,45	16,45	16,45	16,45
Gjennomsnittlig vindhastighet i turbinpunktene [m/s]	6,4	6,3	6,1	6,1	6,4	6,7	6,6
Brutto årlig energiproduksjon (AEP) [GWh/år]	39,7	39,4	37,8	36,6	39,1	43,5	42,2
Produksjonstap:							
Vaketap	3,0 %	2,1 %	3,0 %	3,1 %	5,2 %	6,5 %	2,5 %
Generelle tap	5,5 %	5,5 %	5,5 %	5,5 %	5,9 %	6,0 %	6,0 %
Ising* og slitasje	2,0 %	2,2 %	3,3 %	3,0 %	9,1 %	1,0 %	0,7 %
Turbinytelse	3,0 %	3,0 %	3,0 %	3,0 %	3,0 %	3,0 %	3,0 %
Totale tap	12,9 %	12,2 %	14,0 %	13,9 %	21,4 %	15,6 %	11,8 %
Netto årlig produksjon (P50) [GWh/år]	35	35	32	32	31	37	37
Spesifikk energiproduksjon [GWh/MW]	2,1	2,1	2,0	1,9	1,9	2,2	2,3
*Antiisingssystem er forutsatt i alle områdene, selv om det i Adventdalen kan være aktuelt å utelate antiising på grunn av lavere isingsklasse							

Tabell 10-2 Produksjonsberegninger for Vestas 150-4.2. Plasseringen av disse turbiner er ikke helt den samme som i layouten vist i Figur 2-3. På grunn av svært høye isingsverdier i denne beregningen ble turbinene i etterfølgende arbeid plassert så lavt som mulig på fjellene.

Resultater	Platåberget Vest	Platåberget Øst	Bayfjellnosa	Bolternosa	Breinosa	Adventdalen Øst	Diabasodden
	Vestas V150-4.2	Vestas V150-4.2	Vestas V150-4.2	Vestas V150-4.2	Vestas V150-4.2	Vestas V150-4.2	Vestas V150-4.2
Turbintype							
Antall turbiner	4	4	4	4	4	4	4
Navhøyde [m.o.b]	105	105	105	105	105	105	105
Installert effekt per turbin [MW]	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2
Total installert effekt [MW]	16,8	16,8	16,8	16,8	16,8	16,8	16,8
Gjennomsnittlig vindhastighet i turbinpunktene [m/s]	6,5	6,4	6,3	6,2	6,6	6,4	7,5
Brutto årlig energiproduksjon (AEP) [GWh/år]	50,7	50,6	49,6	47,9	52,0	54,8	66,1
Produksjonstap:							
Vaketap	2,2 %	1,8 %	1,5 %	1,6 %	2,0 %	2,4 %	4,8 %
Generelle tap	5,5 %	5,5 %	5,5 %	5,5 %	5,5 %	5,7 %	5,8 %
Ising og slitasje*	4,5 %	4,5 %	5,5 %	6,0 %	11,5 %	1,0 %	0,5 %
Turbinytelse	3,0 %	3,0 %	3,0 %	3,0 %	3,0 %	3,0 %	3,0 %
Totale tap	14 %	14 %	15 %	15 %	20 %	12 %	13 %
Netto årlig produksjon (P50) [GWh/år]	43,4	43,5	42,3	40,6	41,3	48,4	57,3
Spesifikk energiproduksjon [GWh/MW]	2,6	2,6	2,5	2,4	2,5	2,9	3,4
*Antiisingssystem er forutsatt på alle isingstap							

Vedlegg C Kart over vindkraftalternativer

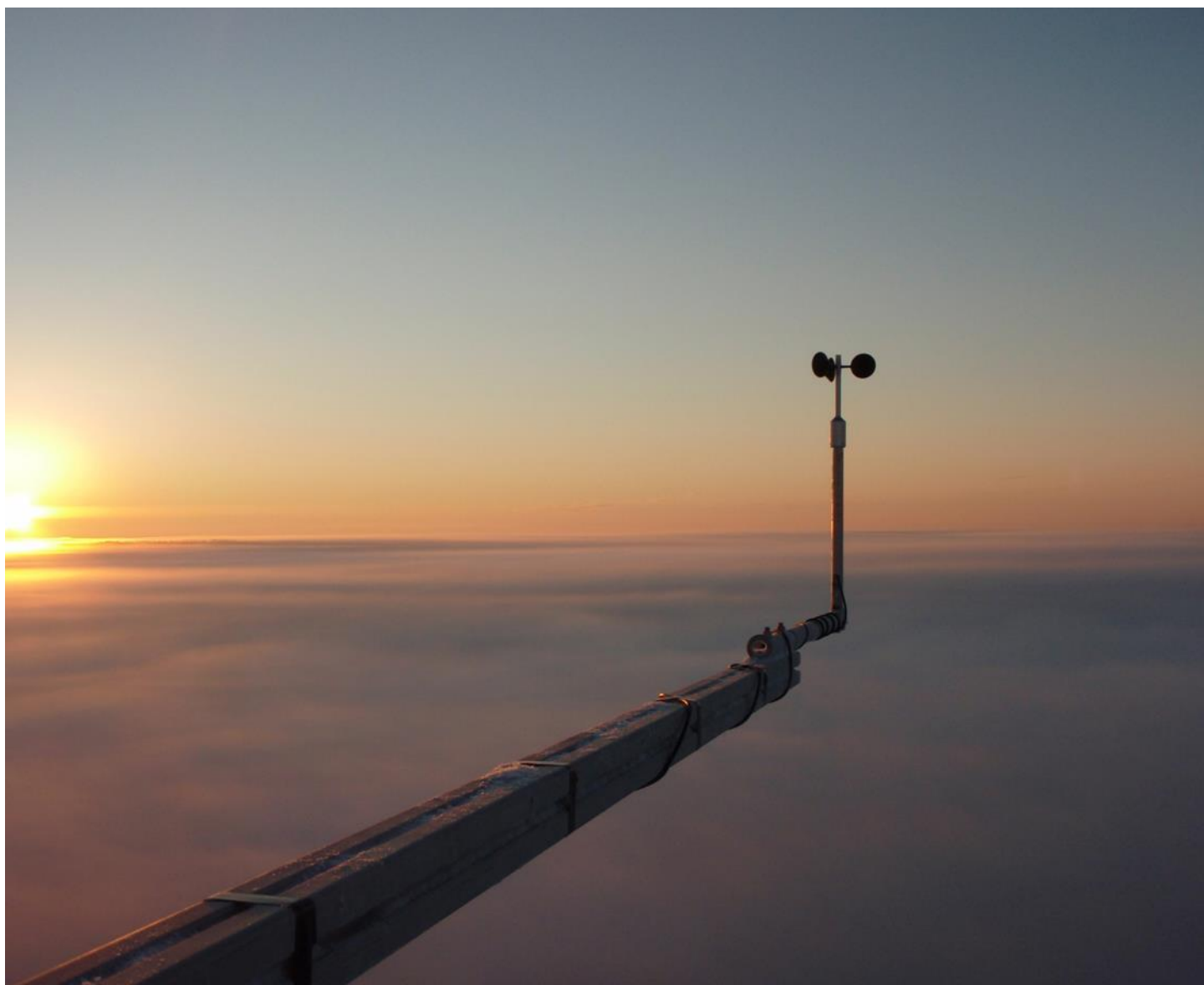


Vedlegg D Ekstremvindrapport

Svalbard Energi AS

► Return levels of wind speed at possible wind turbine locations near Longyearbyen

Assignment no.: 52208004 Document no.: KVT/2023/R033/ASH Version: J02 Date: 2023-10-05



Client: Svalbard Energi AS
Client's Contact Person: Joachim Karlsen
Consultant: Norconsult AS, Tærudgata 16, NO-2004 Lillestrøm
Assignment Manager: Franziska Ludescher-Huber
Technical Advisor: Amund S. Haslerud

J02	2023-10-05	Oppdatert kundenavn	Dina Ch. Martinsen	Franziska Ludescher	Franziska Ludescher
J01	2023-06-14	Final version	Amund S. Haslerud	Bjørn Egil Nygaard	Franziska Ludescher
Version	Date	Description	Prepared by	Checked by	Approved by

This document has been prepared solely for the Client. No third party may rely on the document and Norconsult AS shall have no liability towards any third party.

► Summary

This report analyses the extreme wind speeds at four locations near Longyearbyen, estimated from model simulations. Expected 50-year return levels of 10-minute average wind speeds range from 34.6 m/s to 44.3 m/s at 10 m height and 41.4 m/s to 45.6 m at 123 m height. 50-year return levels of 3-second averaged wind speeds (gusts) at 10 m height are estimated in the range 45.4 – 58.4 m/s for the analysed sites. At 123 m height, the range is 52.6 – 57.5 m/s. The results indicate that Breinosa is the has slightly stronger gusts at 10 m than at 123 m.

Contents

1	Introduction	6
2	Method	7
2.1	Synthesized time series	7
2.2	Return levels of wind speed	7
2.3	Estimating return levels of 3-seconds average winds	8
3	Results	10
3.1	Modelled return levels of 10-minute average winds	10
3.2	Modelled return levels of 3-seconds average winds	13
4	References	15
Appendix A	KVTMeso	16
A.1	Input data	16

1 Introduction

This report estimates the 50-year return level of wind speed at four locations considered for wind turbines near Longyearbyen. The locations are shown in Figure 1-1.



Figure 1-1: Locations where return levels of wind speed are estimated.

2 Method

2.1 Synthesized time series

The KVTMeso300 data is compared to and related to the reference KVTMeso4 on an hourly basis with a quantile regression technique (QQ). Further information on the methodology can be found in [1] (in which it is described as the U&N method). Wind speed and wind direction are treated separately in this method.

The wind direction adjustment is carried out by first identifying the difference in wind direction between the KVTMeso300 and the KVTMeso4 for the prevailing wind direction of the reference data. The concurrent data are then adjusted in accordance with the wind direction difference and sorted individually in ascending order. The wind direction adjustment to be applied is found by looking at the difference between the sorted datasets using a QQ-approach. The wind directions of the fine dataset were evaluated and applied to the long-term adjustment method to better represent the extreme characteristics.

In the wind speed adjustment, the sorted wind directions are divided into 8 sectors in such a way that they all contain the same amount of data. The wind speeds in each of these sectors are sorted individually for KVTMeso300 and for KVTMeso4 to find wind speed adjustment functions. Because the upper tail of these sector-wise wind distributions may vary substantially, an adjustment is carried out to average out spurious tail variation: The strongest 10 wind speeds in each sector are replaced by two 5-data averages for the overlapping KVTMeso300 and KVTMeso4 data. The resulting relationship between the two datasets are used to downscale KVTMeso4 to KVTMeso300. Because the wind speed adjustment function is based on overlapping data only, applying it on the full reference time series will likely require extrapolation to higher wind speeds. To avoid unphysical extreme outliers the adjustment function is not used for extrapolation beyond the highest velocity in the simultaneous data; the extrapolation is instead done by following a line of 1:1 ratio.

This methodology is consistent in the manner that both the distribution of the velocity and the wind direction in the corrected timeseries (or synthesized timeseries) will be the same as for the original observed timeseries in the concurrent period, although the timing can be different. The accuracy of the timing will depend on the correlation between the site and reference data.

2.2 Return levels of wind speed

The underlying assumption in Gumbel analysis [2] is that the tail of wind distribution can be describes as:

$$P(X > X_0) = 1 - P(X \leq X_0) = 1 - F(X) = 1 - e^{-e^{-\alpha(X-b)}} = 1 - e^{-e^{-y}} \quad \text{Equation 2-1}$$

Here P is the probability that a variable, X , in a single year will exceed a given value, X_0 . $F(X)$ is then the frequency distribution of the values below X_0 . $F(X)$ is described as a double exponential function with two parameters, a and b that determines the distribution. The data used in a Gumbel analysis is a series of yearly maximum values and the parameters are determined by fitting the data to the theoretical distribution. This can be done with different methods, for example with graphical methods, method of moments, method of least squares, method of maximum likelihood and the Lieblein method [3]. The Lieblein method is by many considered to be superior, since the weights of the yearly maxima are such that the weights are largest for the values that are most frequent. The Lieblein method is less sensitive to "outliers", which might be erroneous or represent very rare events that happen to occur in the time-series. The method is also less sensitive to storms not captured, for example due to loss of measurements or if the model simulations do not capture the strongest storms correctly. The Lieblein methodology has been further developed and simplified for computer program implementation by Harris [4]. KVT has developed software that utilizes the Lieblein curve fitting in the Gumbel analysis.

In this report the Lieblein method is used for return periods up to 100 years, using $X=V^2$ in Equation 2-1.

The relation between the probability of annual exceedance, p and the corresponding return period, T , is for long return periods given by:

$$p = \frac{1}{T} \quad \text{Equation 2-2}$$

It should be noted that return periods shorter than about 5 years, the probability of annual exceedance is given by:

$$p = 1 - \exp\left(-\frac{1}{T}\right) \quad \text{Equation 2-3}$$

A wind year is defined as the period September 1 to August 31. Given that the winter season is the stormy season, there is a risk that the same storm will be responsible for two following annual maxima if a regular calendar year is used when deriving the annual maxima.

2.3 Estimating return levels of 3-seconds average winds

Short-term fluctuations in wind speed are not handled directly in a numerical weather forecast model but are parameterised. Several methods are available for this and have been evaluated at Kjeller Vindteknikk. Comparison to measurements indicates return levels of 10 m gust to be well represented when parameterized by modelled turbulent kinetic energy (TKE) of the fine scale (KVTMeso300) simulation. 3-second wind gust (U_g) time series of the fine scale simulation is first estimated:

$$U_g(z) = U(z) + 3 \cdot \sqrt{TKE(z)} \quad \text{Equation 2-4}$$

A gust factor (gf) is defined as the ratio of the gust wind to mean wind:

$$gf = \frac{U_g}{U} \quad \text{Equation 2-5}$$

Next, a sector-wise gust factor is found using the strongest winds in each sector of the fine scale simulation. Specifically, we first locate the 5 strongest winds in each sector, and for each storm we collect the estimated gust factors for high wind speeds during ± 6 hours. The median of the collected gust factors is chosen to represent the sector.

The sector-wise gust factors are then applied on the estimated sector-wise mean wind return levels.

To produce the omnidirectional extreme value (extreme value without sector condition) from sector-wise extreme values, it is assumed that wind extremes in each sector are independent. Then the probability of exceedance of a X -year value V_x (e.g. 50-year) in each sector contributes to the omnidirectional probability through a condition probability, and in sum:

$$P(V > U_x) = \sum_{i=1}^n (P(V > U_x) | D_i) \quad \text{Equation 2-6}$$

Here V is the wind speed, U_x is the omnidirectional extreme wind of X -year return period (T_x , e.g. 10-year or 50-year), and D_i is the sector.

The practical importance of Equation 2-6 is that the omnidirectional extreme wind speed may be higher than the highest sector value, especially if there are several sectors with approximately the same extreme wind speed.

The method follows the Eurocode [5] for wind load, solving for the probability p in Equation 2-7:

$$C_{prob} = \left(\frac{(1 - K \cdot \ln(-\ln(1 - p)))^n}{(1 - K \cdot \ln(-\ln(1 - p_x)))^n} \right) \quad \text{Equation 2-7}$$

where $K=0.02$, $n=0.5$ and p_x is the inverse of the return period. The procedure is as follow:

1. Make a first low guess of the omnidirectional U_x .
2. Sector-wise probability factor $C_{prob,i}$ is estimated as $U_x/U_{xsect,i}$, i.e. for all sector-wise X-year values, where i is the sector index.
3. Calculate the probability p_i matching the $C_{prob,i}$ for each sector i .
4. Sum up the sector-wise probabilities p_i and if $P = \sum(p_i) > 1/T_x$ (0.02 for 50-year return period), increase U_x incrementally and repeat step 2-4. When a given precision is reached, the iteration stops.

3 Results

Results for 10-minute and 3-second averaged wind speeds are presented below.

3.1 Modelled return levels of 10-minute average winds

Synthesizing the fine scale data with the reference simulation for each location given in Figure 1-1, we estimate return levels for each location. The modelled hourly synthesized time series of this type of model setup is found to represent 10-minute average winds well for extreme value analyses. Figure 3-1 visualises the extreme value analysis and the Gumbel-Lieblein fit to the annual extremes at 123 m height. These return levels are direction independent (omni-directional).

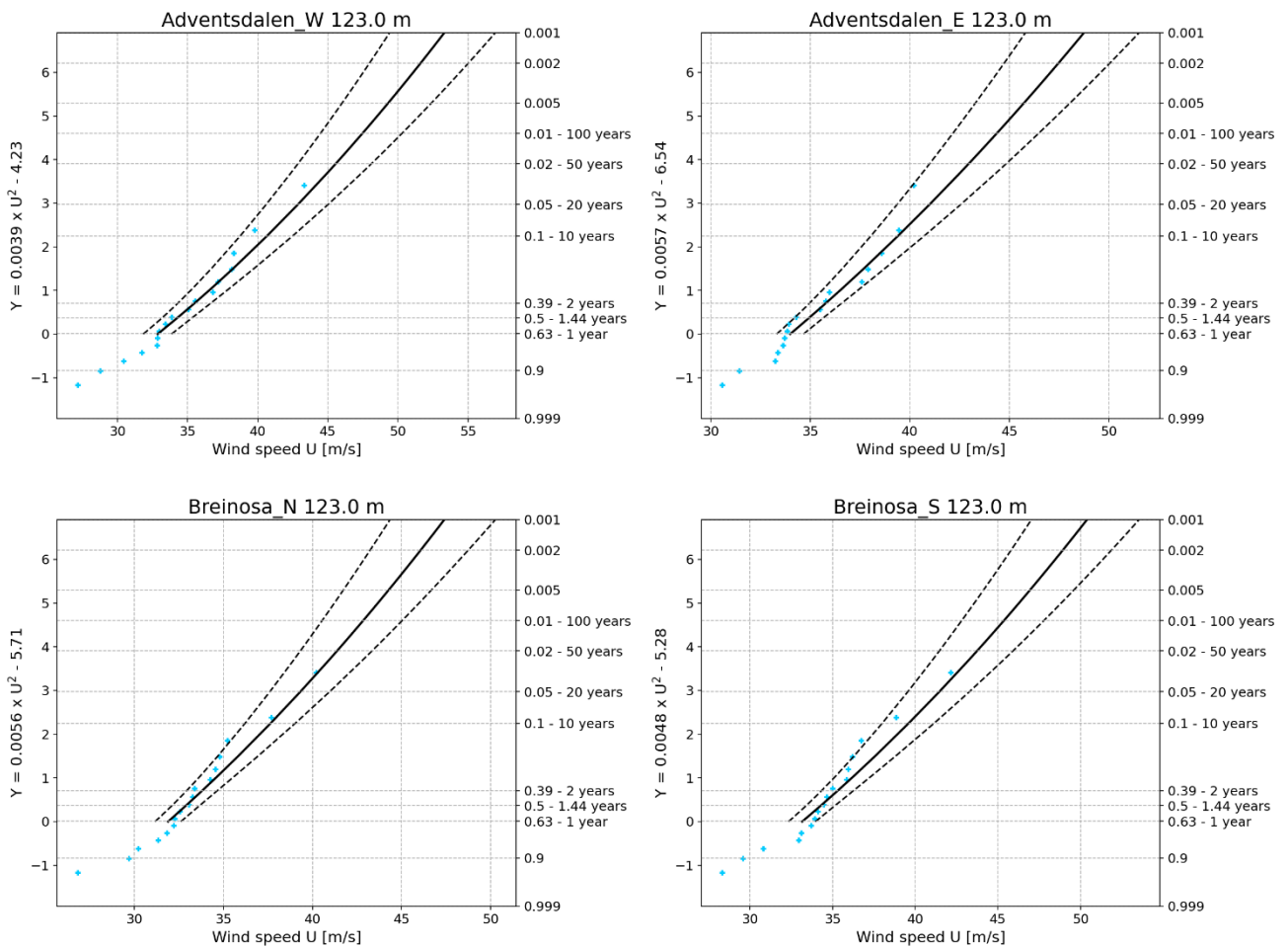


Figure 3-1: Extreme value analysis of 10-minute averaged wind speed at 123 m height in Adventsdalen and at Breinosa, based on synthesized time series.

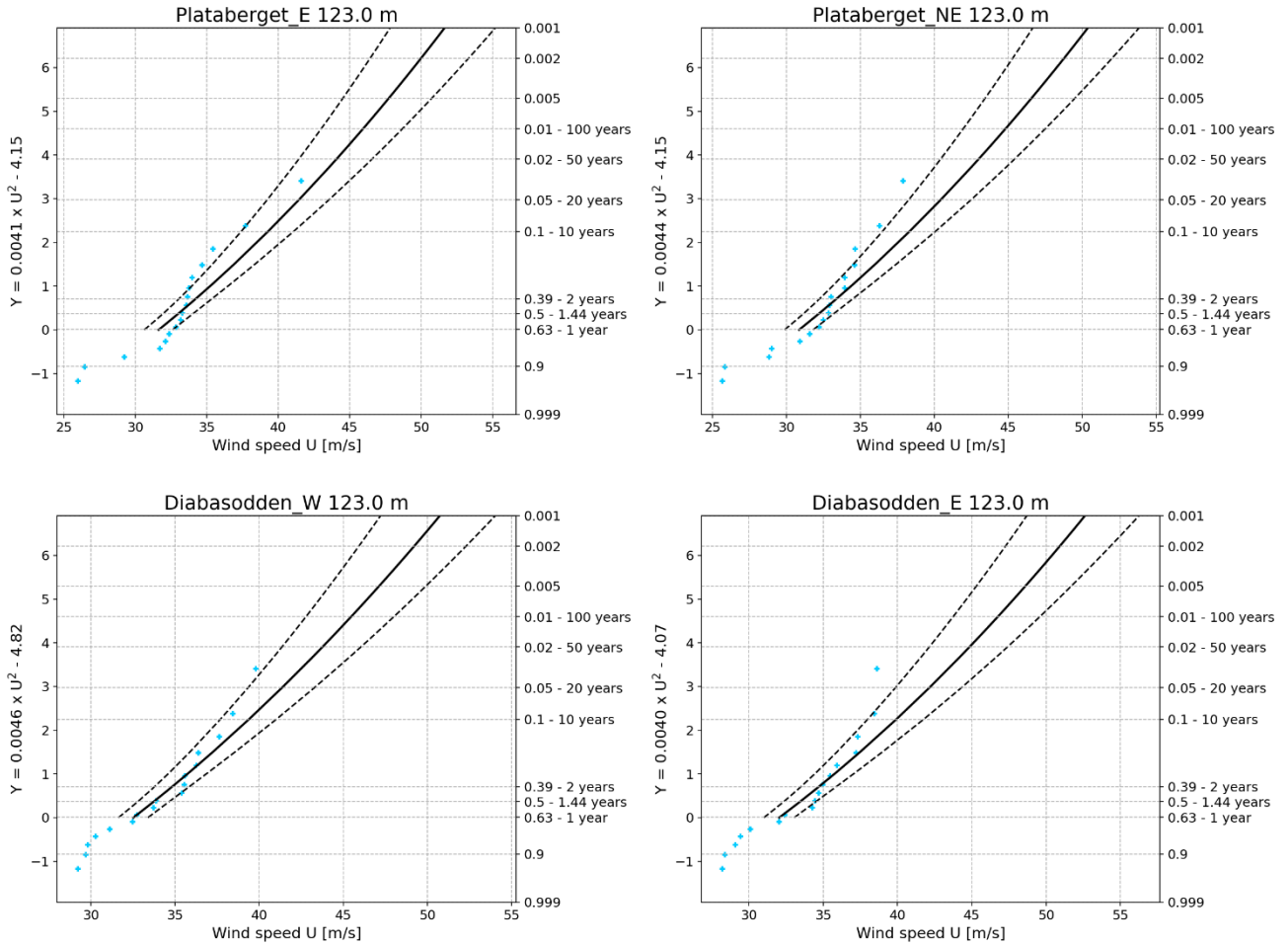


Figure 3-2: Extreme value analysis of 10-minute averaged wind speed at 123 m height at Platåberget east and at Diabasodden, based on synthesized time series. The eastern side of Platåberget is also referred to as Sverdruphamaren.

To estimate sector-wise return levels, we use the synthesized data and find the 5 annual highest wind speeds for each sector and for the omni-direction. As sector-wise coefficients we use the mean of these 5 highest wind speeds in the sector divided by the mean of the 5 highest omni-directional wind speeds. The sector coefficients are adjusted so that sector-wise return levels correspond to the omni return level.

As expected, the highest wind speeds follow the orientation of Adventsdalen. Breinosa has the highest wind speeds from east, but also from the south-southwest. For Diabasodden, the highest wind speeds are from southeast and at Platåberget/Sverdruphamaren from southeast. Sector coefficients are given at 10 m height (Table 3-1) and 123 m height (Table 3-2), showing small variation across heights.

Table 3-1: Sector coefficients to convert omni-direction return level to sector values, at 10 m height.

Sector coefficients	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330
Adventsdalen W	0.55	0.48	0.89	0.97	0.94	0.70	0.62	0.59	0.70	0.70	0.69	0.73
Adventsdalen E	0.63	0.74	0.84	0.99	0.89	0.82	0.74	0.66	0.71	0.67	0.52	0.54
Breirosa S	0.63	0.58	0.65	0.91	0.87	0.87	0.94	0.95	0.79	0.75	0.75	0.59
Breirosa N	0.51	0.58	0.88	0.77	0.89	0.86	0.92	0.95	0.91	0.74	0.68	0.56
Diabasodden W	0.48	0.67	0.50	0.97	0.93	0.88	0.74	0.74	0.79	0.69	0.58	0.50
Diabasodden E	0.72	0.73	0.61	0.98	0.93	0.64	0.51	0.68	0.67	0.77	0.63	0.49
Platåberget E	0.58	0.57	0.62	0.93	0.98	0.83	0.74	0.70	0.66	0.64	0.58	0.49
Platåberget NE	0.77	0.77	0.75	0.77	0.99	0.91	0.74	0.73	0.83	0.74	0.68	0.78

Table 3-2: Sector coefficients to convert omni-direction return level to sector values, at 123 m height.

Sector coefficients	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330
Adventsdalen W	0.65	0.67	0.60	1.00	0.75	0.75	0.76	0.75	0.70	0.72	0.63	0.66
Adventsdalen E	0.53	0.52	0.82	1.00	0.76	0.76	0.79	0.83	0.77	0.64	0.68	0.59
Breirosa S	0.52	0.47	0.81	0.83	0.87	0.87	0.89	0.96	0.93	0.71	0.73	0.60
Breirosa N	0.54	0.46	0.85	0.82	0.85	0.92	0.87	0.95	0.94	0.59	0.71	0.58
Diabasodden W	0.47	0.51	0.87	0.95	0.96	0.78	0.73	0.77	0.83	0.70	0.51	0.44
Diabasodden E	0.58	0.50	0.94	0.95	0.94	0.78	0.73	0.74	0.78	0.75	0.55	0.48
Platåberget E	0.42	0.43	0.62	0.90	0.98	0.88	0.82	0.81	0.78	0.71	0.67	0.56
Platåberget NE	0.46	0.43	0.61	0.81	0.98	0.91	0.80	0.82	0.91	0.79	0.73	0.62

The estimated sector-wise and omni-directional 50-year return values of 10-minute average wind speed at 10 m height are given in Table 3-3, showing the highest return levels at Breirosa and at Platåberget. Return levels of 10-minute average winds at 123 m height is given in Table 3-4, giving fairly similar return levels for all sites, ranging from 41.4 m/s to 45.6 m/s.

Table 3-3: 50-year return levels of 10-minute averaged wind speed, sector-wise and omnidirectional, at 10 m height. Units m/s.

50-year return level	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330	Omni
Adventsdalen W	19.0	16.8	30.9	33.9	32.8	24.3	21.6	20.5	24.6	24.6	23.9	25.4	34.9
Adventsdalen E	23.5	27.6	31.5	37.1	33.5	30.7	27.7	24.7	26.5	24.9	19.3	20.4	37.5
Breirosa S	26.5	24.4	27.4	38.5	36.6	36.8	39.7	40.1	33.3	31.9	31.8	24.7	42.2
Breirosa N	20.0	22.5	34.5	29.8	34.7	33.4	36.0	37.2	35.3	28.9	26.5	21.9	39.0
Diabasodden W	17.2	23.9	17.9	35.0	33.6	31.7	26.5	26.5	28.4	24.8	20.9	18.0	35.9
Diabasodden E	27.2	27.4	22.9	37.0	35.2	24.0	19.0	25.8	25.2	29.2	23.8	18.5	37.7
Platåberget E	22.8	22.5	24.5	36.6	38.8	32.8	29.3	27.6	25.9	25.5	22.8	19.3	39.5
Platåberget NE	28.4	28.6	27.9	28.3	36.5	33.6	27.3	26.9	30.5	27.3	25.1	28.7	37.0

Table 3-4: 50-year return levels of 10-minute averaged wind speed, sector-wise and omnidirectional, at 123 m height. Units m/s.

50-year return level	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330	Omni
Adventsdalen W	29.8	30.5	27.5	45.5	34.1	34.3	34.7	34.2	32.0	32.7	28.6	30.0	45.6
Adventsdalen E	22.8	22.4	35.4	42.8	32.8	32.6	33.8	35.7	33.3	27.3	29.3	25.5	42.9
Breirosa S	22.6	20.4	35.3	36.2	37.9	37.9	38.8	42.2	40.8	31.2	32.0	26.2	43.7
Breirosa N	22.4	19.1	35.1	34.1	35.2	38.1	35.8	39.1	38.9	24.5	29.5	23.9	41.4
Diabasodden W	20.4	22.2	38.1	41.8	42.1	34.3	31.8	33.7	36.3	30.7	22.2	19.2	43.8
Diabasodden E	26.2	22.4	42.2	42.4	42.1	35.0	32.9	33.2	35.0	33.8	24.6	21.5	44.8
Platåberget E	18.7	19.1	27.5	39.9	43.4	38.8	36.3	35.8	34.5	31.3	29.5	24.8	44.1
Platåberget NE	19.9	18.6	26.3	34.8	42.0	39.1	34.4	35.1	39.1	34.2	31.5	26.9	43.0

3.2 Modelled return levels of 3-seconds average winds

We find that the estimated surface roughness low is for most sites and sectors, even downstream of mountains. The very low turbulence in the model indicates possible katabatic winds. There is still some amount of turbulent kinetic energy in the model, making it possible to estimate reasonable gust factors.

3-second averaged wind speed is estimated as described in Section 2.3, giving 3-second gust factors listed in Table 3-5 (10 m) and Table 3-6 (123 m). The gust factors are representative for relatively complex terrain, however, some of the locations should be considered more complex. E.g. looking at the terrain around Breirosa, a higher gust factor would be expected from the southeast. The fact that the model predicts a relatively low gust factor in this sector may indicate that the model instead overestimates the 10-minute average wind speed.

Table 3-5: Estimated sector-wise gust factors to convert 10-minute averaged return levels to 3-second average return levels, at 10 m height.

Gf (3 s, 10 m)	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330
Adventsdalen W	1.21	1.20	1.27	1.31	1.29	1.20	1.27	1.28	1.28	1.28	1.28	1.29
Adventsdalen E	1.20	1.23	1.25	1.33	1.31	1.25	1.31	1.30	1.30	1.31	1.31	1.26
Breirosa S	1.41	1.38	1.36	1.39	1.34	1.40	1.39	1.38	1.37	1.37	1.38	1.37
Breirosa N	1.41	1.41	1.39	1.40	1.37	1.40	1.39	1.37	1.37	1.36	1.39	1.34
Diabasodden W	1.25	1.30	1.26	1.29	1.28	1.26	1.28	1.28	1.27	1.29	1.42	1.26
Diabasodden E	1.28	1.28	1.25	1.29	1.28	1.27	1.28	1.27	1.26	1.26	1.27	1.26
Platåberget E	1.39	1.36	1.51	1.49	1.41	1.40	1.39	1.38	1.38	1.40	1.39	1.40
Platåberget NE	1.36	1.35	1.54	1.50	1.40	1.39	1.52	1.53	1.38	1.39	1.39	1.38

Table 3-6: Estimated sector-wise gust factors to convert 10-minute averaged return levels to 3-second average return levels, at 123 m height.

Gf (3 s, 123 m)	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330
Adventsdalen W	1.26	1.23	1.26	1.27	1.26	1.26	1.24	1.27	1.25	1.25	1.25	1.26
Adventsdalen E	1.24	1.24	1.27	1.28	1.27	1.25	1.28	1.28	1.27	1.27	1.26	1.26
Breinosa S	1.37	1.38	1.35	1.37	1.36	1.37	1.36	1.36	1.35	1.35	1.35	1.35
Breinosa N	1.40	1.38	1.37	1.39	1.35	1.38	1.37	1.35	1.35	1.33	1.36	1.33
Diabasodden W	1.20	1.22	1.27	1.22	1.22	1.22	1.27	1.22	1.21	1.20	1.20	1.20
Diabasodden E	1.20	1.20	1.20	1.24	1.22	1.20	1.24	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20
Platåberget E	1.37	1.34	1.40	1.45	1.37	1.40	1.51	1.45	1.36	1.37	1.36	1.37
Platåberget NE	1.35	1.32	1.50	1.47	1.36	1.51	1.37	1.49	1.35	1.37	1.36	1.36

Combining Table 3-3 with Table 3-5 and Table 3-4 with Table 3-6, we find sector-wise return values for 3-second averaged wind speed, presented in Table 3-7 (10 m) and Table 3-8 (123 m). Omni-values are estimated as described in Section 2.3, meaning that the omni-values are not necessarily found in the sector-wise extremes.

The 50-year return levels for 3-second averaged wind speed at 10 m height are estimated to 45.4 – 58.4 m/s at the analysed sites. At 123 m height, the range is 52.6 – 57.5 m/s. Wind gust return levels generally increase with height, except at Breinosa where gusts are estimated slightly stronger at 10 m height compared to 123 m. This may be explained by the proximity to steep terrain.

Table 3-7: 50-year return levels of 3-second averaged wind speed at 10 m height. Units m/s.

	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330	Omni
Adventsdalen W	23.1	20.1	39.3	44.4	42.3	29.2	27.3	26.3	31.4	31.5	30.7	32.6	45.4
Adventsdalen E	28.2	33.8	39.2	49.4	44.0	38.3	36.3	32.1	34.6	32.8	25.3	25.7	49.7
Breinosa S	37.3	33.8	37.2	53.7	49.0	51.3	55.2	55.3	45.7	43.6	43.8	33.8	58.4
Breinosa N	28.2	31.7	47.8	41.8	47.5	46.9	50.1	51.1	48.5	39.1	36.7	29.3	53.8
Diabasodden W	21.5	31.0	22.5	45.3	43.0	40.1	34.0	34.0	36.0	31.9	29.5	22.7	46.2
Diabasodden E	34.7	34.9	28.6	47.5	45.1	30.4	24.3	32.8	31.8	36.9	30.3	23.2	48.3
Platåberget E	31.9	30.6	37.1	54.4	54.6	46.0	40.7	38.2	35.8	35.7	31.7	26.9	56.6
Platåberget NE	38.5	38.6	42.8	42.6	51.0	46.8	41.5	41.2	42.2	38.0	34.8	39.6	51.7

Table 3-8: 50-year return levels of 3-second averaged wind speed at 123 m height. Units m/s.

	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330	Omni
Adventsdalen W	36.2	36.6	33.6	55.7	41.4	41.8	41.8	41.9	38.7	39.7	34.7	36.5	55.7
Adventsdalen E	27.5	26.9	43.3	52.9	40.3	39.5	41.6	43.9	40.7	33.5	35.6	31.0	53.0
Breinosa S	29.1	26.5	45.2	46.9	48.7	48.9	49.7	54.1	52.0	40.0	41.0	33.4	56.1
Breinosa N	29.3	24.8	45.4	44.4	45.1	49.5	46.2	50.1	49.7	31.1	38.0	30.3	53.2
Diabasodden W	24.5	26.7	46.5	50.1	50.5	41.2	39.0	40.4	43.5	36.9	26.7	23.1	52.6
Diabasodden E	31.4	26.9	50.6	51.2	50.6	42.0	39.7	39.9	42.0	40.5	29.6	25.7	53.9
Platåberget E	24.1	24.3	36.0	53.4	55.9	50.7	49.7	47.8	44.2	40.5	37.9	32.0	57.5
Platåberget NE	25.4	23.5	35.9	46.9	54.1	53.6	44.4	47.7	50.0	44.1	40.6	34.5	56.4

4 References

- [1] S. Liléo, E. Berge, O. Undheim, R. Klinkert and R. E. Bredesen, “Long-term correction of wind measurements. State-of-the-art, guidelines and future work,” *Elforsk report* 13:18, 2013.
- [2] E. Gumbel, *Statistics of extremes*, Columbia University Press, 1958.
- [3] J. Lieblein, “Efficient Methods of Extreme-Value Methodology,” National Bureau of Standards, NBSIR 74-602, Washington, 1974.
- [4] R. Harris, “Gumbel re-visited - a new look at extreme value statistics applied to wind speeds,” *Journal of Industrial Aerodynamics*, pp. Volume 59, Pages 1-22, doi: 10.1016/0167-6105(95)00029-1, 1996.
- [5] EN-1991-1-4, *Eurocode 1: Actions on structures - Part 1-4: General actions - Wind actions*, 2005.
- [6] H. Sundqvist, E. Berge and J. E. Kristjánsson, “Condensation and cloud parameterization studies with a Mesoscale Numerical Weather Prediction Model,” *Monthly Weather Review*, vol. 117, no. 8, [https://doi.org/10.1175/1520-0493\(1989\)117<1641:CACPSW>2.0.CO;2](https://doi.org/10.1175/1520-0493(1989)117<1641:CACPSW>2.0.CO;2), p. 1641–1657, 1989.

Appendix A KVTMeso

Two model simulations have been applied in this work, KVTMeso300 and KVTMeso4. For this we have applied the state-of-the-art meso-scale numerical weather prediction system Weather Research and Forecasting model (WRF). A detailed description of the modelling system can be found at the WRF home page¹. The development of the WRF-model is supported by a strong scientific and administrative community in U.S.A. The number of users is large, and the code is accessible for the public.

The model setups applied here are described shortly in Table A-1. Model domains are shown in Figure A-1.

Table A-1: Details on model simulations.

Parameterisation	KVTMeso300	KVTMeso4
Horizontal resolution	300 m x 300 m	4 km x 4 km
Vertical resolution	51 levels	32 levels
Simulation period	2003	20010101-20181031
Boundary conditions	ERA5	ERA5
Micro physics	Thompson Aerosol aware (28)	Thompson (8)
PBL scheme	MYNN 2.5 (5)	YSU (1)
Land surface scheme	NOAH (2)	NOAH (2) and (4) from 2005 onwards
Surface layer scheme	MYNN (5)	MM5 (1)
Radiation	RRTMG (4) with cloud fraction by [6]	RRTMG (4) with cloud fraction by [6]
WRF version	4.2.1	3.8.1

KVTMeso300 utilises the WRF version 4.1.2 with improvements of wet snow behaviour documented by Iversen et al. (2021)². It is run in 2-month simulations with 1-day spin-up, and no spectral nudging is applied.

KVTMeso4 is run for full years and the upper air is nudged to ERA5 conditions using spectral nudging, which is useful for larger model domains where low-pressure systems may otherwise wander too far away from their real course.

A.1 Input data

The most important input data are geographical data and meteorological data. The geographical data is from the National Oceanic and Atmospheric Administration (NOAA). The data includes topography, surface data, albedo and vegetation. These parameters have high influence for the wind speed in the layers close to the ground. The model terrain of KVTMeso300 uses the detailed 50 m TopoSvalbard³ dataset to better represent the topography of Svalbard. Landuse is manually checked and corrected if necessary.

¹ <https://www.mmm.ucar.edu/models/wrf>

² Emilie C. Iversen, Gregory Thompson and Bjørn Egil Nygaard, 2021: Improvements to melting snow behavior in a bulk microphysics scheme, Atmospheric Research, vol. 253, 105471, doi: 10.1016/j.atmosres.2021.105471.

³ <https://toposvalbard.npolar.no>

For the solving of the model equations, it requires boundary conditions of the area considered. In this model setup data from the ERA5^{4,5}, reanalysis data with approximately 0.25-degree resolution, available from Copernicus Climate Change Service (C3S) is used. The simulations are set up to use input data with a 3-hours interval. No spectral nudging is used for this simulation.

ERA5 is a reanalysis dataset resultant from the assimilation of all available observation data globally into a numerical weather prediction model to create a description of the state of the atmosphere on a uniform horizontal grid and at uniformly spaced time instants. The assimilation model incorporates data from several thousand ground-based observation stations, vertical profiles from radiosondes, aircrafts, and satellites.

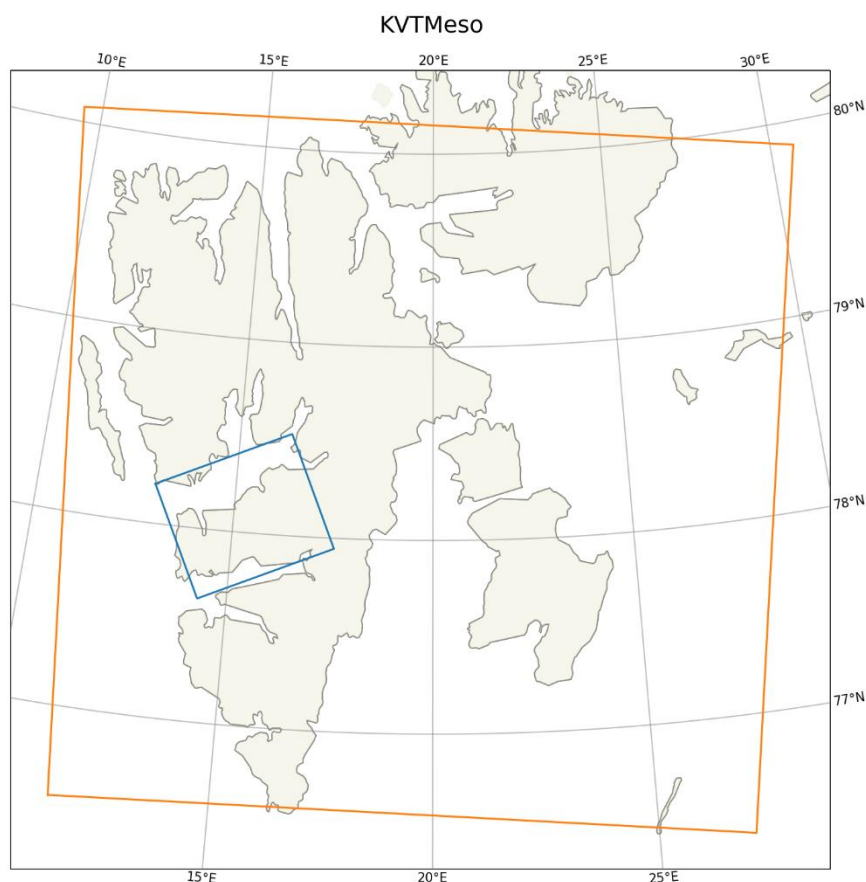


Figure A-1: Overview of the KVTMeso4 (orange) and KVTMeso300 (blue) model domains.

⁴ Copernicus Climate Change Service (C3S) (2017): ERA5: Fifth generation of ECMWF atmospheric reanalyses of the global climate. Copernicus Climate Change Service Climate Data Store (CDS).

<https://cds.climate.copernicus.eu/cdsapp#!/home>

⁵ <https://www.ecmwf.int/en/forecasts/datasets/reanalysis-datasets/era5>

Vedlegg E Solkraftutbyggingsalternativer

E.1 Hotellneset

E.1.1 Beskrivelse av utbyggingsalternativet

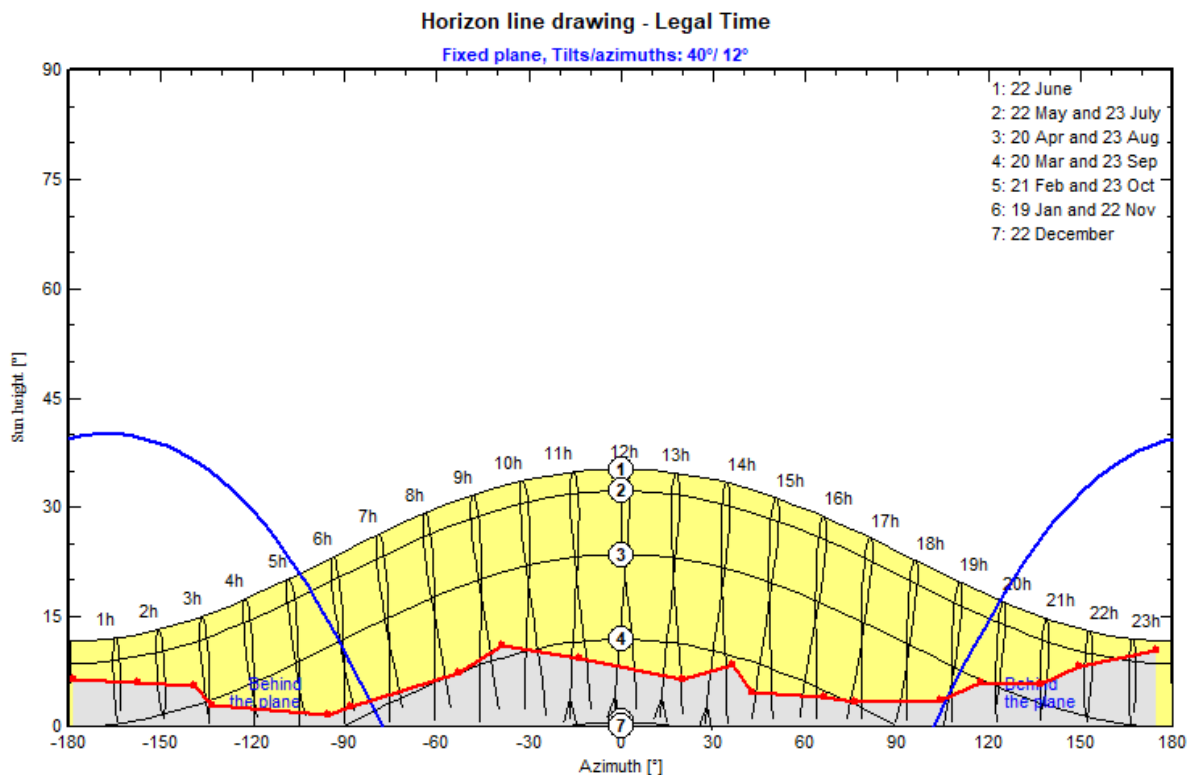
Figur 10-2 viser et område nord og et sør for lufthavnen på Hotellneset som kan benyttes til solkraftverk. De to grå arealene utgjør til sammen rundt 170 hektar, hvor 57 av disse er på nordsiden av flyplassen. Det er mye eksisterende bebyggelse i området, og indikert areal holder på det minste rundt 100 meter avstand til eksisterende bygg. Det sørlige arealet ligger tett mot nordsiden av Platåberget, og de sørligste delene av arealet har en nordlig helning.

Det er i denne fasen gjort analyser av energiproduksjonen fra et antatt representativt, mindre område innenfor de grå skraveringene. Området som er analysert, er på rundt 45 hektar og befinner seg på sørsiden av lufthavnen. Området er rundt 20 meter over havet og i hovedsak flatt. Deler av det skisserte området kan være innenfor eiendommen til Svalbard Lufthavn, og avstandskrav til rullebane, terminalbygg, teknisk utstyr m.m. må avklares.



Figur 10-2 Skisse av mulig areal for utbygging av solkraftverk på Hotellneset. Deler av arealet ligger innenfor eksisterende gjerde rundt Svalbard lufthavn.

Det er utarbeidet en horisontprofil for området basert på kartdata, som vist i Figur 10-3. Som forventet er det relativt mye skygge rett sør grunnet Platåberget. Dette forventes å påvirke energiproduksjonen.



Figur 10-3 Horisontprofil for Hotellneset

Det er utarbeidet et steds spesifikt TMY for kraftverket på Hotellneset etter metodologien beskrevet i Vedlegg F. Tabell 10-3 viser den beregnede solinnstrålingen (GHI), albedo og soiling for anlegget på Hotellneset på månedlig basis.

Tabell 10-3 Solinnstråling, albedo og soiling for Hotellneset

	Jan	Feb	Mar	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Des	År
GHI [kWh/m ²]	0,0	0,4	32,4	106,8	183,3	162,3	120,5	71,5	26,9	2,5	0,0	0,0	706,6
Albedo	0,65	0,65	0,65	0,65	0,64	0,38	0,20	0,21	0,26	0,55	0,65	0,65	0,51
Soiling [%]	71,9	62,0	62,1	24,8	1,0	1,0	1,0	1,0	1,1	30,2	38,0	69,4	30,3

E.1.2 Energiproduksjon fra solkraftverk på Hotellneset

Det er ved hjelp av et stort antall beregninger av energiproduksjonen på området kommet frem til en utbygningskonfigurasjon med 13 meter radavstand, 40 graders installasjonsvinkel og en svak rotering mot vest på 15 grader. Denne konfigurasjonen fremstår som god løsning basert på avveininger mellom blant annet skyggetap og arealbeslag. Det er også gjort overordnede vurderinger av designparametere med tanke på utfordringer med snøakkumulasjon i og rundt kraftverket. Rotasjonen mot vest får noe mindre skyggetap grunnet horisonten enn en konvensjonell sørvendt løsning. Rotasjonen er satt til 15 grader basert på høyest mulig produksjon samt at de blir parallelle med rullebanen på lufthavnen. Dette kan gi et enklere teknisk design dersom det skal bygges, og mindre areal som faller bort fra bruk grunnet kanteffekter mot yttergrensene til kraftverket.

Løsningsvalget fører til at det kan installeres 30,6 MW_p på det indikerte arealet på 45 hektar. Det må forventes at noe areal går med til nødvendig utstyr som transformatorer, interne veier o.l. Reell installert effekt på området kan derfor bli noe mindre, men dette er ikke detaljert på dette stadiet.

Et kraftverk på 30,6 MW_p forventes å produsere 24,77 GWh i året. Det tilsvarer en spesifikk ytelse på 808 kWh/kW_p. Beregningene er gjennomført med steds spesifikke TMY-filer, albedo, soiling og horisont, samt de forutsatte installasjonsparametrene.

Dersom hele arealet indikert i Figur 10-2 benyttes kan en anslagsvis installere rundt 116 MW_p med samme konfigurasjon. Dersom en antar at produksjonsforholdene er like over hele området vil det tilsvare rundt 93,7 GWh produksjon i året. Det kan forventes at det nordlige arealet har noe høyere energiproduksjon enn det sørlige grunnet lavere horisont. Tabell 10-4 oppsummerer hovedresultatene fra analysen, basert på det analyserte området, maksimalt tilgjengelig areal og justert til 30 MW_p installert i tråd med kapittel 3.2.2.

Tabell 10-4 Resultater fra produksjonsberegninger på Hotellneset.

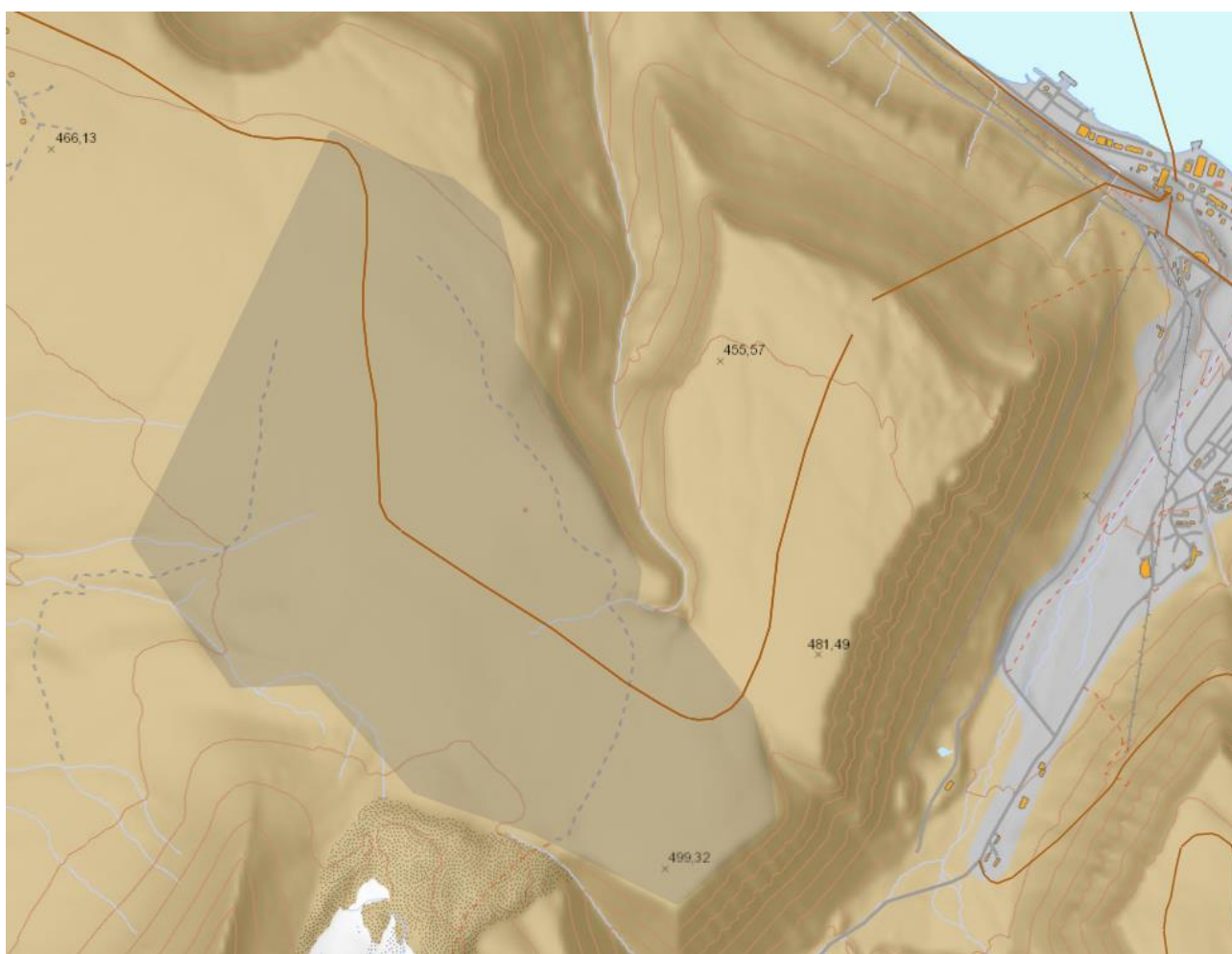
	Utnyttet areal i simulering 30,6 MW _p	Totalt tilgjengelig areal 116 MW _p *	Tilsvarende 30 MW _p *
areal [ha]	45	170	44
Installert effekt [MW _p]	30,6	116	30
Energiproduksjon [GWh]	24,77	93,7	24,24
Spesifikk ytelse [kWh/kW _p]	808		
GCR [%]	34,9		
PR[%]	84,78		
Soilingtap [%]	8,5		
Skyggetap fra horisont [%]	11,91		
Interne skyggetap [%]	4,95		
Systemtap [%]	5,8		
Energiproduksjon per areal [GWh/km ²]	55,0		

* dersom en antar like forhold ved endret tiltaksområde

E.2 Platåberget

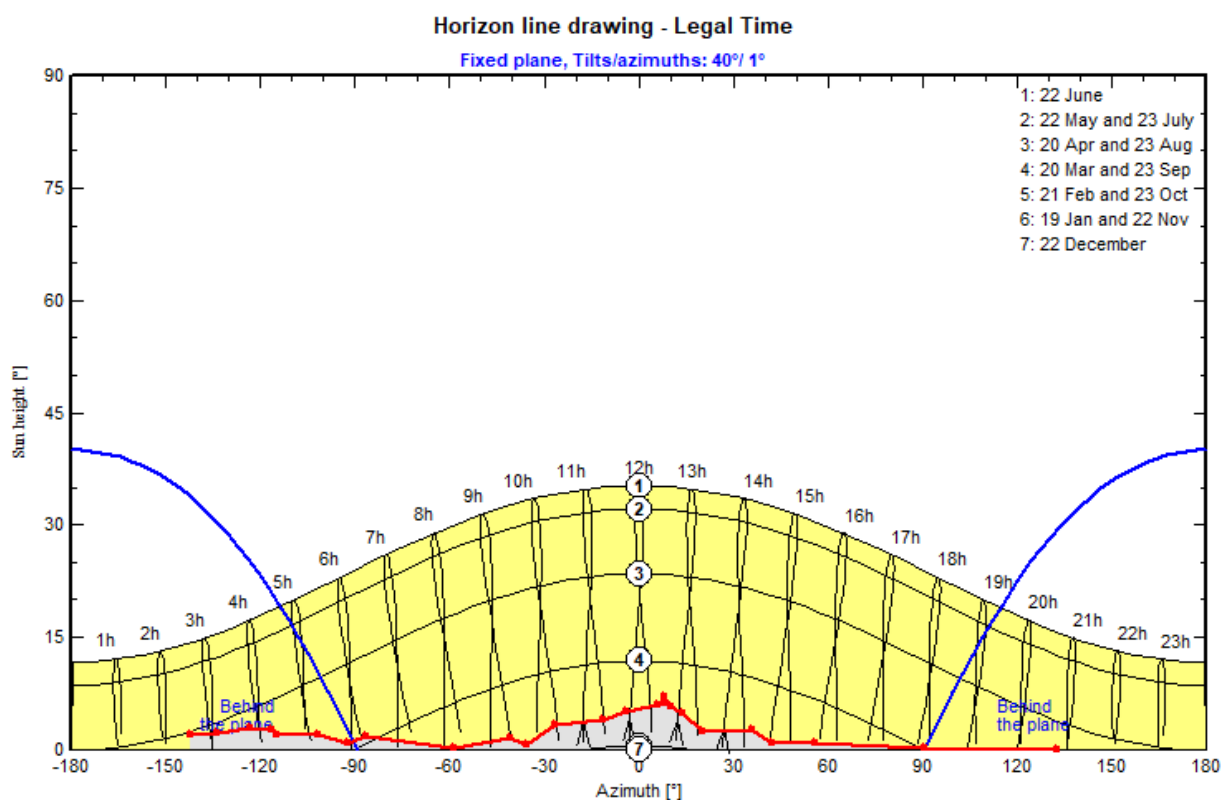
E.2.1 Beskrivelse av utbyggingsalternativet

Figur 10-4 viser et område på Platåberget som kan benyttes til solkraftverk. Det grå arealet utgjør rundt 426 hektar, og det er derfor nok areal tilgjengelig på Platåberget til å bygge et solkraftverk på flere hundre MW_p. Dette anses ikke som aktuelt, og det er derfor tatt ut et mindre delareal mot vest i området på rundt 92 hektar for å gjøre en vurdering av energipotensialet. Tenkt tiltaksområde er i hovedsak flatt og ligger på 450-500 meter over havet og vurderes å være representativt for hele det større arealet. Eventuelle avstandskrav til SvalSat sine tekniske installasjoner på Platåberget må avklares, men indikert planområde er innenfor arealer foreslått for kraftproduksjon i arealplan i Longyearbyen.



Figur 10-4 Skisse av mulig areal for utbygging av solkraftverk på Platåberget. Endelig plassering må fastsettes i eventuelle senere prosjektfaser og ta hensyn til eventuelle vindturbiner.

Det er utarbeidet en horisontprofil for området basert på kartdata, som vist i Figur 10-5. Det er noe skygge rett sør som skyldes Nordenskiöldfjellet. Utover dette er det lav horisont på stedet, som forventet basert på den store høyden kraftverket utredes på.



Figur 10-5 Horisontprofil for Platåberget

Det er utarbeidet et steds spesifikt TMY for kraftverket på Platåberget etter metodologien beskrevet i Vedlegg F. Tabell 10-5 viser den beregnede solinnstrålingen (GHI), albedo og soiling for anlegget på Platåberget på månedlig basis.

Tabell 10-5 Solinnstråling, albedo og soiling for Platåberget

	Jan	Feb	Mar	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Des	År
GHI [kWh/m ²]	0,0	0,3	32,2	106,1	180,2	159,2	126,4	77,5	29,7	2,3	0,0	0,0	713,9
Albedo	0,54	0,57	0,6	0,6	0,26	0,20	0,20	0,20	0,20	0,26	0,45	0,56	0,39
Soiling [%]	45,5	47,9	40,6	10,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	10,5	22,0	38,5	18,3

E.2.2 Energiproduksjon fra solkraftverk på Platåberget

Det er ved hjelp av et stort antall beregninger av energiproduksjonen på området kommet frem til en utbygningskonfigurasjon med 13 meter radavstand og 40 graders installasjonsvinkel montert rett sør. Denne konfigurasjonen fremstår som god løsning basert på avveginger mellom blant annet skygetap og arealbeslag. Det er også gjort overordnede vurderinger av designparametere med tanke på utfordringer med snøakkumulasjon i og rundt kraftverket.. Løsningsvalget fører til at det kan installeres 64,5 MW_p på de indikerte 91 hektarene. Det må forventes at noe areal går med til nødvendig utstyr som transformatorer, interne veier o.l. Reell installert effekt på området kan derfor bli noe mindre, men dette er ikke detaljert på dette stadiet.

Et kraftverk på 64,5 MW_p forventes å produsere 56,54 GWh i året. Det tilsvarer en spesifikk ytelse på 877 kWh/kW_p. Beregningene er gjennomført med steds spesifikk TMY-fil, albedo, soiling og horisont, samt de forutsatte installasjonsparameterne.

Dersom hele arealet indikert i Figur 10-4 på 426 hektar benyttes kan en anslagsvis installere rundt 290 MW_p med samme konfigurasjon. Dersom en antar at produksjonsforholdene er like over hele området vil det tilsvare rundt 264 GWh produksjon i året. Det kan forventes at det sørlige arealet har noe lavere energiproduksjon grunnet høyere horisont. Tabell 10-6 oppsummerer hovedresultatene fra analysen, basert på det analyserte området, maksimalt tilgjengelig areal og justert til 30 MW_p installert i tråd med kapittel 3.2.2.

Tabell 10-6 Resultater fra produksjonsberegninger på Platåberget.

	Utnyttet areal i simulering 64,5 MW _p	Totalt tilgjengelig areal 290 MW _p *	Tilsvarende 30 MW _p *
areal [ha]	92	426	44
Installert effekt [MW _p]	64,5	290	30
Energiproduksjon [GWh]	56,6	254,3	26,3
Spesifikk ytelse [kWh/kW _p]	877		
GCR [%]	34,9		
PR[%]	92,51		
Soilingtap [%]	6,1		
Skyggetap fra horisont [%]	1,29		
Interne skyggetap [%]	6,2		
Systemtap [%]	4,9		
Energiproduksjon per areal [GWh/km ²]	59,7		

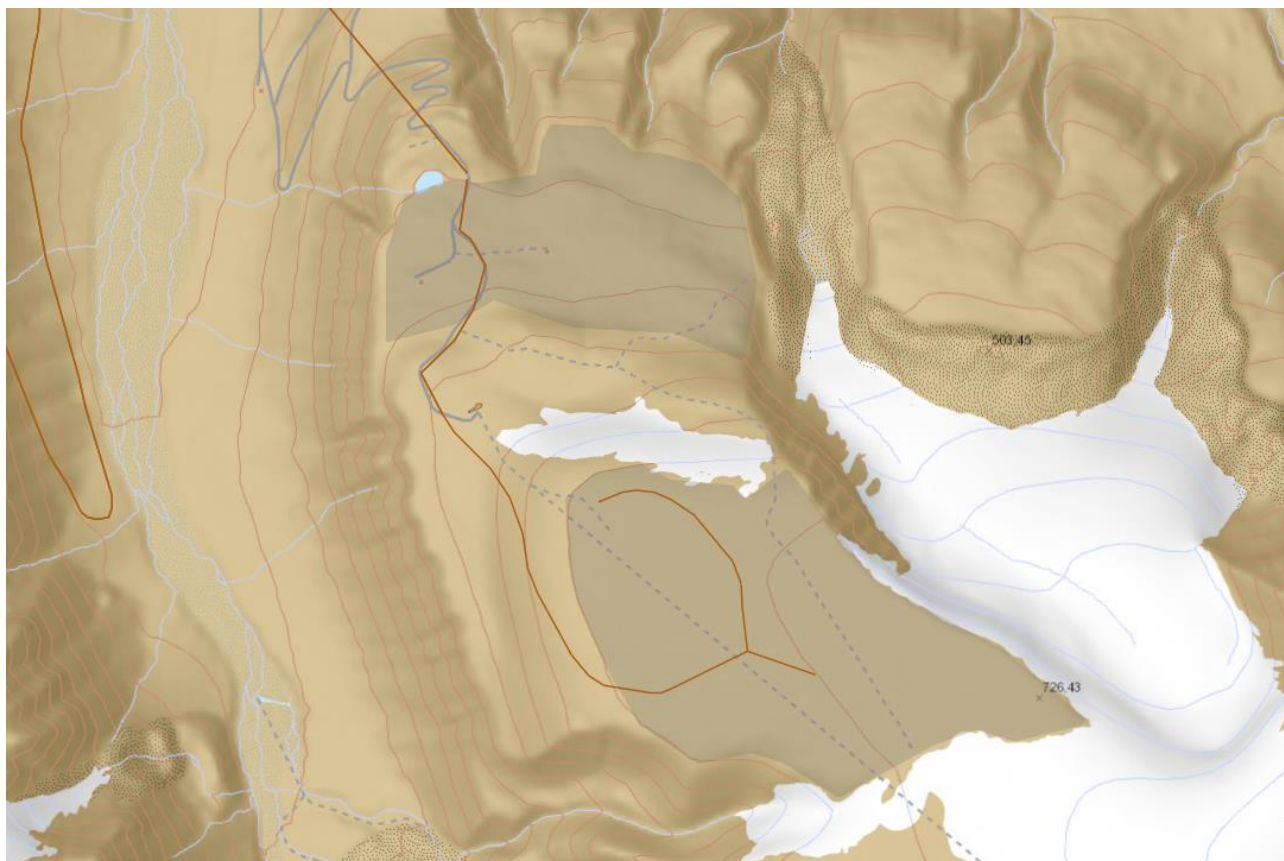
* dersom en antar like forhold ved endret tiltaksområde.

E.3 Breinosa

E.3.1 Beskrivelse av utbyggingsalternativet

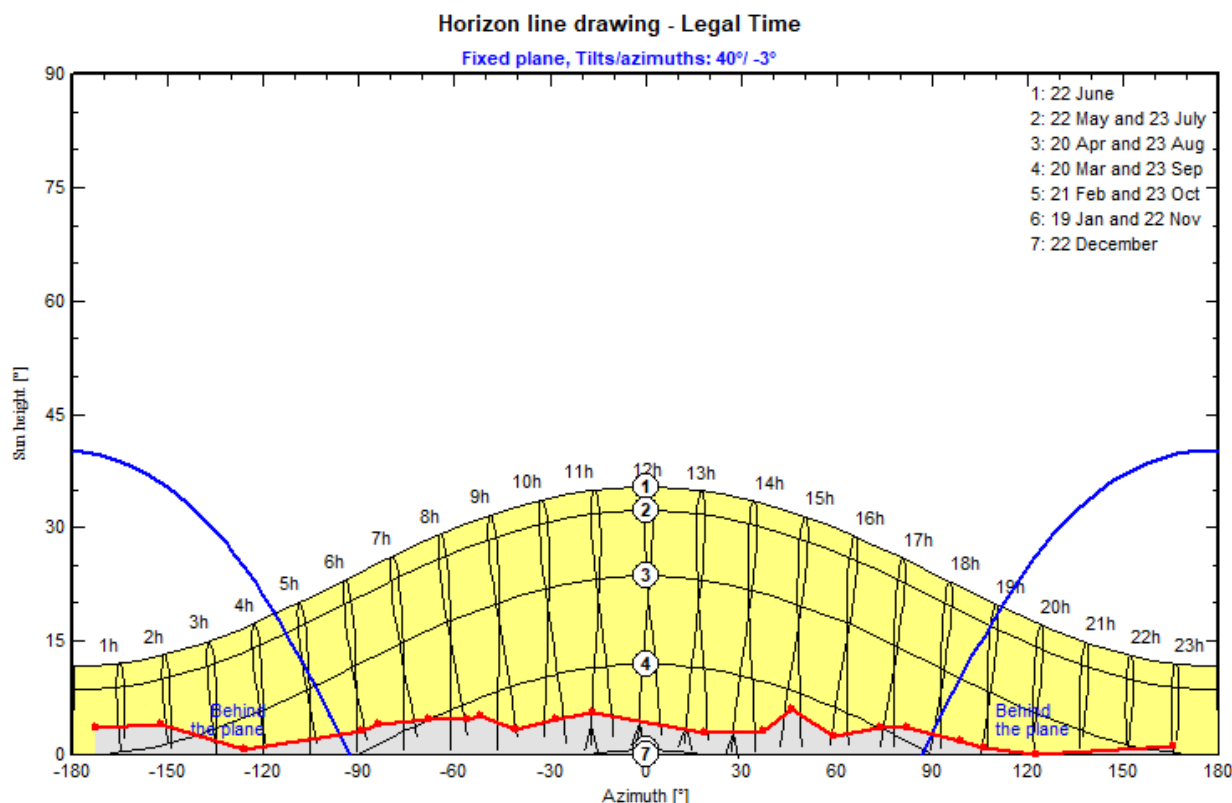
Figur 10-6 viser ulike områder på fjellet Breinosa som kan være aktuelt for utbygging av et solkraftverk. Områdene strekker seg over to platå på fjellet, og det nederste platået anses som mest aktuelt å utnytte. Øvre platå vurderes å ligge for tett opp isbreen Foxfonna, og utbyggingsalternativet har en risiko for å bli nediset som følge av dette.

Hele det nedre platået utgjør til sammen rundt 106 hektar, og ligger på rundt 370 til 450 meter over havet. Området har en nordhelling og har i dag eksisterende bebyggelse som vurderes fjernet. Status på dette må avklares nærmere dersom det skal utvikles et kraftverk på Breinosa. Det er gjort nærmere analyser av et mindre delområde på rundt 73 hektar som vurderes å være representativt for området. Det øvre og nedre platået utgjør til sammen 284 hektar.



Figur 10-6 Skisse av mulig areal for utbygging av solkraftverk på Breinosa. Endelig plassering må fastsettes i eventuelle senere prosjektfaser og ta hensyn til eventuelle vindturbiner.

Det er utarbeidet en horisontprofil for området basert på kartdata, som vist i Figur 10-7. Det er en noe høy horisont for kraftverket, dels skapt av toppen Breinosa selv.



Figur 10-7 Horisontprofil for nedre platå på Breinosa

Det er utarbeidet et steds spesifikt TMY for kraftverket på Breinosa etter metodologien beskrevet i Vedlegg F. Tabell 10-7 viser den beregnede solinnstrålingen (GHI), albedo og soiling for anlegget på Breinosa på månedlig basis.

Tabell 10-7 Solinnstråling, albedo og soiling for Breinosa

	Jan	Feb	Mar	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Des	År
GHI [kWh/m ²]	0,0	0,2	23,3	83,9	154,6	156,8	127,4	70,8	25,0	1,9	0,0	0,0	643,8
Albedo	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,49	0,28	0,35	0,58	0,64	0,65	0,57
Soiling [%]	91,2	95,1	92,7	46,7	1,2	1,0	1,0	1,0	1,9	48,4	63,5	91,5	44,6

E.3.2 Energiproduksjon fra solkraftverk på Breinosa

Det er ved hjelp av et stort antall beregninger av energiproduksjonen på området kommet frem til en utbygningskonfigurasjon med 15 meter radavstand og 40 graders installasjonsvinkel montert rett sør. Denne konfigurasjonen fremstår som god løsning basert på avveginger mellom blant annet skygetap og arealbeslag. Det er også gjort overordnede vurderinger av designparametere med tanke på utfordringer med snøakkumulasjon i og rundt kraftverket. 15 meter radavstand er betydelig lenger enn det som er normalt på fastlandet, og skyldes både den nordlige breddegraden og at anlegget etableres i en nordhelling. Dette fører til økte skygetap som motvirkes av økt radavstand.

Løsningsvalget fører til at det kan installeres 42,9 MW_p på de indikerte 73 hektarene. Det må forventes at noe areal går med til nødvendig utstyr som transformatorer, interne veier o.l. Reell installert effekt på området kan derfor bli noe mindre, men dette er ikke detaljert på dette stadiet.

Et kraftverk på 42,9 MW_p forventes å produsere 31,2 GWh i året. Det tilsvarer en spesifikk ytelse på 877 kWh/kW_p. Beregningene er gjennomført med steds spesifikk TMY-fil, albedo, soiling og horisont, samt de forutsatte installasjonsparameterne.

Dersom hele det øvre og nedre platået indikert i Figur 10-6 på 284 hektar benyttes kan en anslagsvis installere rundt 166 MW_p med samme konfigurasjon. Dersom en antar at produksjonsforholdene er like over hele området vil det tilsvare rundt 120,5 GWh produksjon i året. Tabell 10-8 oppsummerer hovedresultatene fra analysen, basert på det analyserte området, maksimalt tilgjengelig areal og justert til 30 MW_p installert i tråd med kapittel 3.2.2.

Tabell 10-8 Resultater fra produksjonsberegninger på Breinosa.

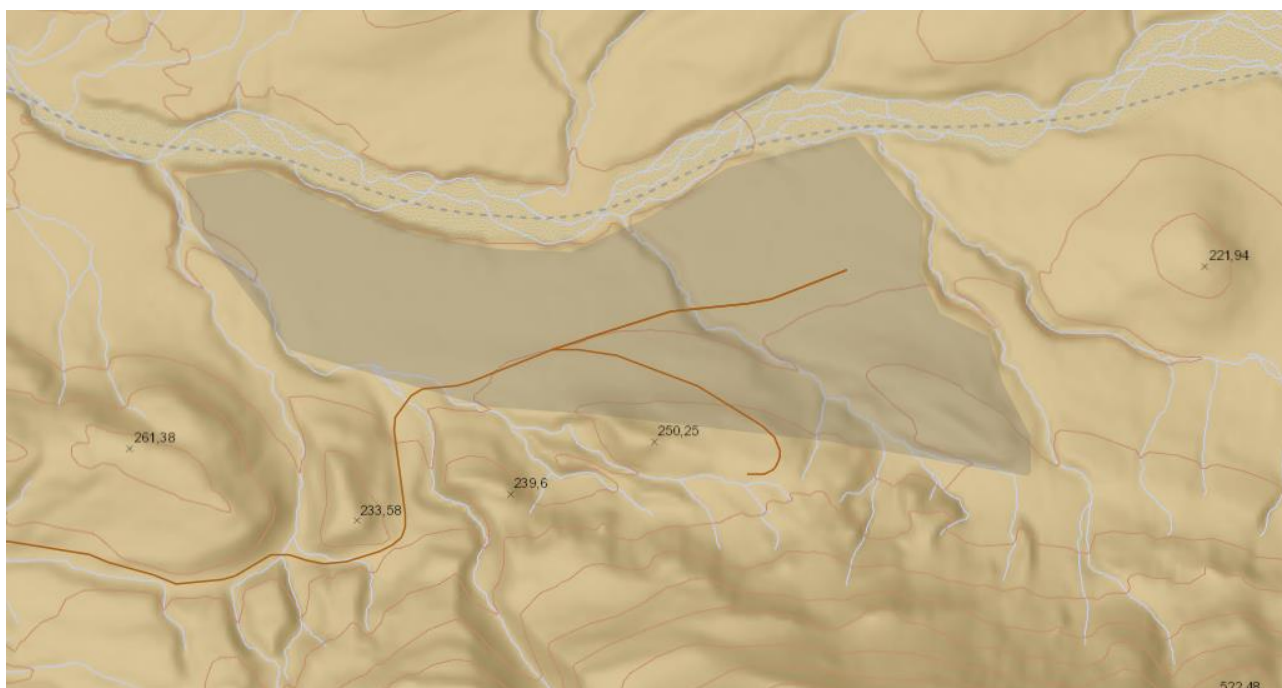
	Utnyttet areal i simulering 42,9 MW _p	Totalt tilgjengelig areal 166 MW _p *	Tilsvarende 30 MW _p *
areal [ha]	73	284	51
Installert effekt [MW _p]	42,9	166	30
Energiproduksjon [GWh]	31,2	120,5	21,8
Spesifikk ytelse [kWh/kW _p]	726		
GCR [%]	30,2		
PR[%]	86,28		
Soilingtap [%]	11,34		
Skyggetap fra horisont [%]	2,45		
Interne skyggetap [%]	11,84		
Systemtap [%]	6,5		
Energiproduksjon per areal [GWh/km ²]	42,4		

* dersom en antar like forhold ved endret tiltaksområde

E.4 Adventdalen øst

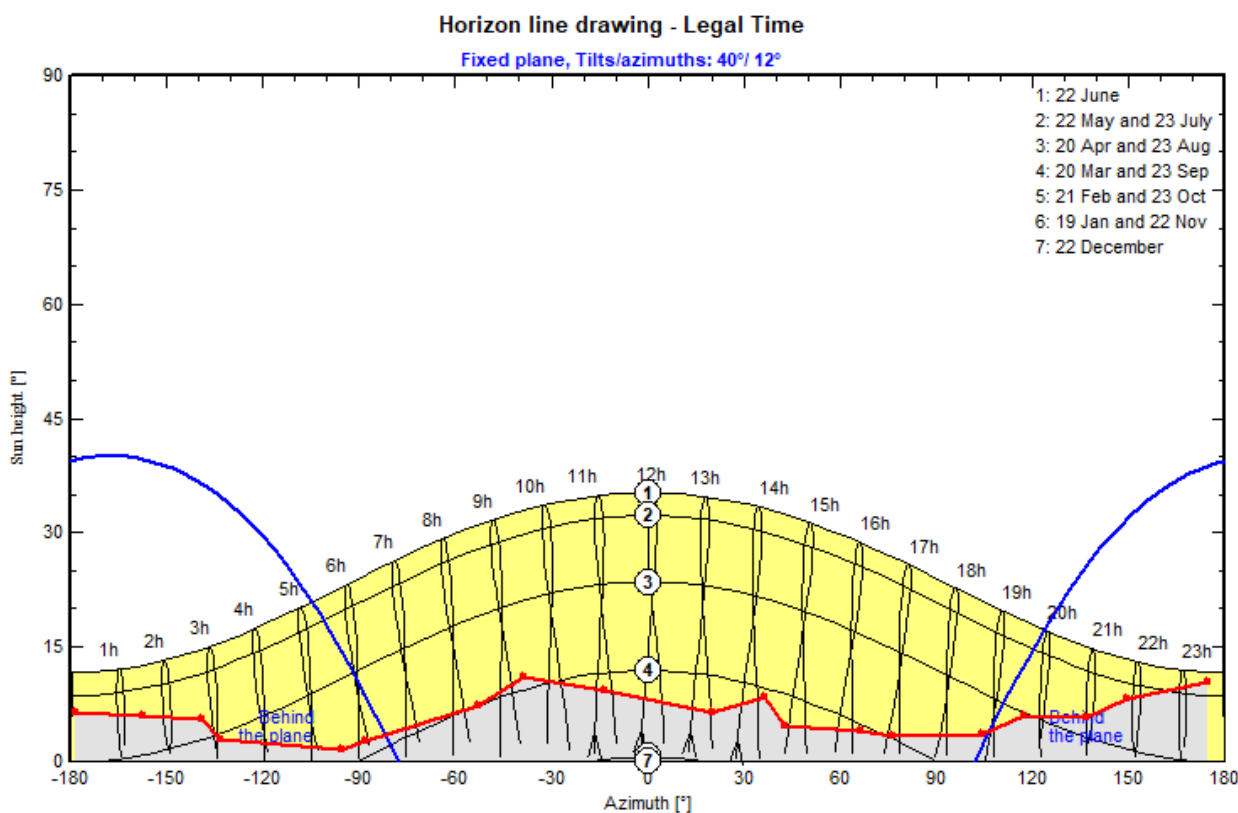
E.4.1 Beskrivelse av utbyggingsalternativet

Figur 10-8 viser et område i Adventdalen som kan være aktuelt for utbygging av et solkraftverk. Området ligger nord for Skolten og Janssonhaugen og sør for scooterløypa. Arealet utgjør rundt 258 hektar og det er plass til omtrent 154 MWp installert effekt. Dette anses ikke som aktuelt, og det er derfor tatt ut et mindre delareal i senter av området på rundt 52 hektar for å gjøre en vurdering av energipotensialet på stedet. Området ligger på rundt 120 meter over havet og er i hovedsak flatt. Adventelva ligger rett nord for området, og tilstrekkelig sikkerhetsavstand til denne bør utredes nærmere dersom kraftverket skal utvikles.



Figur 10-8 Skisse av mulig areal for utbygging av solkraftverk i Adventdalen. Endelig plassering må fastsettes i eventuelle senere prosjektfaser og ta hensyn til eventuelle vindturbiner

Det er utarbeidet en horisontprofil for området basert på kartdata, som vist i Figur 10-9 Det er generelt høy horisont for kraftverket. Dette skyldes at området ligger nede i Adventdalen omringet av flere høye topper, eksempelvis Skolten rett før for området. Den høye horisonten vil påvirke energiproduksjonen fra anlegget.



Figur 10-9 Horisontprofil for Adventdalen

Det er utarbeidet et steds spesifikt TMY for kraftverket i Adventdalen etter metodologien beskrevet i Vedlegg F. Tabell 10-9 viser den beregnede solinnstrålingen (GHI), albedo og soiling for anlegget i Adventdalen på månedlig basis.

Tabell 10-9 Solinnstråling, albedo og soiling for Adventdalen øst

	Jan	Feb	Mar	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Des	År
GHI [kWh/m ²]	0,0	0,2	22,5	82,0	150,4	156,4	126,7	66,5	22,9	1,8	0,0	0,0	629,4
Albedo	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,52	0,23	0,22	0,31	0,59	0,64	0,65	0,53
Soiling [%]	81,0	80,2	89,9	39,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,1	40,8	48,2	85,4	39,1

E.4.2 Energiproduksjon fra solkraftverk i Adventdalen øst

Det er ved hjelp av et stort antall beregninger av energiproduksjonen på området kommet frem til en utbygningskonfigurasjon med 13 meter radavstand og 40 graders installasjonsvinkel montert med en svak rotering mot vest på 10 grader. Denne konfigurasjonen fremstår som god løsning basert på avveinger mellom blant annet skyggetap og arealbeslag. Det er også gjort overordnede vurderinger av designparametere med tanke på utfordringer med snøakkumulasjon i og rundt kraftverket. Rotasjonen mot vest gir noe høyere kraftproduksjon enn en konvensjonell sørvendt løsning.

Løsningsvalget fører til at det kan installeres 30,8 MW_p på de indikerte 52 hektarene. Det må forventes at noe areal går med til nødvendig utstyr som transformatorer, interne veier o.l. Reell installert effekt på området kan derfor bli noe mindre, men dette er ikke detaljert på dette stadiet.

Et kraftverk på 30,8 MW_p forventes å produsere 21,3 GWh i året. Det tilsvarer en spesifikk ytelse på 694 kWh/kW_p. Beregningene er gjennomført med steds spesifikk TMY-fil, albedo, soiling og horisont, samt de forutsatte installasjonsparameterne.

Dersom hele arealet indikert i Figur 10-8 på 258 hektar benyttes kan en anslagsvis installere rundt 154 MW_p med samme konfigurasjon. Dersom en antar at produksjonsforholdene er like over hele området vil det tilsvare rundt 106,9 GWh produksjon i året. Merk at en noe større intern avstand i radene er benyttet i layouten grunnet analyseutfordringer på kupert terreng. Dette ser ikke ut til å påvirke simuleringsresultatene i særlig grad. Dette vil medføre at simulert energiproduksjon er forventet å være på rett nivå, men at beregnet arealbruk vil være overestimert. Det er forventet at areal per installert effekt vil være tilsvarende som for Platåberget og Hotellneset, ettersom disse kraftverkene har lik radavstand. Dette anses å være en analyseutfordring og vil ikke være et problem dersom kraftverket skal realiseres.

Tabell 10-10 oppsummerer hovedresultatene fra analysen, basert på det analyserte området, maksimalt tilgjengelig areal og justert til 30 MW_p installert i tråd med kapittel 3.2.2.

Tabell 10-10 Resultater fra produksjonsberegninger på Adventdalen.

	Utnyttet areal i simulering 30,8 MW _p	Totalt tilgjengelig areal 154 MW _p *	Tilsvarende 30 MW _p *
areal [ha]	52	258	50
Installert effekt [MW _p]	30,8	154	30
Energiproduksjon [GWh]	21,3	106,9	20,8
Spesifikk ytelse [kWh/kW _p]	694		
GCR [%]	34,9		
PR[%]	87,2		
Soilingtap [%]	10,8		
Skyggetap fra horisont [%]	5,0		
Interne skyggetap [%]	7,0		
Systemtap [%]	5,6		
Energiproduksjon per areal [GWh/km ²]	41,5		

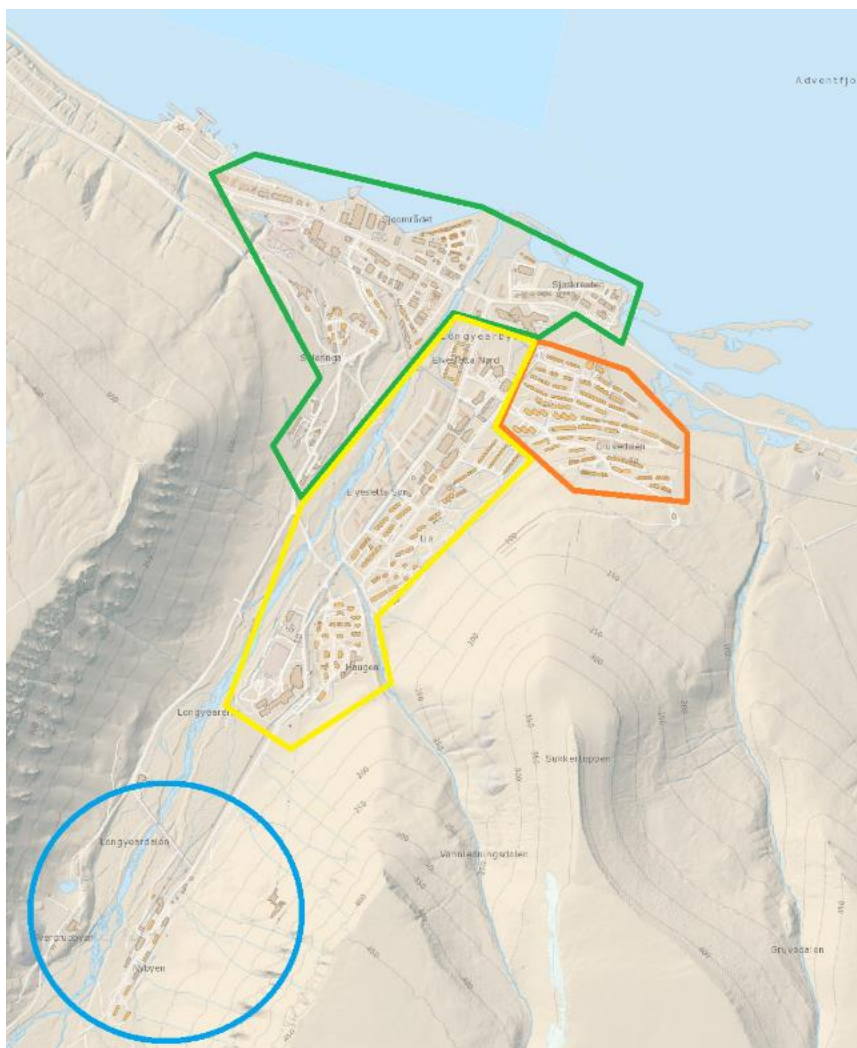
* dersom en antar like forhold ved endret tiltaksområde.

E.5 Solkraft på bygninger

E.5.1 Energiberegninger

Tabell 11 til Tabell 13 viser resultater fra areal- og energiberegninger for bygningsmassen i Longyearbyen. Tilgjengelig areal, og dermed potensiell energiproduksjon må ses som et absolutt maksimalt potensial for energiproduksjon fra bygningsmassen. Eksisterende solcelleinstallasjoner i Longyearbyen inngår i estimatene nedenfor, med unntak av anlegget på Svalbard Lufthavn. Resultatene viser at sørvendte skråtak og fasader ofte har høyest effekt per installert effekt, såkalt spesifikk ytelse[kWh/kWp].

Beregningene er gjort enkeltvis for fire delområder som vist i Figur 10-10.



Figur 10-10 - Seksjonering for vurdering av energiproduksjon fra bygningsmassen i Longyearbyen. Oransje areal omtales som østlig, grønt som vestlig, gult som midt og sørlig representerer Nybyen.

Tabell 11 - Areal beregnet fra satellittdata og reduksjon (75%) til nyttbart areal

	Østlig (oransje)	Vestlig (grønn)	Midt (gult)	Sør (nybyen)
Flatt tak, nyttbart areal [m ²]	6592,5	7725	4275	0
Nord/Sør-vendt skråtak, nyttbart areal [m ²]	6922,5	7050	8925	3375
Øst/Vest-vendt skråtak nyttbart areal [m ²]	3276	6562,5	17107,5	375

Tabell 19 – Oppsummeringstabell for hvert delområde

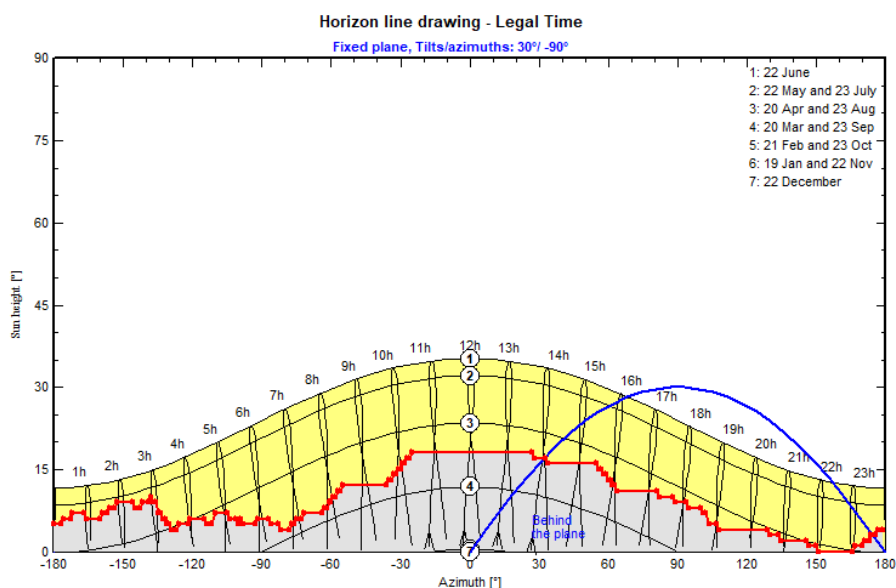
	Østlig (oransje)	Vestlig (grønn)	Midt (gult)	Sør (nybyen)
Installert effekt [MWp]	3,68	4,57	6,44	0,91
Total installert effekt [MWp]	15,6			
Spesifikk ytelse [MWh/MWp]	490	540	469	296
Snitt spesifikk ytelse [MWh/MWp]	472			
Strømproduksjon [MWh/år]	1738	2296	3053	285
Total strømproduksjon [MWh/år]	7372			

Tabell 13 - Spesifikk ytelse og makspotensial for delområdene.

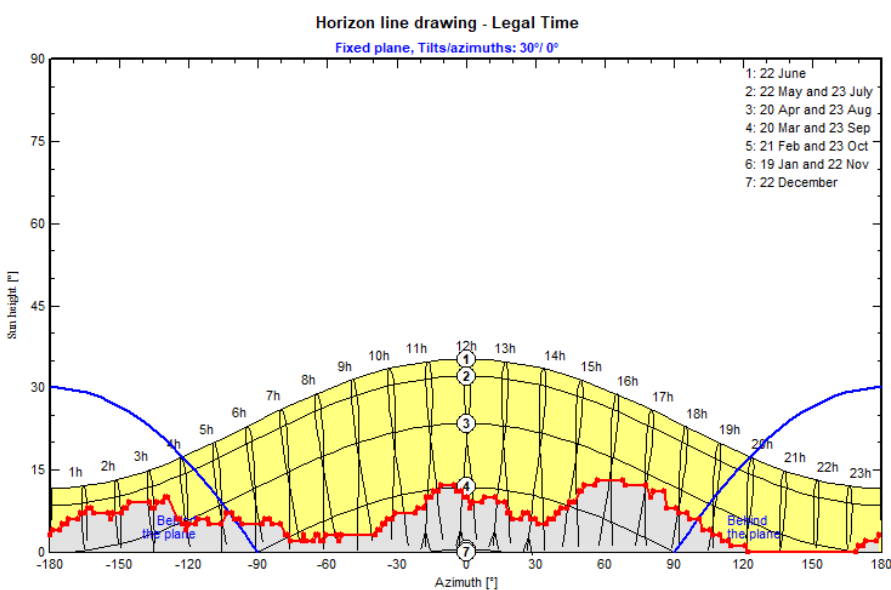
Himmelretning, Monteringsvinkel	Østlig (oransje)	Vestlig (grønn)	Midt (gult)	Sør (nybyen)
Sørvendt, [30°]				
Spesifikk ytelse [kWh/kWp]	560	610	557	375
Maksimalt effektpotensial [kWp]	685	698	883	334
Nordvendt, [30°]				
Spesifikk ytelse [kWh/kWp]	401	407	397	278
Maksimalt effektpotensial [kWp]	685	698	883	334
Vestvendt, [30°]				
Spesifikk ytelse [kWh/kWp]	524	545	514	437
Maksimalt effektpotensial [kWp]	324	649	1693	37
Østvendt, [30°]				
Spesifikk ytelse [kWh/kWp]	483	500	450	207
Maksimalt effektpotensial [kWp]	324	649	1693	37
Flatt tak, øst/vest [10°]				
Spesifikk ytelse [kWh/kWp]	445	456	438	312
Maksimalt effektpotensial [kWp]	1305	1529	846	0
Sørfasade, [90°]				
Spesifikk ytelse [kWh/kWp]	493	682	519	292
Maksimalt effektpotensial [kWp]	114	116	147	55
Østfasade, [90°]				
Spesifikk ytelse [kWh/kWp]	487	540	386	71
Maksimalt effektpotensial [kWp]	114	116	147	55
Vestfasade, [90°]				
Spesifikk ytelse [kWh/kWp]	524	580	497	402
Maksimalt effektpotensial [kWp]	114	116	147	55

E.5.2 Horisontprofiler

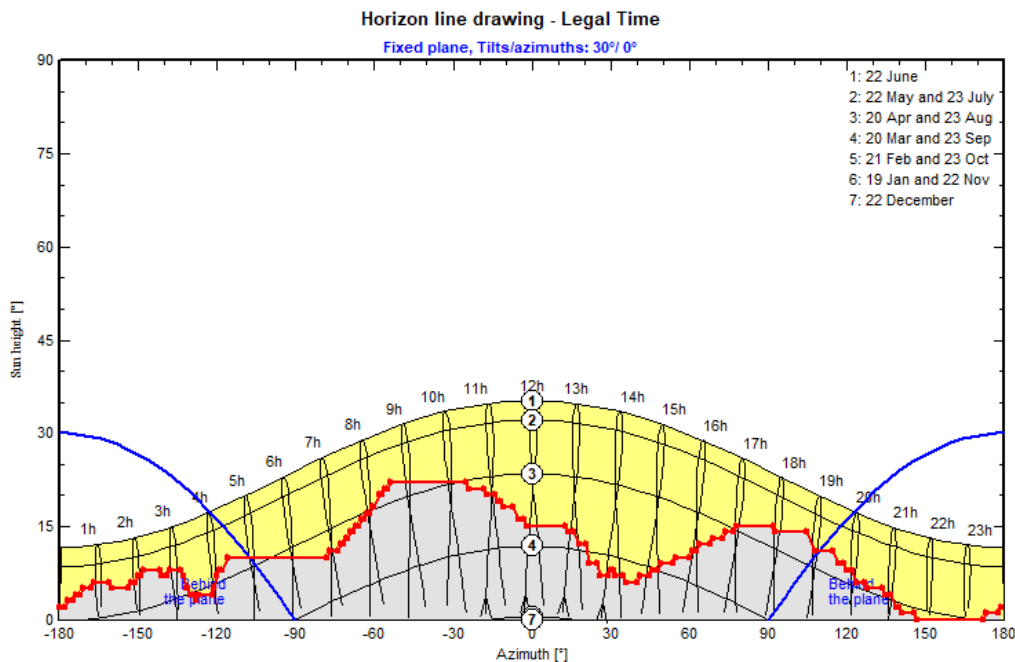
For å hensynta de lokale forskjellene mellom de fire delområdene av Longyearbyen, er energiberegningene gjort med ulike horisontprofiler. Horisontprofilene er hentet fra Meteororm web service og vist i Figur 10-11 til Figur 10-14. Det grå området viser landskapet sett fra senter av delområdet, og representerer skygge fra horisonten rundt Longyearbyen. Det er tydelig forskjeller mellom de ulike figurene som forklarer noe av forskjellen i spesifikk energiproduksjon fra område til område



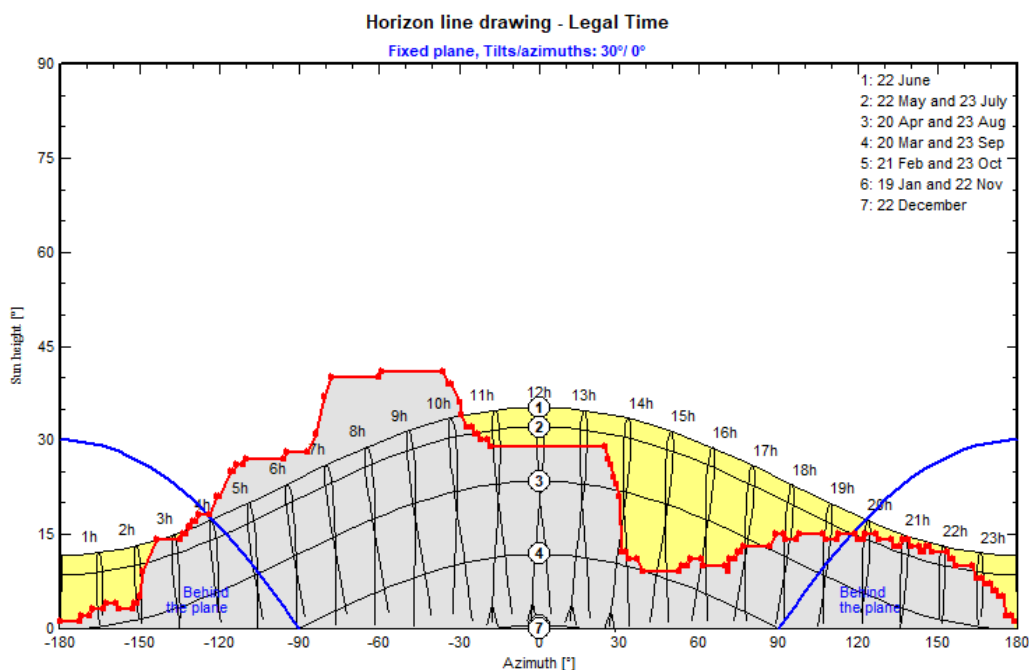
Figur 10-11 Horisontprofil for østlig del av Longyearbyen



Figur 10-12 Horisontprofil for vestlig del av Longyearbyen



Figur 10-13 Horisontprofil for midtre del av Longyearbyen



Figur 10-14 Horisontprofil for sørlige del av Longyearbyen (Nybyen)

Vedlegg F Solressurs

Svalbard er lokalisert langt nord og har et klima som er vanskelig å sammenlikne med eksisterende solenergiprojekter. Datagrunnlaget for solressurs er både sparsomt og mer usikkert sammenliknet med lokasjoner lenger sør grunnet ingen dekning i data basert på geostasjonære satellitter. Slike satellittbilder fra satellitter som står over ekvator er den mest vanlige kilden til å finne solinnstråling for en lokasjon dersom det ikke er gode solmålinger til stede. Da gjenstår det tre kilder til å estimere solressursen til Svalbard; polare satellittdata, numerisk værmodell og solmålinger.

Polare satellittdata

Polare satellitter er satellitter som beveger seg rundt jorda og krysser polområdene og tar bilder av jorda som kan prosesseres til solinnstrålingsverdier. I motsetning til de geostasjonære satellittene vil de ikke stå på samme sted til enhver tid og vil ikke kunne gi data for hver time, som er det som er krav for energiberegningen. Den beste tidsoppløsningen polare satellittdata kan gi er å estimere døgnverdier. Slike verdier er prosessert av Meteorologisk Institutt på vegne av den europeiske organisasjonen for utnyttelse av meteorologiske satellitter (EUMETSAT) gjennom Ocean and Sea Ice Satellite Application Facility (OSI SAF), og er tilgjengelig fra 2012 til dd. OSI SAF utvikler, behandler og distribuerer, i nær sanntid, produkter relatert til nøkkelparametere i hav-atmosfære-grensesnittet ved å bruke data fra meteorologiske satellitter både i geostasjonær og polar bane. Det nåværende konsortiet består av Meteo-Frankrike, som ledende institutt, og MET Norge (Norge), DMI (Danmark), Ifremer (Frankrike) og KNMI (Nederland) som samarbeidende institutter. Disse døgnverdiene er validert mot målestasjoner, men ingen fra Svalbard. Det er knyttet problematikk til at snødekte områder i satellittbildene kan tolkes som skydekke og dermed gi feil estimert solinnstråling. Eksempelvis er det observert høyere solinnstråling for perioder med snødekke enn data fra polarsatellitt tilsier[4].

Numerisk værmodell

Numerisk værmodellen benyttet i dette prosjektet er beskrevet nærmere i Vedlegg A.

Numerisk værmodell er i dette prosjektet benyttet for å frembringe tidsserier på timesoppløsning for værparametere som solinnstråling, vind, temperatur og snø for en periode fra 2001 frem til 2023. Værmodellen beregner skydannelse lagvis fra bakkenivå til høyt opp i atmosfæren. For å bestemme solinnstråling ved bakkenivå, starter den med solinnstråling ved toppen av atmosfæren og deretter beregner hvor mye av dette som blir tatt opp eller reflektert i de forskjellige lagene. Dette avhenger av mange faktorer og det er dessverre slik at meteorologiske modeller alene har vanskeligheter med å treffe godt på solinnstrålingsnivået.

Solinnstrålingsmålinger

Solinnstråling måles med et pyranometer og det mest vanlige er et «thermopile» pyranometer der en plate lokalisert inne i en kuppel varmes opp. Kvaliteten på måledata avhenger av blant annet kvaliteten på pyranometeret, recalibrering og vedlikehold av instrumentet og at det nærliggende området er fri for skygging. Målinger vil også være helt begrenset til akkurat den lokasjonen der det måles. Er det mye terreng og ulike skydannelse i området vil en lokasjon litt lenger unna kunne ha en annen innstråling. For Svalbard er det data fra tre målestasjonene som til vår kunnskap har tilgjengelig data fra Svalbard som er lokalisert nærme de utvalgte lokasjonene, disse er vist i Tabell 10-21. Alle målestasjonene har pyranometere er definert som klasse C, som er den laveste klassen i ISO [5]. Dette gjør at disse måledataene har en større usikkerhet og er mer utsatt for at instrumentet endres over tid og bør kalibreres ofte. Dette har vi ingen dokumentasjon på om er gjennomført.

Tabell 10-21 Tabell som viser tilgjengelig målestasjoner som måler solinnstråling med pyranometer og er lokalisert nærme de utvalgte lokasjonene.

Navn	Drift	Datatilgjengelighet
Platåberget	Kongsberg Satellite Services AS og Met.no	2018 -
Adventdalen	UNIS	2012 -
Janssonhaugen vest	MET.NO	2020 -

Beregning av solressurs ved kalibrering av satellitt og måledata

For de fire lokasjonene har vi hentet ut daglige solinnstrålingsverdier basert på polar satellitt og timesverdier fra numerisk værmodell. I tillegg er det tatt ut måledata fra de tre målestasjonene.

I arbeidet med å estimere solressurs for lokasjonene er det benyttet en tostegs korreksjonsalgoritme for stedstilpasning på Svalbard som benytter den tilgjengelige dataen fra både polarsatellitt og målestasjoner til å korrigere data fra den numeriske værmodellen. I første steg velges data fra den mest nærliggende målestasjonen. Disse dataene benyttes til å kalibrere dagsverdiene fra polarsatellitt. Platåberget og Adventdalen. Måledata fra Janssonhaugen vest ble vurdert til å ikke tilstrekkelig tidsperiode med overlappende data til å kunne benyttes til korreksjonen mot polarsatellitt. Dette kan endres med mer måledata. Derfor benyttes måledata fra Platåberget og Adventdalen. Metodikken baserer seg på en kvantil-kvantil (Q-Q) sammenlikning av fordelingsfunksjonen for satellittdataene og måledataene. Hvis de to sammenlignede fordelingene er like, vil punktene danne identitetslinjen $y = x$. Avstanden til identitetslinjen vil avgjøre avviket mellom de to fordelingsfunksjonene og benyttes til å definere korreksjonsfaktorer som videre benyttes til å kalibrere dataene fra satellitt.

Det neste steget innebærer å benytte de korrigerede satellittdataene til å kalibrere modelldata. Dette utføres med samme metodikk som i det første steget, men med andre data og tidsoppløsning. Denne metodikken medfører at den nødvendige tidsoppløsningen og de historiske årlige variasjonene langt tilbake i tid fra værmodell kan ivaretas, samtidig som variasjonene mellom de ulike lokasjonene som fanges bedre opp av polarsatellitt kan benyttes for lokasjonstilpasning og korrigeres for reelle innstrålingsnivå som er målt på Svalbard i så stor grad som mulig selv om målingene er utført ved lokasjoner relativt langt fra enkelte av de vurderte kraftutbyggingslokasjonene.

Soiling og albedo

Albedo kvantifiserer graden av refleksjon fra bakken og er en av parameterne som kan påvirke produksjonen fra et solkraftverk i stor grad, spesielt kraftverk med tosidige solcellemoduler. Albedo er derfor en essensiell parameter å vurdere for å kunne gi nøyaktige produksjonsestimater fra solkraftverkene, spesielt i nordiske områder der snø gir høy refleksjon. Albedo varierer gjennom året og er spesifikk for hver lokasjon. Norconsult beregner albedo basert på lokale grunnforhold og lokasjonsspesifikke snødata, der hyppigheten av snøfall, mengden snøfall og temperatursvingninger inngår. Daglige snødybde data brukes til å generere månedlige gjennomsnittsverdier av modellert snødekke på bakken. Perioder med snødekke tildeles en albedoverdi i henhold til følgende formel.

$$albedo = fraction_{snow} albedo_{snow} + (1 - fraction_{snow}) albedo_{ground}$$

Soiling er en parameter som kvantifiserer mengden materiale som bygger seg opp på solcellepaneler over tid, og er derfor en svært viktig parameter for å beregne produksjonstap. For nordiske områder utgjør snødekke på solcellepanelene en stor del av årlig soiling. En foreslått modell som har gitt lovende resultater er Marion-modellen [1]. Modellen er blitt testet mot målinger i Colorado og Wisconsin og antar at et snøfall vil resultere i at alle solcellepaneler blir dekket av snø. Snøen vil bli liggende på panelene til smelteforhold oppstår, og snøen glir sakte av panelene, slik at panelene blir delvis dekket og til slutt er det ingen snø igjen

på panelene. Hvis det kommer et nytt snøfall, vil panelene bli helt dekket igjen. Marion-modellen krever vinkelen på solcellepanelet, daglige snødybde data og timesverdier for temperatur og solinnstråling i modulplanet som input. I tillegg må noen parametere bestemmes, som mengden snø som definerer et snøfall, en koeffisient for å avgjøre om snøen kan gli, og en koeffisient for fraksjonen av snøen som vil gli av panelene i løpet av en time. For sistnevnte koeffisient har nylig forskning vist at en snødybdeavhengig gliende koeffisient gir et mer nøyaktig resultat for takinstallasjoner i norske områder [2][3]. Den foreslåtte gliende koeffisienten er 0,4 for snødybde < 3 cm og 0,06 for snødybde > 3 cm, noe som betyr at mindre snø vil gli lett av. Dette er benyttet for takanlegg i oppdraget.

Det er andre parametere som også påvirker snødekke på solcellepaneler, som vindlast og snøfokking, fuktighetsinnhold i snøen, tidsopløsning av snødybde data, modulhøyde, albedo, panelhøyde, panelhøyde over bakken, modulatorientering og modulteknologi. Selv om noen av disse parametere er tilgjengelige, er det ingen valideringer som tar hensyn til disse. Siden Marion-modellen er blitt validert mot bakkemonterte installasjoner, er det denne modellen som for øyeblikket brukes i våre analyser. Klimaet på Svalbard er ganske annerledes med mye vind og lave temperaturer og lav luftfuktighet. Vi forventer at snøen vel så lett kan blåse bort i stedet for å skli av slik som i Marion-modellen. Mesteparten av perioden der snø ligger på panelene vil uansett være i mørketida og det vil ikke ha en påvirkning på produksjonsberegningene for solenergi.

Merk at det er stor usikkerhet knyttet til ising på fastmontert utstyr på toppen av fjellene rundt Longyearbyen. Is som legger seg på PV-moduler vil forhindre energiproduksjon frem til snøen fjernes. Isingsberegninger for området har vist stor fare for ising på fastmontert utstyr, spesielt på Breinosa, men ising på Platåberget er heller ikke vist å være ubetydelig.

Det er også knyttet en del usikkerhet til modellert refleksjon fra snø og snødekke på panelene. Snøen som smelter vil føre til at snødekkene lavere nede vil dekket av eventuell forurensning i form av sand, støv og kullstøv som befant seg i de øvre snølagene. Rundt Longyearbyen kan farging fra kullstøv forekomme i det smeltende snødekket og påvirke refleksjonen fra snø som er lagt til grunn i simuleringene.

References:

- [1] B. Marion, R. Schaefer, H. Caine, and G. Sanchez, "Measured and modeled photovoltaic system energy losses from snow for Colorado and Wisconsin locations," *Solar Energy*, vol. 97, pp. 112–121, Nov. 2013, doi: 10.1016/j.solener.2013.07.029.
- [2] M. B. Øgaard, B. L. Aarseth, Å. F. Skomedal, H. N. Riise, S. Sartori, and J. H. Selj, "Identifying snow in photovoltaic monitoring data for improved snow loss modeling and snow detection," *Solar Energy*, vol. 223, pp. 238–247, Jul. 2021, doi: 10.1016/j.solener.2021.05.023.
- [3] M. B. Øgaard, H. N. Riise, and J. H. Selj, "Modeling Snow Losses in Photovoltaic Systems," in 2021 IEEE 48th Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), Fort Lauderdale, FL, USA, Jun. 2021, pp. 0517–0521. doi: 10.1109/PVSC43889.2021.9518886.
- [4] SUNPOINT, SUn in Norway: POtential and INTegration of the solar energy resource, 2021-2024.
- [5] ISO (International Organization for Standardization), 2018. ISO 9060:2018 Solar Energy-Specification and Classification of Instruments for Measuring Hemispherical Solar and Direct Solar Radiation. ISO.

Vedlegg G Kostnadsestimater

Breinosa

Aktivitet	Verdi	Kostnad (Ref. Norge)	Tillegg for spesielle forhold	Kostnad Svalbard
Vindkraftverk				
Vindturbin [MW]	30,0	kr 330 000 000	30 %	kr 429 000 000
Oppstillings- og riggplasser (stk)	10	kr 12 000 000	60 %	kr 19 200 000
Gravitasjonsfundamenter (stk)	10	kr 65 000 000	60 %	kr 104 000 000
Internt kabelnett (# km kabel, 3-leder)	2,7	kr 6 080 000	60 %	kr 9 728 000
Internveier (km)	2,7	kr 21 400 000	60 %	kr 34 240 000
Prosjektledelse, prosjektering og dokumentasjon		kr 5 000 000	30 %	kr 6 500 000
Servicebygg		kr 3 000 000	60 %	kr 4 800 000
Prosjektforsikring		kr 3 000 000	30 %	kr 3 900 000
Uforutsette kostnader		kr 25 000 000	30 %	kr 32 500 000
Kaianlegg		kr 2 000 000	30 %	kr 2 600 000
Usikkerhet (20 % av kostnadene)	20 %	kr 94 496 000		kr 94 496 000
Sum Vindkraftverk		kr 566 976 000	31 %	kr 740 964 000

Solkraftverk				
Elektriske komponenter (PV moduler, vekselrettere, m.m)		kr 116 000 000	25 %	kr 145 000 000
Mekaniske komponenter (grunnarbeider, fundamentering, interne veier, grøfter m.m.)		kr 34 000 000	46 %	kr 49 640 000
Byggekostnader (transport, innstallasjon m.m.)		kr 36 000 000	58 %	kr 56 880 000
Administrasjon, prosjekt- og byggeledelse		kr 6 000 000	50 %	kr 9 000 000
Uforutsette kostnader		kr 9 600 000	36 %	kr 13 056 000
Usikkerhet (20 % av kostnadene)	20 %	kr 40 320 000		kr 40 320 000
Sum Solkraftverk		kr 241 920 000	30 %	kr 313 896 000

Delte kostnader				
Adkomstvei (km)	4,4	kr 82 400 000	60 %	kr 131 840 000
Transformatorstasjon		kr 43 080 000	30 %	kr 56 004 000
Nettilknytning		kr 29 898 000	30 %	kr 38 867 400
Usikkerhet (20 % av kostnadene)	20 %	kr 31 075 600		kr 31 075 600
Sum delte kostnader		kr 186 453 600	38 %	kr 257 787 000

Sum vind, sol, vei, kai og nett		kr 995 349 600	32 %	kr 1 312 647 000
Sum vind, vei, kai og nett		kr 753 429 600	33 %	kr 998 751 000
Sum sol, vei* og nett		kr 428 373 600	33 %	kr 571 683 000

*dersom det installeres kun sol og ikke vind vil kostnaden til vei gå ned som følge av en betydelig redusert enhetskostnad på adkomstvei

Installert effekt vindkraft [MW]	30,0
Installert effekt solkraft [MW]	30,0
Total installert effekt [MW]	60,0
Årsproduksjon vindkraft [GWh]	44,1
Årsproduksjon solkraft [GWh]	22,2
Total Årsproduksjon [GWh]	66,3

Adventdalen Øst

Aktivitet	Verdi	Kostnad (Ref. Norge)	Tillegg for spesielle forhold	Kostnad Svalbard
Vindkraftverk				
Vindturbin [MW]	29,4	kr 330 000 000	30 %	kr 429 000 000
Oppstillings- og riggplasser (stk)	9	kr 9 000 000	60 %	kr 14 400 000
Gravitasjonsfundamenter (stk)	7	kr 45 500 000	60 %	kr 72 800 000
Internt kabelnett (# km kabel, 3-leder)	2,0	kr 5 080 000	60 %	kr 8 128 000
Internveier (km)	2,0	kr 16 100 000	60 %	kr 25 760 000
Prosjektledelse, prosjektering og dokumentasjon		kr 5 000 000	30 %	kr 6 500 000
Servicebygg		kr 3 000 000	60 %	kr 4 800 000
Prosjektforsikring		kr 3 000 000	30 %	kr 3 900 000
Uforutsette kostnader		kr 25 000 000	30 %	kr 32 500 000
Kaianlegg		kr 2 000 000	60 %	kr 3 200 000
Usikkerhet (20 % av kostnadene)	20 %	kr 88 736 000		kr 88 736 000
Sum Vindkraftverk		kr 532 416 000	30 %	kr 689 724 000

Solkraftverk				
Elektriske komponenter (PV moduler, vekselrettere, m.m)		kr 116 000 000	25 %	kr 145 000 000
Mekaniske komponenter (grunnarbeider, fundamentering, interne veier, grøfter m.m.)		kr 34 000 000	46 %	kr 49 640 000
Byggekostnader (transport, innstallasjon m.m.)		kr 36 000 000	58 %	kr 56 880 000
Administrasjon, prosjekt- og byggeledelse		kr 6 000 000	50 %	kr 9 000 000
Uforutsette kostnader		kr 9 600 000	36 %	kr 13 056 000
Usikkerhet (20 % av kostnadene)	20 %	kr 40 320 000		kr 40 320 000
Sum Solkraftverk		kr 241 920 000	30 %	kr 313 896 000

Delte kostnader				
Adkomstvei (km)	14,2	kr 113 700 000	60 %	kr 181 920 000
Transformatorstasjon		kr 43 080 000	30 %	kr 56 004 000
Netttilknytning		kr 47 916 000	30 %	kr 62 290 800
Usikkerhet (20 % av kostnadene)	20 %	kr 40 939 200		kr 40 939 200
Sum delte kostnader		kr 245 635 200	39 %	kr 341 154 000

Sum vind, sol, vei, kai og nett		kr 1 019 971 200	32 %	kr 1 344 774 000
Sum vind, vei, kai og nett		kr 778 051 200	32 %	kr 1 030 878 000
Sum sol, vei* og nett		kr 487 555 200	34 %	kr 655 050 000

*dersom det installeres kun sol og ikke vind vil kostnaden til vei gå ned som følge av en betydelig redusert enhetskostnad på adkomstvei

Installert effekt vindkraft [MW]	29,4
Installert effekt solkraft [MW]	30,0
Total installert effekt [MW]	59,4
Årsproduksjon vindkraft [GWh]	81,5
Årsproduksjon solkraft [GWh]	20,8
Total Årsproduksjon [GWh]	102,3

Platåberget Vest

Aktivitet	Verdi	Kostnad (Ref. Norge)	Tillegg for spesielle forhold	Kostnad Svalbard
Vindkraftverk				
Vindturbin [MW]	30,0	kr 330 000 000	30 %	kr 429 000 000
Oppstillings- og riggplasser (stk)	12	kr 9 000 000	60 %	kr 14 400 000
Gravitasjonsfundamenter (stk)	10	kr 45 500 000	60 %	kr 72 800 000
Internt kabelnett (# km kabel, 3-leder)	3,3	kr 8 580 000	60 %	kr 13 728 000
Internveier (km)	3,3	kr 26 200 000	60 %	kr 41 920 000
Prosjektledelse, prosjektering og dokumentasjon		kr 5 000 000	30 %	kr 6 500 000
Servicebygg		kr 3 000 000	60 %	kr 4 800 000
Prosjektforsikring		kr 3 000 000	30 %	kr 3 900 000
Uforutsette kostnader		kr 25 000 000	30 %	kr 32 500 000
Kaianlegg		kr 2 000 000	60 %	kr 3 200 000
Usikkerhet (20 % av kostnadene)	20 %	kr 91 456 000		kr 91 456 000
Sum Vindkraftverk		kr 548 736 000	30 %	kr 714 204 000

Solkraftverk				
Elektriske komponenter (PV moduler, vekselrettere, m.m)		kr 116 000 000	25 %	kr 145 000 000
Mekaniske komponenter (grunnarbeider, fundamentering, interne veier, grøfter m.m.)		kr 34 000 000	46 %	kr 49 640 000
Byggekostnader (transport, innstallasjon m.m.)		kr 36 000 000	58 %	kr 56 880 000
Administrasjon, prosjekt- og byggeledelse		kr 6 000 000	50 %	kr 9 000 000
Uforutsette kostnader		kr 9 600 000	36 %	kr 13 056 000
Usikkerhet (20 % av kostnadene)	20 %	kr 40 320 000		kr 40 320 000
Sum Solkraftverk		kr 241 920 000	30 %	kr 313 896 000

Delte kostnader				
Adkomstvei (km)	3,4	kr 22 800 000	60 %	kr 36 480 000
Transformatorstasjon		kr 43 080 000	30 %	kr 56 004 000
Nettilknytning		kr 8 118 000	30 %	kr 10 553 400
Usikkerhet (20 % av kostnadene)	20 %	kr 14 799 600		kr 14 799 600
Sum delte kostnader		kr 88 797 600	33 %	kr 117 837 000

Sum vind, sol, vei, kai og nett		kr 879 453 600	30 %	kr 1 145 937 000
Sum vind, vei, kai og nett		kr 637 533 600	31 %	kr 832 041 000
Sum sol, vei* og nett		kr 330 717 600	31 %	kr 431 733 000

*dersom det installeres kun sol og ikke vind vil kostnaden til vei gå ned som følge av en betydelig redusert enhetskostnad på adkomstvei

Installert effekt vindkraft [MW]	30,0
Installert effekt solkraft [MW]	30,0
Total installert effekt [MW]	60,0
Årsproduksjon vindkraft [GWh]	50,3
Årsproduksjon solkraft [GWh]	26,3
Total Årsproduksjon [GWh]	76,6

Platåberget Øst

Aktivitet	Verdi	Kostnad (Ref. Norge)	Tillegg for spesielle forhold	Kostnad Svalbard
Vindkraftverk				
Vindturbin [MW]	30,0	kr 330 000 000	30 %	kr 429 000 000
Oppstillings- og riggplasser (stk)	12	kr 9 000 000	60 %	kr 14 400 000
Gravitasjonsfundamenter (stk)	10	kr 45 500 000	60 %	kr 72 800 000
Internt kabelnett (# km kabel, 3-leder)	3,8	kr 9 480 000	60 %	kr 15 168 000
Internveier (km)	3,8	kr 30 200 000	60 %	kr 48 320 000
Prosjektledelse, prosjektering og dokumentasjon		kr 5 000 000	30 %	kr 6 500 000
Servicebygg		kr 3 000 000	60 %	kr 4 800 000
Prosjektforsikring		kr 3 000 000	30 %	kr 3 900 000
Uforutsette kostnader		kr 25 000 000	30 %	kr 32 500 000
Kaianlegg		kr 2 000 000	60 %	kr 3 200 000
Usikkerhet (20 % av kostnadene)	20 %	kr 92 436 000		kr 92 436 000
Sum Vindkraftverk		kr 554 616 000	30 %	kr 723 024 000

Solkraftverk - ikke utredet for lokasjonen				
Elektriske komponenter (PV moduler, vekselrettere, m.m)				
Mekaniske komponenter (grunnarbeider, fundamentering, interne veier, grøfter m.m.)				
Byggekostnader (transport, installasjon m.m.)				
Administrasjon, prosjekt- og byggeledelse				
Uforutsette kostnader				
Usikkerhet (20 % av kostnadene)				
Sum Solkraftverk		kr -		kr -

Delte kostnader				
Adkomstvei (km)	6,1	kr 44 400 000	60 %	kr 71 040 000
Transformatorstasjon		kr 43 080 000	30 %	kr 56 004 000
Nettilknytning		kr 2 970 000	30 %	kr 3 861 000
Usikkerhet (20 % av kostnadene)	20 %	kr 18 090 000		kr 18 090 000
Sum delte kostnader		kr 108 540 000	37 %	kr 148 995 000

Sum vind, sol, vei, kai og nett		-		-
Sum vind, vei, kai og nett		kr 663 156 000	31 %	kr 872 019 000
Sum sol, vei* og nett		-		-

*dersom det installeres kun sol og ikke vind vil kostnaden til vei gå ned som følge av en betydelig redusert enhetskostnad på adkomstvei

Installert effekt vindkraft [MW]	30,0
Installert effekt solkraft [MW]	0,0
Total installert effekt [MW]	30,0
Årsproduksjon vindkraft [GWh]	50,3
Årsproduksjon solkraft [GWh]	0,0
Total Årsproduksjon [GWh]	50,3

Bayfjellnosa

Aktivitet	Verdi	Kostnad (Ref. Norge)	Tillegg for spesielle forhold	Kostnad Svalbard
Vindkraftverk				
Vindturbin [MW]	30,0	kr 330 000 000	30 %	kr 429 000 000
Oppstillings- og riggplasser (stk)	12	kr 9 000 000	60 %	kr 14 400 000
Gravitasjonsfundamenter (stk)	10	kr 45 500 000	60 %	kr 72 800 000
Internt kabelnett (# km kabel, 3-leder)	3,3	kr 8 280 000	60 %	kr 13 248 000
Internveier (km)	3,3	kr 26 000 000	60 %	kr 41 600 000
Prosjektledelse, prosjektering og dokumentasjon		kr 5 000 000	30 %	kr 6 500 000
Servicebygg		kr 3 000 000	60 %	kr 4 800 000
Prosjektforsikring		kr 3 000 000	30 %	kr 3 900 000
Uforutsette kostnader		kr 25 000 000	30 %	kr 32 500 000
Kaianlegg		kr 2 000 000	60 %	kr 3 200 000
Usikkerhet (20 % av kostnadene)	20 %	kr 91 356 000		kr 91 356 000
Sum Vindkraftverk		kr 548 136 000	30 %	kr 713 304 000

Solkraftverk - ikke utredet for lokasjonen				
Elektriske komponenter (PV moduler, vekselrettere, m.m)				
Mekaniske komponenter (grunnarbeider, fundamentering, interne veier, grøfter m.m.)				
Byggekostnader (transport, innstallasjon m.m.)				
Administrasjon, prosjekt- og byggeledelse				
Uforutsette kostnader				
Usikkerhet (20 % av kostnadene)				
Sum Solkraftverk		kr -		kr -

Delte kostnader				
Adkomstvei (km)	6,2	kr 117 500 000	60 %	kr 188 000 000
Transformatorstasjon		kr 43 080 000	30 %	kr 56 004 000
Nettilknytning		kr 14 940 000	30 %	kr 19 422 000
Usikkerhet (20 % av kostnadene)	20 %	kr 35 104 000		kr 35 104 000
Sum delte kostnader		kr 210 624 000	42 %	kr 298 530 000

Sum vind, sol, vei, kai og nett		-		-
Sum vind, vei, kai og nett		kr 758 760 000	33 %	kr 1 011 834 000
Sum sol, vei og nett		-		-

Installert effekt vindkraft [MW]	30,0
Installert effekt solkraft [MW]	0,0
Total installert effekt [MW]	30,0
Årsproduksjon vindkraft [GWh]	46,4
Årsproduksjon solkraft [GWh]	0,0
Total Årsproduksjon [GWh]	46,4

Bolternosa

Aktivitet	Verdi	Kostnad (Ref. Norge)	Tillegg for spesielle forhold	Kostnad Svalbard
Vindkraftverk				
Vindturbin [MW]	30,0	kr 330 000 000	30 %	kr 429 000 000
Oppstillings- og riggplasser (stk)	12	kr 9 000 000	60 %	kr 14 400 000
Gravitasjonsfundamenter (stk)	10	kr 45 500 000	60 %	kr 72 800 000
Internt kabelnett (# km kabel, 3-leder)	3,3	kr 8 180 000	60 %	kr 13 088 000
Internveier (km)	3,3	kr 26 200 000	60 %	kr 41 920 000
Prosjektledelse, prosjektering og dokumentasjon		kr 5 000 000	30 %	kr 6 500 000
Servicebygg		kr 3 000 000	60 %	kr 4 800 000
Prosjektforsikring		kr 3 000 000	30 %	kr 3 900 000
Uforutsette kostnader		kr 25 000 000	30 %	kr 32 500 000
Kaianlegg		kr 2 000 000	60 %	kr 3 200 000
Usikkerhet (20 % av kostnadene)	20 %	kr 91 376 000		kr 91 376 000
Sum Vindkraftverk		kr 548 256 000	30 %	kr 713 484 000

Solkraftverk - ikke utredet for lokasjonen				
Elektriske komponenter (PV moduler, vekselrettere, m.m)			0 %	
Mekaniske komponenter (grunnarbeider, fundamentering, interne veier, grøfter m.m.)			0 %	
Byggekostnader (transport, innstallasjon m.m.)			0 %	
Administrasjon, prosjekt- og byggeledelse			0 %	
Uforutsette kostnader			0 %	
Usikkerhet (20 % av kostnadene)				
Sum Solkraftverk		kr -		kr -

Delte kostnader				
Adkomstvei (km)	7,2	kr 121 400 000	60 %	kr 194 240 000
Transformatorstasjon		kr 43 080 000	30 %	kr 56 004 000
Nettilknytning		kr 17 100 000	30 %	kr 22 230 000
Usikkerhet (20 % av kostnadene)	20 %	kr 36 316 000		kr 36 316 000
Sum delte kostnader		kr 217 896 000	42 %	kr 308 790 000

Sum vind, sol, vei, kai og nett		-		-
Sum vind, vei, kai og nett		kr 766 152 000	33 %	kr 1 022 274 000
Sum sol, vei og nett		-		-

Installert effekt vindkraft [MW]	30,0
Installert effekt solkraft [MW]	0,0
Total installert effekt [MW]	30,0
Årsproduksjon vindkraft [GWh]	43,3
Årsproduksjon solkraft [GWh]	0,0
Total årsproduksjon [GWh]	43,3

Gruvefjellet A1

Aktivitet	Verdi	Kostnad (Ref. Norge)	Tillegg for spesielle forhold	Kostnad Svalbard
Vindkraftverk				
Vindturbin [MW]	30,0	kr 330 000 000	30 %	kr 429 000 000
Oppstillings- og riggplasser (stk)	12	kr 9 000 000	60 %	kr 14 400 000
Gravitasjonsfundamenter (stk)	10	kr 45 500 000	60 %	kr 72 800 000
Internt kabelnett (# km kabel, 3-leder)	6,6	kr 15 180 000	60 %	kr 24 288 000
Internveier (km)	6,3	kr 52 700 000	60 %	kr 84 320 000
Prosjektledelse, prosjektering og dokumentasjon		kr 5 000 000	30 %	kr 6 500 000
Servicebygg		kr 3 000 000	60 %	kr 4 800 000
Prosjektforsikring		kr 3 000 000	30 %	kr 3 900 000
Uforutsette kostnader		kr 25 000 000	30 %	kr 32 500 000
Kaianlegg		kr 2 000 000	60 %	kr 3 200 000
Usikkerhet (20 % av kostnadene)	20 %	kr 98 076 000		kr 98 076 000
Sum Vindkraftverk		kr 588 456 000	31 %	kr 773 784 000

Solkraftverk - ikke utredet for lokasjonen				
Elektriske komponenter (PV moduler, vekselrettere, m.m)			0 %	
Mekaniske komponenter (grunnarbeider, fundamentering, interne veier, grøfter m.m.)			0 %	
Byggekostnader (transport, innstallasjon m.m.)			0 %	
Administrasjon, prosjekt- og byggeledelse			0 %	
Uforutsette kostnader			0 %	
Usikkerhet (20 % av kostnadene)				
Sum Solkraftverk		kr -		kr -

Delte kostnader				
Adkomstvei (km)	4,8	kr 104 600 000	60 %	kr 167 360 000
Transformatorstasjon		kr 43 080 000	30 %	kr 56 004 000
Nettilknytning		kr 5 257 800	30 %	kr 6 835 140
Usikkerhet (20 % av kostnadene)	20 %	kr 30 587 560		kr 30 587 560
Sum delte kostnader		kr 183 525 360	42 %	kr 260 786 700

Sum vind, sol, vei, kai og nett		-		-
Sum vind, vei, kai og nett		kr 771 981 360	34 %	kr 1 034 570 700
Sum sol, vei og nett		-		-

Installert effekt vindkraft [MW]	30,0
Installert effekt solkraft [MW]	0,0
Total installert effekt [MW]	30,0
Årsproduksjon vindkraft [GWh]	52,6
Årsproduksjon solkraft [GWh]	0,0
Total Årsproduksjon [GWh]	52,6

Gruvefjellet A2

Aktivitet	Verdi	Kostnad (Ref. Norge)	Tillegg for spesielle forhold	Kostnad Svalbard
Vindkraftverk				
Vindturbin [MW]	30,0	kr 330 000 000	30 %	kr 429 000 000
Oppstillings- og riggplasser (stk)	12	kr 9 000 000	60 %	kr 14 400 000
Gravitasjonsfundamenter (stk)	10	kr 45 500 000	60 %	kr 72 800 000
Internt kabelnett (# km kabel, 3-leder)	6,3	kr 15 980 000	60 %	kr 25 568 000
Internveier (km)	6,3	kr 50 600 000	60 %	kr 80 960 000
Prosjektledelse, prosjektering og dokumentasjon		kr 5 000 000	30 %	kr 6 500 000
Servicebygg		kr 3 000 000	60 %	kr 4 800 000
Prosjektforsikring		kr 3 000 000	30 %	kr 3 900 000
Uforutsette kostnader		kr 25 000 000	30 %	kr 32 500 000
Kaianlegg		kr 2 000 000	60 %	kr 3 200 000
Usikkerhet (20 % av kostnadene)	20 %	kr 97 816 000		kr 97 816 000
Sum Vindkraftverk		kr 586 896 000	31 %	kr 771 444 000

Solkraftverk - ikke utredet for lokasjonen				
Elektriske komponenter (PV moduler, vekselrettere, m.m.)				
Mekaniske komponenter (grunnarbeider, fundamentering, interne veier, grøfter m.m.)				
Byggekostnader (transport, installasjon m.m.)				
Administrasjon, prosjekt- og byggeledelse				
Uforutsette kostnader				
Usikkerhet (20 % av kostnadene)				
Sum Solkraftverk		kr -		kr -

Delte kostnader				
Adkomstvei (km)	4,8	kr 107 400 000	60 %	kr 171 840 000
Transformatorstasjon		kr 43 080 000	30 %	kr 56 004 000
Nettilknytning		kr 7 785 000	30 %	kr 10 120 500
Usikkerhet (20 % av kostnadene)	20 %	kr 31 653 000		kr 31 653 000
Sum delte kostnader		kr 189 918 000	42 %	kr 269 617 500

Sum vind, sol, vei, kai og nett		-		-
Sum vind, vei, kai og nett		kr 776 814 000	34 %	kr 1 041 061 500
Sum sol, vei og nett		-		-

Installert effekt vindkraft [MW]	30,0
Installert effekt solkraft [MW]	0,0
Total installert effekt [MW]	30,0
Årsproduksjon vindkraft [GWh]	52,6
Årsproduksjon solkraft [GWh]	0,0
Total Årsproduksjon [GWh]	52,6

Hotellneset

Aktivitet	Verdi	Kostnad (Ref. Norge)	Tillegg for spesielle forhold	Kostnad Svalbard
Vindkraftverk - ikke utredet for lokasjonen				
Vindturbin [MW]				kr -
Oppstillings- og riggplasser (stk)				kr -
Gravitasjonsfundamenter (stk)				kr -
Internt kabelnett (# km kabel, 3-leder)				kr -
Internveier (km)				kr -
Prosjektledelse, prosjektering og dokumentasjon				kr -
Servicebygg				kr -
Prosjektforsikring				kr -
Uforutsette kostnader				kr -
Kaianlegg				kr -
Usikkerhet (20 % av kostnadene)	20 %	kr -		kr -
Sum Vindkraftverk		kr -	0 %	kr -

Solkraftverk				
Elektriske komponenter (PV moduler, vekselrettere, m.m.)		kr 116 000 000	25 %	kr 145 400 000
Mekaniske komponenter (grunnarbeider, fundamentering, interne veier, grøfter m.m.)		kr 34 000 000	46 %	kr 49 776 000
Byggekostnader (transport, innstallasjon m.m.)		kr 36 000 000	58 %	kr 56 988 000
Administrasjon, prosjekt- og byggeledelse		kr 6 000 000	50 %	kr 9 000 000
Uforutsette kostnader		kr 9 600 000	36 %	kr 13 056 000
Usikkerhet (20 % av kostnadene)	20 %	kr 40 320 000		kr 40 320 000
Sum Solkraftverk		kr 241 920 000	30 %	kr 314 540 000

Delte kostnader				
Adkomstvei (km)	1,0	kr 300 000	60 %	kr 480 000
Transformatorstasjon		kr 43 080 000	30 %	kr 56 004 000
Nettilknytning		kr 5 400 000	30 %	kr 7 020 000
Usikkerhet (20 % av kostnadene)	20 %	kr 9 756 000		kr 9 756 000
Sum delte kostnader		kr 58 536 000	25 %	kr 73 260 000

Sum vind, sol, vei, kai og nett		-		-
Sum vind, vei, kai og nett		-		-
Sum sol, vei** og nett		kr 300 456 000	29 %	kr 387 800 000

**kostnad for vei er tilpasset utbygging av solkraft - ikke vindkraft

Installert effekt vindkraft [MW]	0,0
Installert effekt solkraft [MW]	30,0
Total installert effekt [MW]	30,0
Årsproduksjon vindkraft [GWh]	
Årsproduksjon solkraft [GWh]	24,2
Total Årsproduksjon [GWh]	24,2