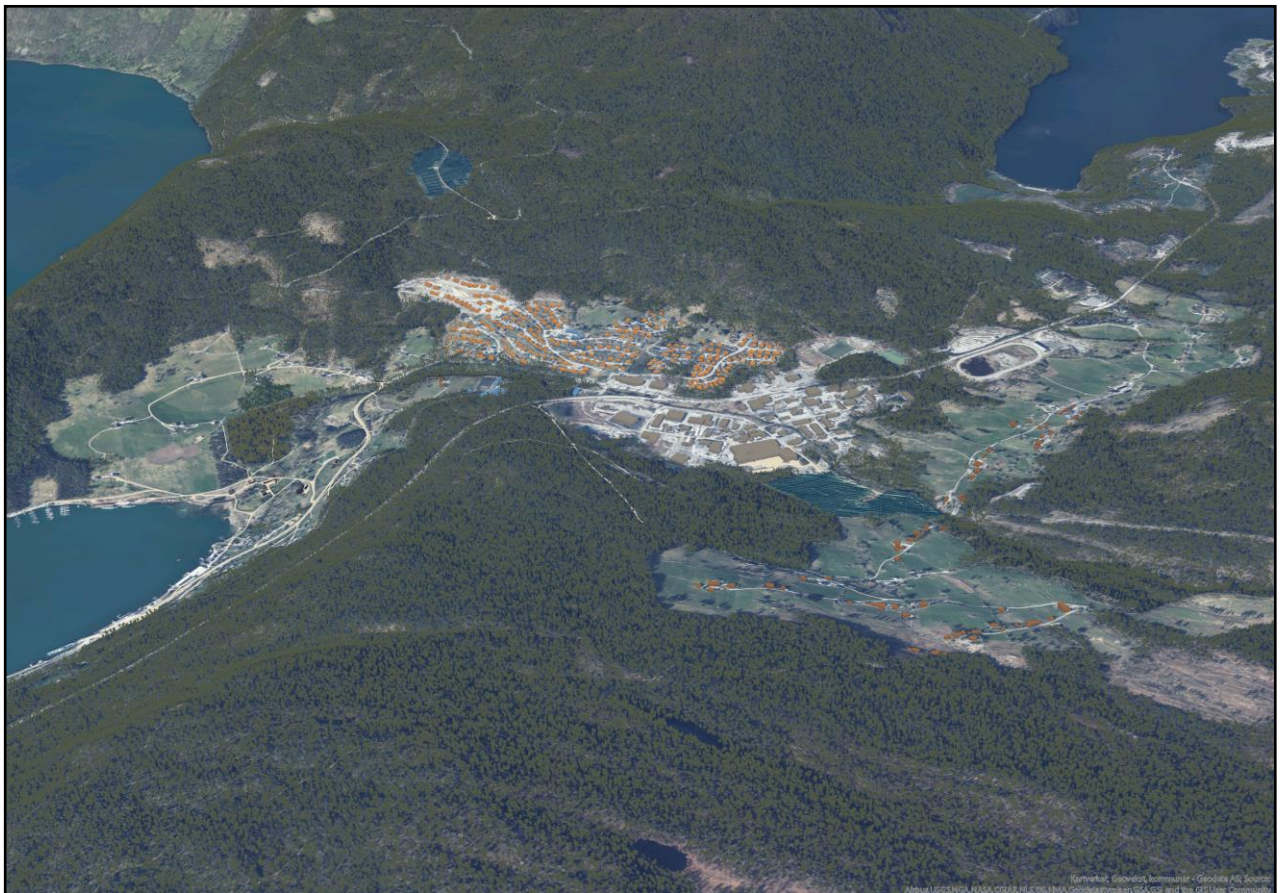


Konseptutredning bakkemontert solkraftverk - sluttrapport

Konseptutredning for innovative energi- og klimaløsninger



Rapporten beskriver utført arbeid, resultater og implikasjoner i forbindelse med søknad og tilsagn 22/4168
«Konseptutredning bakkemontert solkraft - Kaupanger Energi AS.»

Kaupanger Energi AS ved Nils Joachim Knagenhjelm er prosjekteier.

Christoffer Knagenhjelm har vært prosjektleder, mens Marius Knagenhjelm har vært prosjektdeltaker, koordinator og medforfatter av rapporten.

Følgende har bidratt til rapporten:

Multiconsult ved Øystein Holm, Torje Evensen og Sigrid Sunde.

Soldeling ved Erlend Hustad Honningdalsnes.

Høgskulen på Vestland ved Stein Joar Hegland og Geoff Gilpin

Vestland Bondelag ved Geir Totland.

Innhold

Konseptutredning for innovative energi- og klimaløsninger	1
1. Sammendrag	5
2. Søker	8
2.1 Om bedriften	8
2.2 Om prosjektet	8
Formålet med utredningen	8
2.3 Beskrivelse av omsøkt konseptutredningsprosjekt	11
Problemstilling og løsning	11
2.4 Beskrivelse av planlagt hovedprosjekt og estimert produksjonsresultat	12
2.5 Måling og dokumentasjon av resultater	13
2.6 Avtaler	13
3. Om konseptutredningen	14
3.1 Konvensjonell teknologi for et slikt prosjekt	14
3.2 Ikke-konvensjonelle teknologier	15
3.3 Aktuelle teknologier / løsninger og kostnader	17
3.3.1 Grunnforhold og fundamentering	18
3.3.2 Festesystemer	19
3.3.3 Bruk av trevirke	23
3.4 Kartlegging, beregninger og scenarioanalyse	24
3.4.1 Vannkraftproduksjon	25
Vannkraft Rudsviki	25
Vannkraft Kaupanger	26
3.4.2 Solkraftpotensiale	27
Solinnstråling	27
Beregningsmetodikk	29
3.4.3 Nettforhold og begrensninger	31
3.4.4 Rudsviki: demonstrasjonsanlegg for hybrid kraftproduksjon og festesystemer	32
Delområder	34
Aktuelle feste- og fundamenteringskonsepter	39
Hybrid kraftproduksjon: sol- og vannkraft Rudsviki	40
Muligheter for lagring av energi og kraft	41
Oppsummering og neste skritt Rudsviki	41
3.4.5 Drivdal: kombinasjonsanlegg med landbruk	42
Beskrivelse av området	42
Naturmangfold, landbruk og utmarksressurser	46

Andre interesser	47
Kombinasjonsdrift med landbruk - agrivoltaics	47
Hybrid kraftproduksjon: sol- og vannkraft Drivdal	53
Analyseresultater Drivdal.....	56
Oppsummering og neste skritt for Drivdal	58
3.4.6 Næringsparken: utnyttelse av nærliggende nettinfrastruktur og potensiale for revegetering	58
Beskrivelse av området	58
Kombinasjonsdrift med landbruk eller revegetering	60
Analyseresultater Næringsparken.....	60
Oppsummering og neste skritt Næringsparken	62
3.4.7 Solsida	63
3.5 Estimert kraftproduksjon fra Rudsviki, Drivdal og Næringsparken - sammenstilling av resultater.....	63
3.6 Økonomiske vurderinger	65
Lønnsomhetsberegninger, Drivdal og Næringsparken.....	65
3.7 Avtaler, tillatelser og samarbeidspartnere.....	72
4 Løsningens-/teknologiens markedspotensial	73
4.1 Beskrivelse av utredningens nyhetsverdi	73
4.2 Beskrivelse av nyhetsverdi og nytte/økt verdi fra innføring av utredede løsninger	73
Kunnskapsgenerering.....	74
4.3 Kort beskrivelse av markedspotensialet.....	77
4.4 Involvering av norske teknologimiljø og utdannings situasjoner	77
4.5 Spredning, kompetanseformidling og kunnskapsgenerering.....	77
5 Risiko og risikodempende tiltak.....	79
6 Oppsummering og konklusjoner	82
7 Litteraturliste.....	84
8 Vedlegg	85

1. Sammendrag

Konseptutredningen har gitt viktig kunnskap for søknadens hovedproblemstillinger om å realisere bakkemonterte solkraftprosjekter på Vestlandet, herunder mulighetene for å ta i bruk «grå» arealer, samproduksjon med vannkraft (hybride kraftverk) og kombinasjonsdrift med landbruksproduksjon. Utredningen har gitt oss grunnlag for å gå videre med prosjekter på tre lokaliteter, med følgende hovedresultater, anbefalinger og implikasjoner for videre arbeid:

- **Mulighetene for å bruke «grå» arealer:** I **Rudsviki** har vi vurdert mulighetene for å ta i bruk både grustaket og omkringliggende områder berørt av inngrep. Utnyttelse forutsetter imidlertid bruk av ikke-konvensjonelle feste- og fundamenteringsløsninger. Areal på og ved **Kaupanger næringspark** er regulert både som LNF og næring. Næringsdelen av arealet står i dag brakk, er delvis planert og i utgangspunktet godt egnet for et solkraftanlegg. Definisjoner av grå arealer bør imidlertid kategoriseres ut fra flere forhold for å nyansere egnethet for utbygging og for å kunne gi bedre veiledning og råd om hvilke tekniske systemer som kan benyttes.
- **Hybrid kraftproduksjon mellom Kaupanger Energi sine vannkraftverk og solkraftverk,** i form av to ulike prosjekter: I **Rudsviki** er det avdekket et potensial på 50 til >100% økt installert effekt, tilsvarende 300-800kWp PV med begrenset risiko for struping av kraftproduksjon uten at ny trafostasjon trenger å bygges. I **Drivdalen** er det avdekket et potensial for installert effekt tilsvarende om lag 4 MWp ved å ta i bruk eksisterende overføringskabel mellom kraftstasjonen R1 i Rudsviki og linjenettet på Kaupanger. For begge disse lokalitetene kan man dermed unngå betydelige investeringer i å få strømmen ut på nett. Etter vår erfaring er det ingen slike anlegg i drift i Norge, og dette kan ha stor interesse for en rekke aktører i kraftbransjen.
- **Kombinasjon mellom Kaupanger Hovedgårds gårdsdrift og bakkemonterte solkraftverk,** både i Drivdalen og Kaupanger næringspark. For Drivdalen har vi undersøkt ulike konsepter for kombinasjonsdrift med landbruk, såkalt agrivoltaics. Analysen viser at grovfôrproduksjon i et normalt meteorologisk år i Drivdal kan bli mellom 16 og 0,6% lavere enn uten et anlegg. Under tørrår kan derimot kraftverket medføre høyere avling sammenlignet med en situasjon uten. Dette vil gjøre landbruksproduksjonen mer robust mot tørrår. Modellresultatene peker i retning av at slike anlegg derfor kan være et godt tilskudd og ikke stå i motsetning til landbruksdrift.
- For alle tre områdene har vi kartlagt **ulike konsepter for montering og festesystemer.** Tilgjengelige fundamenterings- og festesystemer er stort sett utviklet for forhold der det pæles i grunn med lite stein og fjell. Grunnforhold er en stor utfordring for alle områder, på grunn av mye løsmasser og fjell. Det vil derfor være behov for å utvikle og utrede nærmere systemer som kan passe i slike grunnforhold, og som nok er typiske for mange steder i Norge.
- I samarbeid med Høgskulen på Vestlandet (HVL) har vi foreslått en rekke **studentoppgaver** på bachelor- og mastergradsnivå og tre studentgrupper har valgt oppgaver med solkraft som tema.
- Alle konseptene vi har utredet vil medføre **risiko.** Det er lite erfaringer med bakkemonterte solkraftanlegg i norske forhold, og samproduksjon med vannkraft og landbruk øker kompleksiteten i planlegging, investering og drift. Revegetering og utnyttelse av grå arealer, som i flere sammenhenger kan være samfunnsmessig ønskelig vil, alt annet likt, gi økte kostnader.

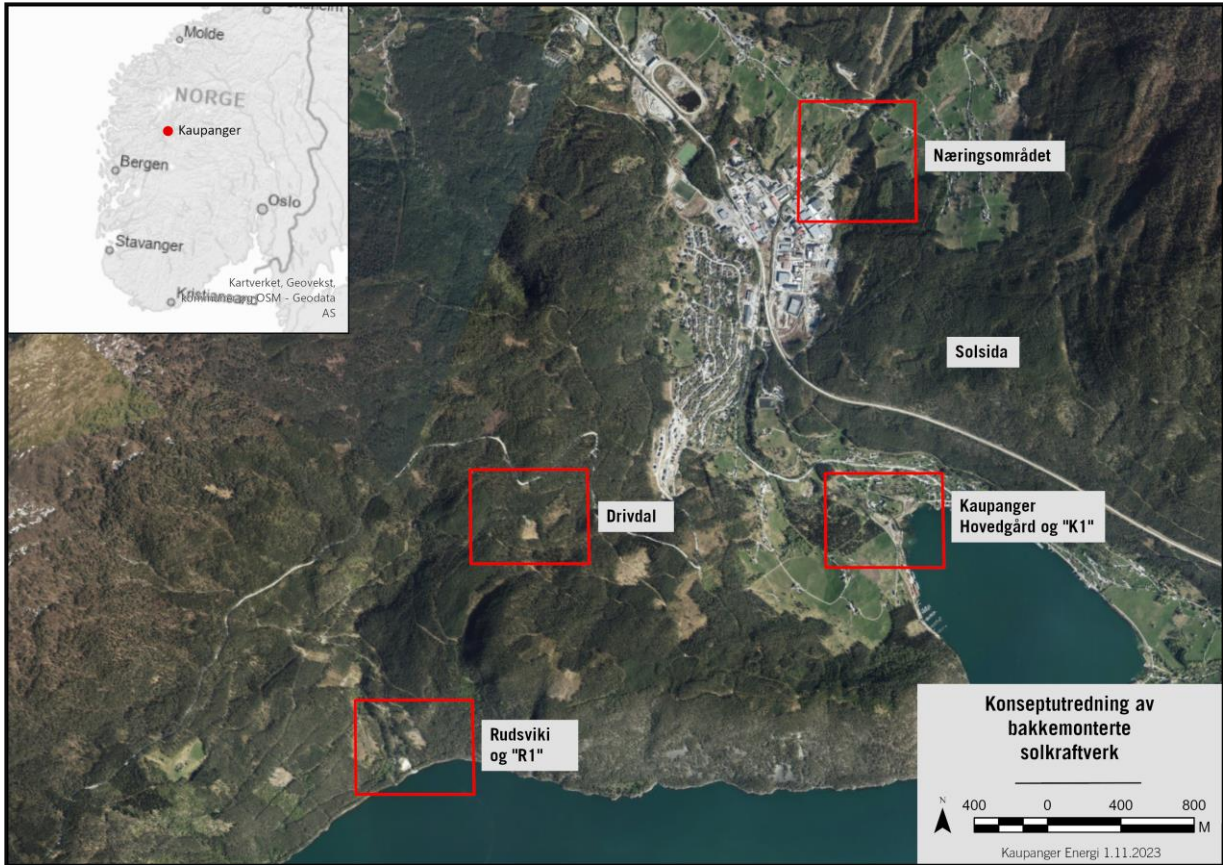
Konklusjoner for Kaupanger Energi og eier Kaupanger Hovedgård og videre arbeid med prosjektområdene:

- **Rudsviki (3-800 kWp):** Basert på resultater fra konseptutredningen har vi søkt Enova om forstudiemidler (23/54966). Parallelt med dette vil vi levere byggesak for hybridkraftanlegg. Anlegget vil designes for å kunne

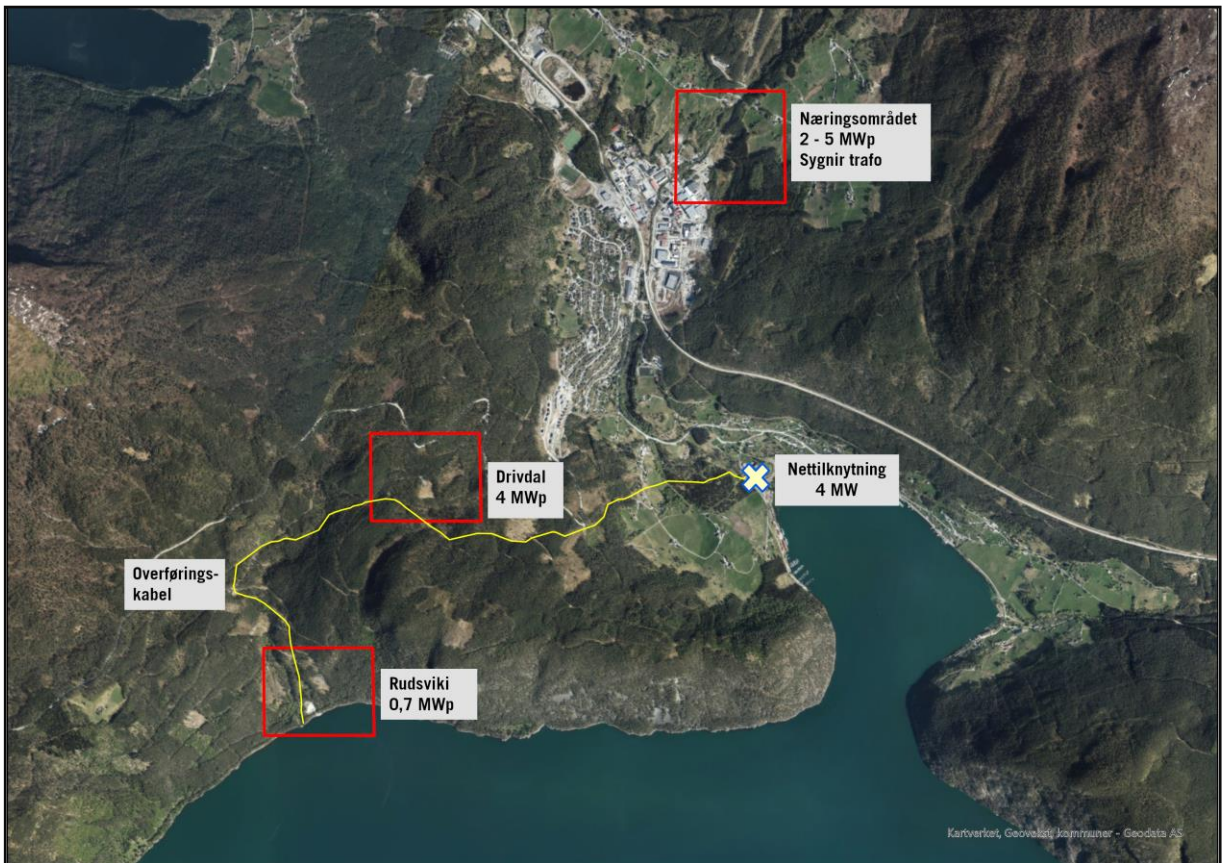
prøve ut ulike løsninger for fundamentering bærekonstruksjoner med relevans for Drivdalen og Næringsparken og andre lignende områder.

- **Drivdal (~3,7 MWp):** Starte arbeid med konsesjonssøknad og KU, evt. melding til NVE sammen med forprosjektering. Anlegget vil detaljplanlegges i kombinasjon med landbruksdrift. Valg av vekster må vurderes nærmere, men som minimum vil vi vurdere kombinasjon med beite for geiter og fôrproduksjon.
- **Kaupanger næringspark (opptil 5,5 MWp):** Starte arbeid med konsesjonssøknad og KU, evt. melding til NVE sammen med forprosjektering. Kombinasjon med landbruk kan også være aktuelt her, eventuelt at området revegeteres. Både Drivdal og Næringsparken vil gi viktig innsikt i hvordan prinsipp og erfaringer for «agri» eller «eco»- (revegetering) PV kan tas i bruk i Norge.

Realisering av prosjektene forutsetter videre dialog og enighet med nøkkelinteressenter, som Sogndal kommune og Sygnir.



Figur 1. Oversiktskart prosjektområde og lokaliteter.



Figur 2. Oversiktskart med overføringskabel Rudsviki – Kaupanger.

2. Søker

2.1 Om bedriften

Ansvarlig søker er Kaupanger Energi AS (org.nr: 990784779). Kaupanger Energi AS (KE) er heleid av Kaupanger Hovedgård (KH) (org.nr: 912068919), 6854 Kaupanger i Sogndal kommune.¹ KH har to ansatte. Bedriftene baserer seg i stor grad på innleid kompetanse til ulike prosjekter. Konseptutredningen er gjennomført i regi av ansatte ved Kaupanger Hovedgård, med bistand fra Marius Knagenhjelm ved Stakeholder AS.²

Kaupanger Hovedgård er blant landets største fredede eiendommer i privat eie (300 daa) og er med ca. 50 000 mål i Sogndal kommune, Vestlandet nest største grunneier. KH har siden 2010 investert over 70 mill. kr. i næringsutvikling, primært innen kraftproduksjon, eiendomsutvikling og landbruk. KE/KH er i tillegg involvert i flere forsknings-, innovasjons- og restaureringsprosjekter. KH driver også med skogdrift, landbruk med om lag 100 vinterfora geiter, hjortejakt og eiendomsutvikling.

KE produserer og selger kraft fra tre småkraftverk: «Kaupanger 1», «Kaupanger 3» og «Rud 1». Heretter kalt K1, K3 og R1 med en årlig middelproduksjon på 12,7 GWh. Alle tre er elvekraftverk med begrenset magasinkapasitet. KH er medlem av Småkraftforeningen, Solenergiklyngen, Bondelaget og Norskog.

I 2021 ble KH første eier av privat fredet bygg som fikk tillatelse til å legge solceller (BIPV) på ett av våre bygg, en låve med totalt takareal på ca. 500 m², med vedtak i 2022 av Vestland fylkeskommune om hvilken type panel vi har tillatelse til å bruke. Vi har fått tilskudd av kulturvernmyndighetene til å dekke deler av rivningskostnadene, og utreder muligheter for å få finansiert prosjektet

2.2 Om prosjektet

Formålet med utredningen

For KE har det vært nødvendig å gjennomføre en konseptutredning for å avdekke om områder eid av selskapets eier, Kaupanger Hovedgård, kan anvendes til solkraftanlegg. Herunder i hvilken grad det kan passe med dagens øvrige driftsformer i form av vannkraft og landbruk, og hvilke tekniske løsninger som kan være tilgjengelige. Konseptutredningen har avdekket barrierer og hvor det foreligger markedssvikt i form av hvilke elementer av prosjektene som innebærer høyere risiko og hva som kan kreve risikoavlastning for å kunne la seg realisere. Arbeidet har vært helt nødvendig for å etablere et kunnskapsgrunnlag for å videreutvikle vår strategi for kraft- og landbruksproduksjon og etablering av mindre skala solkraftanlegg (<10MWp) som på best mulig måte ivaretar både naturverdier og friluftsliv.

Utredningen vil også ha relevans for utviklingen av det norske markedet for bakkemonterte solkraftanlegg. Stortinget har vedtatt et mål om 8 TWh solkraft innen 2030.³ NVEs produksjonsestimat er på 359 GWh i 2023.⁴ Dersom deler av Stortingets mål skal nås ved hjelp av bakkemonterte anlegg er det avgjørende å effektivisere planleggings- og prosjekteringsprosessene og senke kostnader i alle faser. Ikke minst kan grunnforhold og fundamentering være særskilt utfordrende i områder som ellers er godt egnet og her er det behov for mer praktisk

¹ Kaupanger Energi AS har forretningsadresse i Oslo.

² Marius Knagenhjelm bidro med utforming av søknad og frem til våren 2023 med konseptutredningen på frivillig / ulønnet basis.

³ Meld. St. 2 (2022-2023), Innst. 490 S (2022-2023), Vedtak 923: <https://www.stortinget.no/no/Saker-og-publikasjoner/Vedtak/Vedtak/Sak/?p=92466>.

⁴ <https://www.nve.no/energi/energisystem/solkraft/oversikt-over-solkraft-i-norge/>. Dato for uttrekk: 23. august 2023.

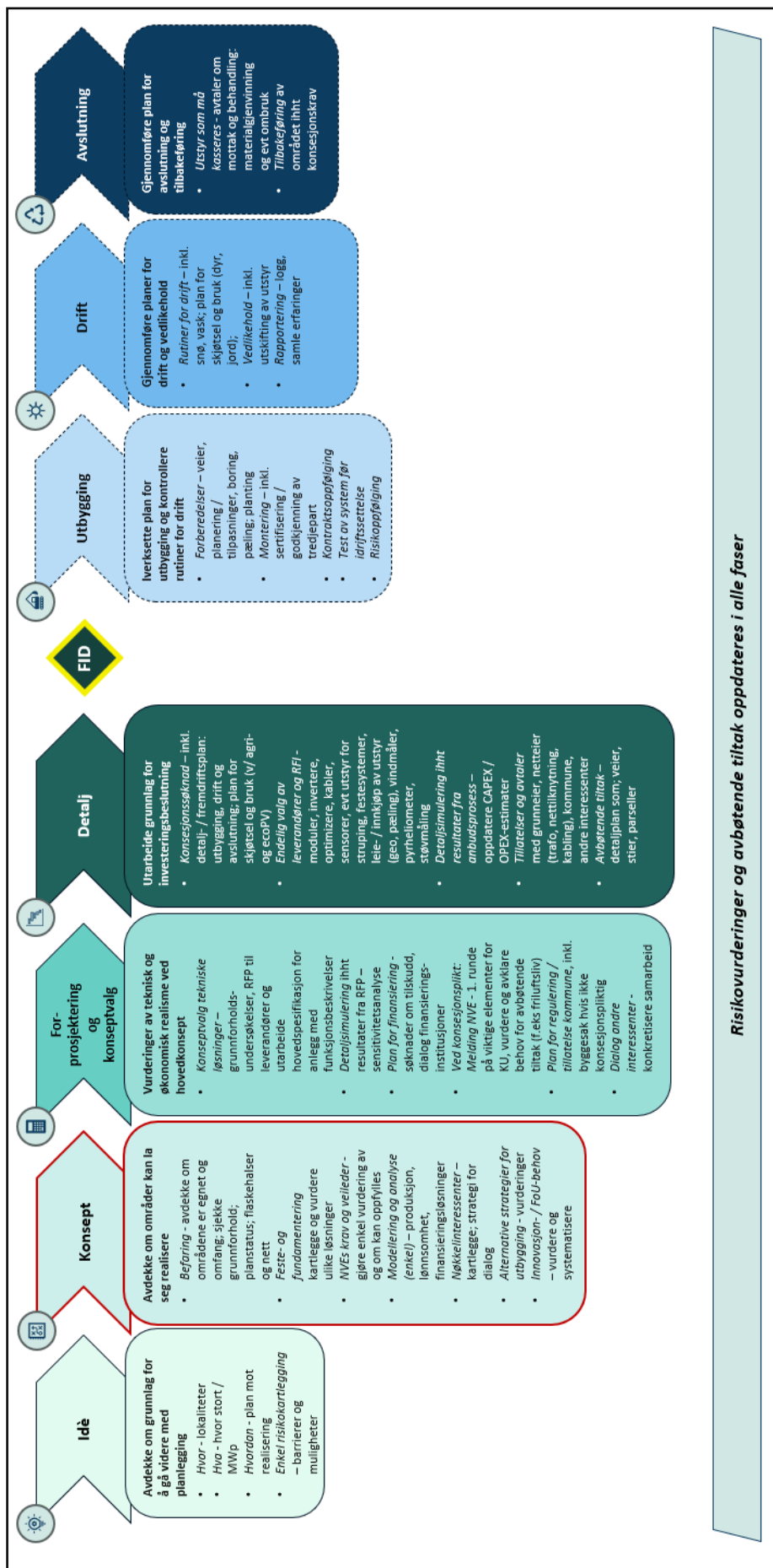
erfaring for å utløse det tekniske potensialet. I tillegg har vi avdekket et betydelig potensial i kombinasjonsprosjekter, enten i form av hybride sol- og vannkraftverk og samdrift med landbruk.

Et bakkemontert solkraftprosjekt kan gjennomføres i flere faser. Planlegging, som i alle byggeprosjekter, er avgjørende for å avdekke og unngå risiko, jf. figur 3. De ulike fasene må i alle tilfeller tilpasses det enkelte prosjekt. Solenergiklyngen og Multiconsult har utviklet en første versjon av en veileder og beste praksis for bakkemonterte solkraftverk, der Kaupanger Hovedgård har deltatt i referansegruppen.⁵ Veilederen er svært nyttig for aktører på markedet i å forstå prosesser, krav og teknologivalg for et solkraftprosjekt. Dette prosjektet kan bidra til å utfylle veilederen ved å peke på noen aktuelle fremgangsmåter, muligheter og konsepter som kan egne seg for prosjektområder med lignende egenskaper som våre. Spesielt egnet er opparbeidet kunnskap rundt Agrivoltaics for norske forhold og kostnadseffektiv fundamenteringsproblematikk i kupert og utfordrende terreng, hvor internasjonalt fokus og referanseprosjekt er begrenset.

Det er flere forhold som må forstås bedre før et komplett design / spesifikasjon for anleggene kan utarbeides. for Kaupanger Energi sin del vil det derfor være nødvendig å gjennomføre forprosjekteringsstudier før eventuelle investeringsbeslutninger fattes. For en rekke av konseptene foreligger det ikke løsninger som er klart tilgjengelig i det norske markedet, eller det er lav systemmodenhet jf. kapittel 3.1. Usikkert kostnadsbilde, sammen med kartlagte barrierer og risikobilde peker derfor i retning av prinsippet om «think slow, act fast».⁶ Det vil si at det for vår case vil være viktig å planlegge grundig heller enn å gå for fort frem.

⁵ <https://solenergiklyngen.no/2022/11/14/onsker-utbygging-pa-naturens-premisser/>

⁶ Flyvbjerg, Bent og Dan Gardner (2023): How big things get done. Macmillan.



Figur 3. Ulike faser ved prosjektmodning og- realisering for bakkemonterte solkraftverk. Figuren tar utgangspunkt i aktuelle prosjekter i regi av Kaupanger Energi, men er illustrerende og vil måtte tilpasses ulike prosjekters egenart.

2.3 Beskrivelse av omsøkt konseptutredningsprosjekt

Formål med konseptutredningen var i kort å avdekke om områder eid av Kaupanger Hovedgård kan anvendes til bakkemonterte solkraftanlegg, og hvilke konsepter og løsninger som kan tas i bruk.

I henhold til søknaden skulle vi «samle og strukturere tilstrekkelige data om arealenes egnethet, tekniske løsninger og lønnsomhet for ulike bakkemonterte solkraftanlegg. Målet er å samle tilstrekkelig informasjon til å treffe investeringsbeslutning om solcelleparkene. I tillegg vil data fra en eksisterende flytende solkraftinstallasjon kunne gi nyttig informasjon om samdrift mellom flytende solkraft og lokal vannkraft. Det vil i konseptutredningen etterstribes å utarbeide en generell fremgangsmåte for vurderingene som gjøres, slik at erfaringene kan benyttes til andre utredninger og prosjekter - og dermed kunne være utløsende for flere tilsvarende solkraftprosjekter i Norge. Strategier og opplegg for kunnskapsspredning vil utvikles i samarbeid med interessenter og deltakere, inkludert Høgskulen på Vestlandet og Bondelaget.»

Prosjektet er gjennomført i henhold til beskrivelsen i søknaden og de oppgitte arbeidspakkene, og den generelle arbeidsmåten er oppsummert i figur 3. Det må påpekes at konseptutredningen ikke har gitt grunnlag for investeringsbeslutning.

Problemstilling og løsning

Jf. søknaden har vi utforsket og besvart følgende problemstillinger og pekt på mulige løsninger:

- Sikker montering og forankring av solceller i grustak
- Om bruk av soltrackere/solfølgere (en- eller toakset) vil gi økt lønnsomhet for bakkemonterte solkraftanlegg på Vestlandet
- Valg av paneler, inkludert om tosidige («bifacial») paneler vil gi økt produksjon i grustak
- Simulering av produksjon; kvalitetssikring av egne analyser
- Hybriddrift av vann- og solkraftverk, inkludert flytende solkraft; muligheter for å regulere ned vannkraft som alternativ til batterilagring
- Sensorer/sensorikk for overvåking av solkraftanlegg og vurdere samdrift med eksisterende vannkraftanlegg
- Tilrettelegging for sam-/kombinasjonsdrift med friluftsliv og land- og jordbruk («agrivoltaics»)⁷
- Utrede muligheter og barrierer for å benytte trevirke til monteringsløsninger for bakkemontering solcelleanlegg

I søknaden beskrev vi at prosjektet var planlagt gjennomført i henhold til seks arbeidspakker, med delleveranser og oppgaver:

- Arbeidspakke 1: tekniske løsninger for etablering av solcelleanlegg i grustak
- Arbeidspakke 2: konsept for hybrid drift
- Arbeidspakke 3: valg av tekniske løsninger
- Arbeidspakke 4: konsepter for kombinasjonsdrift solkraft og land- og jordbruk
- Arbeidspakke 5: lønnsomhetsvurderinger
- Arbeidspakke 6: spredning av resultater, identifikasjon av mulige forsknings- og innovasjonsbehov og gevinstrealisering

For oversikt over deloppgavene viser vi til vedlegg 1. Kapittel 3 redegjør for de fem første arbeidspakkene, mens arbeidspakke 6 er redegjort for i kapittel 4.

⁷ Se f.eks.: <https://www.ise.fraunhofer.de/en/publications/studies/agrivoltaics-opportunities-for-agriculture-and-the-energy-transition.html>.

2.4 Beskrivelse av planlagt hovedprosjekt og estimert produksjonsresultat

Konseptutredningen har gitt nødvendig kunnskapsgrunnlag for å gå videre med hovedprosjektet. Hovedprosjektet er delt opp i tre ulike bakkemonterte anlegg, jf. kartillustrasjon på side 8:

Tabell 1. Prosjekt og estimert kapasitet med arealomfang, produksjons- og klimaresultater.

Prosjekt	Kapasitet (kWp)	Spesifikk ytelse (KWh/kWp)	Størrelse (daa)	Antatt klimaresultat – estimert kraftproduksjon (MWh/år)
Rudsviki	703	874	Opptil 30	614
Drivdalen (vertikalmontert nord / sør)	3 684	997	88	3 673
Næringsparken (fastmontert sør)	5 479	883	68	4 838

Kapasitet for hvert anlegg vil kunne endre seg. I henhold til søknaden var det to områder vi ønsket å studere: Rudsviki og Solsida. Sistnevnte ligger nær Næringsparken, men etter befaringer med Multiconsult kom det frem at Drivdalen og Næringsparken var de mest egne områdene og ikke Solsida som først tenkt. Endring av lokalitet har ikke hatt betydning for problemstillingene og arbeidspakkene som lå til grunn for søknaden. Beliggenhet for alle prosjektene er på Kaupanger i Sogndal kommune.

Konvensjonell / standard teknologi

Fastmonterte solcellepaneler i et såkalt «fixed-tilt»-system vil være å anse som konvensjonell teknologi. Dette er en teknologi som er godt etablert og effektiv å bygge ut. Solkraftverk blir som oftest etablert på områder med flatt terreng og enkle grunnforhold. Dermed kan det hevdes at konvensjonell teknologi ikke finnes, da det å anvende selv fixed-tilt på Vestlandet med slik topografi og grunnforhold som på Kaupanger er en nyvinning som ikke er gjort hittil, og i alle fall ikke i det omfang vi vurderer.⁸ For sammenlignings skyld har vi valgt å legge til grunn fixed-tilt som en konvensjonell teknologi slik at det skal være enklere å forestille seg hva alternativet vil være.

Investeringskostnader for slike systemer er av NVE oppgitt til å ligge på 6685 kr/kW og en LCOE på 63 øre / kWh, basert på 1000 fullasttimer per år.⁹ Dette er grove antakelser og trolig basert på erfaringer fra utlandet og Norges tidligere erfaring med solanlegg på tak, ettersom det knapt er etablert større bakkemonterte anlegg i drift i Norge p.t. For å ha mer presise kostnadsestimater om prosjekter i Norge er det derfor helt nødvendig med mer praktisk erfaring. Kapittel 3.2 gir en sammenlikning mellom standard / konvensjonell teknologi og andre mer ukonvensjonelle løsninger og som kan være mer egnet for de forhold som gjelder våre lokaliteter. Kapittel 4.2 gir en oversikt over barrierer, innovasjonsmål og nytte- og nyhetsverdi ved å realisere prosjekter med de konsepter vi har utredet, mens kapittel 6 gir en nærmere beskrivelse av risiko med utgangspunkt i konseptene vi har utredet.

⁸ Markedsutviklingen for bakkemonterte solkraftverk kan skje raskt. Ved prosjektets oppstart var det kun et fåtall innmeldte eller konsesjonssøkte prosjekter i NVEs oversikt. Per 30.10.2023 er det 34 innmeldte eller konsesjonssøkte bakkemonterte prosjekter i [NVEs database](#), hvorav ett er trukket.

⁹ NVE (2023): [Kostnader for kraftproduksjon](#). Dato for uttrekk: 20.10.2023.

2.5 Måling og dokumentasjon av resultater

Resultater fra selve konseptutredningen kan ikke måles ved hjelp av kvantifiserbare størrelser, med unntak av antall foreslåtte og valgte studentoppgaver. I 2023 har tre studentgrupper valgt oppgaver basert på våre forslag og dialog med Høgskulen på Vestlandet (HVL) i forbindelse med dette prosjektet.¹⁰

Ved realisering av hovedprosjekter vil energi- og klimaresultater kunne dokumenteres. I tillegg vil det være mulig å dokumentere andre resultater, som:

- Refleksjon rundt kostnader til planlegging og prosjektering i vanskelige forhold
- Investerings- og driftskostnader, inkludert eventuelle økninger og / eller besparelser opp mot estimater fra NVE og andre kilder
- Hybrid kraftproduksjon og faktisk tap i produksjon som følge av at effekt overstiger kapasitet ved trafo og / eller overføringskabel
- Sammenligning av produksjon og hybridisering med syntetisk generert data, som brukt i kraftsimulering
- Karbonbinding, enten i form av gjennomførte undersøkelser eller etablerte metoder for gjennomføring
- Faktisk grovfôrproduksjon sammenlignet med modellert produksjon
- Effekt på blomsterrike naturtyper og artsmangfold og populasjon av pollinerende insekter
- Anleggets egnethet for samdrift med husdyr (Drivdal)
- Antall studentoppgaver i tilknytning til prosjektene

2.6 Avtaler

Vi har ikke gjort bindende avtaler, men vi er i dialog med Norsk bergsikring om videre utredninger av grunnforhold og har hentet inn et uforpliktende tilbud fra en leverandør av vertikale festesystemer for å få bedre oversikt over kostnader.

Vi har løpende dialog med HVL om studentoppgaver knyttet til kraftproduksjon og økologi og vil videreføre denne ved videreføring til neste fase. I tillegg har vi hatt dialog med vitensenteret på Kaupanger, ViteMeir om prosjektene. Dersom vi går videre med planlegging og søknad om konsesjon for ett eller flere anlegg vil det være aktuelt å utarbeide intensjonsavtale med blant annet ViteMeir om tilgjengeliggjøring av produksjonsdata, erfaringer og muligheter for at anlegg kan fungere som besøkssentre for dem.

¹⁰ HVL presenterer ulike oppgaver for studenten, som står fritt til å velge mellom de tilgjengelige oppgavene. Hvilke oppgaver som blir valgt er derfor avhengig av antall studenter og deres interesser.

3. Om konseptutredningen

I søknaden beskrev vi at prosjektet var planlagt gjennomført i henhold til seks arbeidspakker, med delleveranser / -oppgaver:

- Arbeidspakke 1: tekniske løsninger for etablering av solcelleanlegg i grustak
- Arbeidspakke 2: konsept for hybrid drift
- Arbeidspakke 3: valg av tekniske løsninger
- Arbeidspakke 4: konsepter for kombinasjonsdrift solkraft og land- og jordbruk
- Arbeidspakke 5: lønnsomhetsvurderinger
- Arbeidspakke 6: spredning av resultater, identifikasjon av mulige forsknings- og innovasjonsbehov og gevinstrealisering

Dette kapitlet redegjør for arbeidspakke 1-5 i henhold til hvert prosjektområde. Arbeidspakke 6 er redegjort for i kapittel 4. Vi har vært nødt til å prioritere å gå mer i dybden på de delene som har vært mest relevant for videre prosjektløp, og noen oppgaver er også mer relevant å utdype i en neste fase. Eksempel på dette er undersøkelser av muligheter og forutsetninger for at hybrid kraftverk med vann- og solkraft eventuelt skal kunne delta i regulerkraftmarkedet (FFR) og design og produksjon av testrigg / festesystem basert på tremateriale.

Kapitlet omtaler først hva som er konvensjonell(e) og ikke-konvensjonelle teknologier i kontekst av bakkemonterte solkraftprosjekter på Vestlandet. Deretter følger en kort beskrivelse av prosess for kartlegging, befaring og scenarioanalyse etterfulgt av et delkapittel for hvert prosjektområde / -lokaltet der lokalitetsspesifikke karakteristika og konsepter er vurdert og analysert, samt lønnsomhetsvurderinger.

3.1 Konvensjonell teknologi for et slikt prosjekt

Ettersom det ikke eksisterer bakkemonterte solkraftanlegg på Vestlandet, er det krevende å si hva som er «konvensjonell» teknologi. Markedssvikten kan derfor sies å ikke gjelde et spørsmål om bruk av en type teknologi versus andre, mer innovative løsninger med høyere risiko, men om det i det hele tatt lar seg gjøre innenfor en rimelig grad av risiko å realisere prosjekter av denne typen.¹¹ Topografi og grunnforhold på Vestlandet tilsier at det er krevende å ta i bruk de mest anvendte feste- og fundamenteringsløsningene, noe som underbygges av at det fremdeles ikke eksisterer bakkemonterte anlegg i regionen. Én tolkning av «konvensjonell» teknologi ville derfor være at den ikke finnes.

For å likevel ha et utgangspunkt for sammenlikning mellom de løsningene vi har vurdert, har vi lagt til grunn at stå- og aluminiumskonstruksjoner der panelene er festet i faste stativer - såkalte «fixed-tilt»-systemer – er «konvensjonell» løsning, jf. figur 4. I tillegg legges det til grunn at de er fundamentert ved hjelp av pæler som slås ned i bakken / jordsmonnet ved hjelp av maskiner. Slike anlegg finnes det også mest erfaringsdata internasjonalt på, inkludert fra Sverige og Danmark. I tillegg legger vi til grunn at «konvensjonell teknologi» dreier seg om anlegg med maksimal utnyttelse av arealene uten samdrift med landbruk eller hybrid kraftproduksjon.

Kapittel 3.2 gir en sammenlikning mellom standard / konvensjonell teknologi og andre mer ukonvensjonelle løsninger og som kan være mer egnet for de forhold som gjelder på Vestlandet.

For Rudsviki vil ikke slike systemer være anvendbare – med mulig unntak for enkelte delområder – på grunn av krevende topografi og grunnforhold, mens det i Drivdal ikke vil være forenlig med vår form for landbruk som driftsform og kan derfor ikke tas i bruk. Fixed-tilt med pæling kan være aktuelt i Næringsparken, men det er usikkert ut fra både grunnforhold og andre mål, som å øke områdets økosystemtjenester.

¹¹ Jf. Enovas årsrapport for 2022: «markedssvikt og barrierer i (...) senfase teknologiutvikling og tidligfase markedsutvikling». Typer av markedssvikt som utredningen og eventuelle realiserte prosjekter / anlegg vil bøte på er: positive eksternaliteter i form av kunnskapsspredning og nettverkseksternaliteter og; ufullstendig informasjon i form av å gi bedre innsikt i hva som er mulig å gjennomføre og hvordan kostnader og risiko kan senkes. Av teknologiene og driftsformene vi har studert vil det nok i hovedsak dreie seg om tidligfase markedsutvikling, men ettersom flere av konseptene i liten grad er tatt i bruk også internasjonalt vil det være naturlig med feedback om hvordan løsningene faktisk fungerer og forbedringer.
<https://2022.enova.no/artikkel/rapportering-pa-klimate-og-energifondet-2022>.

For alle prosjektene kan det derfor være aktuelt med en kombinasjon av konvensjonelle og ikke-konvensjonelle løsninger. I alle tilfelle vil det for Rudsviki og Drivdalen være snakk om integrasjon av delementer som i liten grad er gjort tidligere, med tilhørende lav grad av systemmodenhet. Dette betyr at det er behov for ytterligere utredninger for å få bedre kontroll på barrierer, dvs. risiko og kostnader.



Figur 4. Fixed-tilt-anlegg / anlegg med faste stativer (foto: Willowbrook Solar Farm (<https://www.willowbrooksolar.com/resources>)).

3.2 Ikke-konvensjonelle teknologier

Vi skiller mellom teknologier som i fysiske systemer og innretning for kraftproduksjon, og driftsformer som kan kreve ulike konfigurasjoner og teknologiske løsninger. Tabell 2 gir en skjematisk oversikt over egenskaper ved konvensjonelle og ikke-konvensjonelle teknologier som kan benyttes i bakkemonterte solkraftverk. Både konvensjonelle og ikke-konvensjonelle teknologier er vurdert i konseptutredningen. Ikke-konvensjonelle teknologier og driftsformer vi har utredet anses til å ligge på TRL 7-8 i Norge i henhold til Enovas definisjoner av teknologimodenhet.¹²

¹² <https://www.enova.no/bedrift/industri-og-anlegg/tema/technology-readiness-levels-trl/>.

Tabell 2. Konvensjonelle vs. ikke-konvensjonelle teknologier vurdert i konseptutredningen.

Parameter	Teknologi	
	Konvensjonelle	Ikke-konvensjonelle
Fundamentering	Pæling, jordskruer, betongballast. Bruk av maskiner.	Fundamentering tilpasset grunnforhold der jordskruer eller påler ikke kan brukes, gabioner med løsmasser, grunne jordspyd, boring i stein og innfylling med betong. Kombinasjon av maskinkraft og manuell arbeidskraft kan være nødvendig i mindre tilgjengelige områder.
Festesystemer	Fixed tilt. Basert på stål og aluminium.	Festesystemer med integrerte grunne jordspyd (for eksempel TreeSystem) Vertikale systemer. For eksempel Next2Sun, Vario, Schletter Solfarm. Trackere / solsporing. For eksempel Nextracker, Ideematec, Schletter tracking systems. Trebaserte festesystemer. For eksempel bruk av massivtre, limtre, tømmerstokker.
Paneler	«Ensidige» og «tosidige» mono- og polykrystallinske silisiumpaneler.	Alternative celleteknologier som ikke er helt kommersielt konkurransedyktige enda, eksempelvis tynnfilm, men dette er ikke vurdert i konseptutredningen.
Paneler	Paneler anskaffes utelukkende basert på lavest pris.	Paneler anskaffes med basis i flere krav, som menneskerettigheter og GWP-potensiale.
Vekselretter	Standardløsninger.	Hybride kraftverk: må tilpasses muligheter for dynamisk struping av kraftproduksjon. Krever annet utstyr i form av vekselretter og styringssystem / software enn konvensjonelle prosjekter.
Lagring	Anlegg designes uten behov for lagring.	Batterilagring av overskuddsproduksjon fra hybride kraftverk.
Systemer for monitorering, rapportering og verifikasjon:	Måling av global og diffus solinnstråling og innrapportering av kraftproduksjon.	Inkludert målinger av refleksjon, direkte stråling og soiling, blant øvrige klimaparameter.
Systemløsninger	Ikke behov for ekstra tilpasning eller utstyr – anlegg er inngjerdet uten tilkomst for husdyr eller vilt.	Anlegg tilpasset husdyrhold og vilt – særlig geiter – kan kreve økt beskyttelse av kabler og utstyr og andre driftsrutiner.
Systemløsninger	Anskaffelse av utstyr uavhengig av krav til bærekraftskrav etter EUs CSDD- eller taksonomikrav.	Utstyr med lavest mulig risiko for for eksempel menneskerettighetsbrudd og GWP-potensiale er mer krevende å få tak i / mer kostbart enn det som ligger til grunn for benchmarkingstudier av kostnader.

Tabell 3. Oversikt over konvensjonelle og ikke-konvensjonelle driftsformer.

Driftsformer	
Konvensjonelle	Ikke-konvensjonelle
Produksjon fra solkraft.	<p>Produksjon fra sol- og vannkraft i kombinasjon.</p> <p>Anlegget driftes som hybridkraftverk, det vil si i kombinasjon med for eksempel vann- eller vindkraft.</p> <p>Forutsetter annet utstyr enn for konvensjonelle, smart styringssystem.</p> <p>Økt risiko i planleggings-, utbyggings- og driftsfasene på grunn av mangel på typen anlegg, prosedyrer og industri-/bransjestandarder.</p>
<p>Anlegget driftes uten hensyn til andre samfunns mål enn kraftproduksjon.</p> <p>Naturverdier kartlegges i forbindelse med konsekvensutredning og konsesjonssøknad, men ikke i drift og ved avslutning.</p>	<p>Anlegget driftes i kombinasjon med landbruk (agriPV), eller ny-/reetablering av økosystemtjenester (ecoPV).</p> <p>Målinger og vurderinger av karbonbinding og økosystemtjenester / naturmangfold før, under og etter prosjektet er avsluttet.</p> <p>Forutsetter andre teknologiske løsninger enn konvensjonelle, som for eksempel vertikale konfigurasjoner og festesystemer.</p> <p>Overvåking og validering av modeller for vekst av gress og planter; overvåking av trekkmonstre for dyr.</p> <p>Økt risiko i planleggings-, utbyggings- og driftsfasene.</p>

3.3 Aktuelle teknologier / løsninger og kostnader

Lønnsomhetsvurderinger med anslåtte systemkostnader er beskrevet i kapittel 3.6.

Det har ikke vært mulig å bryte ned kostnader med norsk relevans i ulike komponenter for alle systemer, men vi har fått ett uforpliktende tilbud som gir en indikasjon på hva de ulike delene koster og utgjør som andel av prosjektkostnaden. I tillegg har vi hatt møter og samtaler med en rekke leverandører av festesystemer og vekselrettere under Intersolar 2023, og som har gitt en viss innsikt i kostnadsspennet og utviklingen for disse komponentene. Dette indikerer at systemkostnadene for aktuelle prosjekter vil være høyere enn de NVE har lagt til grunn. For Rudsviki vil vi unngå installasjon og kostnader til trafo, høyspentkabler og kraftlinje, som er kostnadsposter tilsvarende til 25% av totale kostnader. På den annen side er det andre egenskaper ved prosjektet der som bidrar til høyere (økonomisk) risiko – og som drøftes i etterfølgende kapitler. Lønnsomhet påvirkes også kraftig av svak kronekurs, som har vært betydelig svekket i prosjektperioden.

Det vil være avgjørende i neste fase å få mer presis informasjon om hva de ulike delene vil koste, og identifisere hvor og hvordan det er mulig å gjøre reduksjoner. På dette stadiet har vi derfor vært nødt til å operere med systemkostnader, basert på erfaringsdata fra andre prosjekter, land og ikke-bindende tilbud fra leverandører.

3.3.1 Grunnforhold og fundamentering

For å få bedre oversikt om systemkostnader er det en forutsetning å ha informasjon om grunnforholdene i prosjektområdene. Leverandører trenger informasjon om grunnforhold for å kunne levere tilbud om og eventuelt hvilke fundamenteringsløsninger som kan tas i bruk og kostnader.

Siden bakkemontert er solkraft relativt nylig introdusert i Norge er det lite erfaring for norske forhold. Det vil være en viss risiko både med hensyn til byggbarhet, stabilitet, styrkeegenskaper og ikke minst installasjonskostnad for fundamenter over tid under vekslende årstider i norsk klima.

Grunnforholdene vil påvirke valg av fundamenteringsalternativ, hvor pæling ved bruk av halvt-autonome beltegående spesialmaskiner regnes som det mest kostnadseffektive for bakkemonterte solcelleanlegg. Denne fundamenteringsmetoden benyttes for faste stativer og horisontal en-akse trackere, så lenge grunnforholdene er av en slik beskaffenhet at pæler kan motstå kreftene som virker på systemet.¹³

Grunnforholdene på flere av stedene omfattet av denne konseptutredningen er steinete i småkupert og til dels bratt terreng med tynt løsmasselag og/eller hogstmoden furuskog – som etter hogst innebærer at øverste jordlag vil inneholde stubber og rotsystemer, dersom disse ikke fjernes. I Rudsviki med sandtaket og omkringliggende aktuelle områder er det særlig utfordrende. Dersom større arealer i dette området skal utnyttes, anbefales utforskning av spesielle fundamenterings- og montaseløsninger i mindre skala for å opparbeide erfaring med ulike typer fundamentdesign, byggemåte, installasjonstid, kostnader, samt driftserfaringer over tid. Herunder i hvilken grad fundamentene ligger stabilt gjennom årstidene o.l.

Av erfaring vet vi at det i alle tre områdene ikke kan forventes at det er mulig med pæling ned til 1,5 meter, som er den vanligste og mest etablerte metoden for å fundamenter et system. Rudsviki er preget av en blanding av løsmasser, jord, stein og fjell. I Drivdal er det et topplag med jord, men av erfaring med legging av overføringskabelen til Rudsviki og som går gjennom området, ikke særlig dypere enn 50-60 cm. Flere steder treffer man på fjell langt høyere. I Næringsparken er underlaget stort sett preget av fjell og løsmasser.

Gjennom konseptstudien har vi etablert dialog med Norsk bergsikring for å få mer innsikt i grunnforholdene og hvilke metoder / teknikker som kan tas i bruk. Vi har gjennomført en befarings med dem 29. august, og har mottatt tilbud på gjennomføring av grunnundersøkelser og analyser for alle tre områdene.¹⁴

Eksisterende internasjonale bransjestandard for design av bakkemonterte solkraftanlegg, IEC TS 62738 «Ground-mounted photovoltaic power plants – Design guidelines and recommendations», dreier seg i liten grad om grunnundersøkelser. Eurocodestandarder benyttes av flere leverandører som spesifisering for hvilke laster anleggene må tåle og som grunnlag for hvilke grunnundersøkelser som må utføres før de kan levere tilbud.¹⁵

Solenergiklyngen peker i sin pressemelding i forbindelse med lanseringen av den norske veilederen at «dette er et steg på veien til en felles standard for bransjen», og veilederen peker på hvilke fundamenteringsalternativer som finnes. Det er mulig at det bør utvikles egne norske standarder for grunnundersøkelser tilpasset solkraftanlegg i Norge, og som kan effektivisere planleggings- og utredningsprogram for norske anlegg. Videre utvikling av våre prosjekter vil bidra med nyttig erfaring og innsikt i et slikt arbeid.

¹³ Solenergiklyngen (2022): Bakkemonterte solkraftverk i Norge – prosess og beste praksis.

¹⁴ Kunnskap fra konseptutredningen og befarings med Norsk bergsikring har ført til at vi har levert inn en søknad om forstudiemidler fra Enova om videre modning av prosjektet i Rudsviki, jf. saksnummer (23/54966). En slik forstudie vil også ha relevans for prosjektene i Drivdal og Næringsparken.

¹⁵ F.eks. NS-EN 1990, NS-EN 1991, NS-EN 1993 og NS-EN 1999. <https://standard.no/fagomrader/eurokoder/>.

3.3.2 Festesystemer

Som beskrevet i kap. 3.2 er det en rekke ulike festesystemer på markedet i dag, der fastvinklede er de mest vanlige. Aktuelle feste- og monteringsalternativer vi har studert i konseptutredningen inkluderer:

Fastmonterte rekker – konvensjonell teknologi

Fastmonterte rekker har en fast vinkel som er optimalisert basert på forutsetningene på området. Disse er plassert på enten to påler, på topp og bunn av panelrekken, eller én påle midt under rekken av paneler. Hvilket av alternativene som er mest kostnadseffektive kommer blant annet an på prisen av stålet. Ved bruk av én-pålesystemer og tosidige paneler får man bedre ytelse, da en får utnyttet baksiden av panelene bedre enn ved bruk av en to-påle-struktur. Dette fordi det er mindre som skygger for reflektert lys på baksiden av panelene. Videre kan man fundamentere på to måter, med ballast eller pæling. Ved å bruke én-påle-struktur kan man ende opp med å fundamentere veldig dypt, som kan blir dyrt, sammenlignet med en to-pålestruktur.

De to konvensjonelle måtene å fundamentere systemene på er ved ballast eller pæling. Ballasterte systemer kalles også gravitasjonsfundament og bruker ballast, som ofte består av betongblokker eller metallplater, for å holde solcellepanelene på plass. Pælede systemer innebærer å plassere stolper eller søyler i bakken. Hvilken fundamenteringsløsning en går for avhenger blant annet av grunnforholdene. Pæling er en vanlig metode for bakkemonterte solkraftsystemer i områder med myk jord eller ujevnt terreng, mens ballastering brukes der man ikke kan penetrere grunnen eller det er krevende grunnforhold. Jordskruer er også en vanlig måte å fundamentere på hvor man ikke har høy nok integritet i jordsmonnet til at en påle kan holde tilbake kreftene som virker på systemet.



Figur 5. Eksempel på fastmonterte rekker i fast vinkel på et to-pålesystem fra Zimmermann.

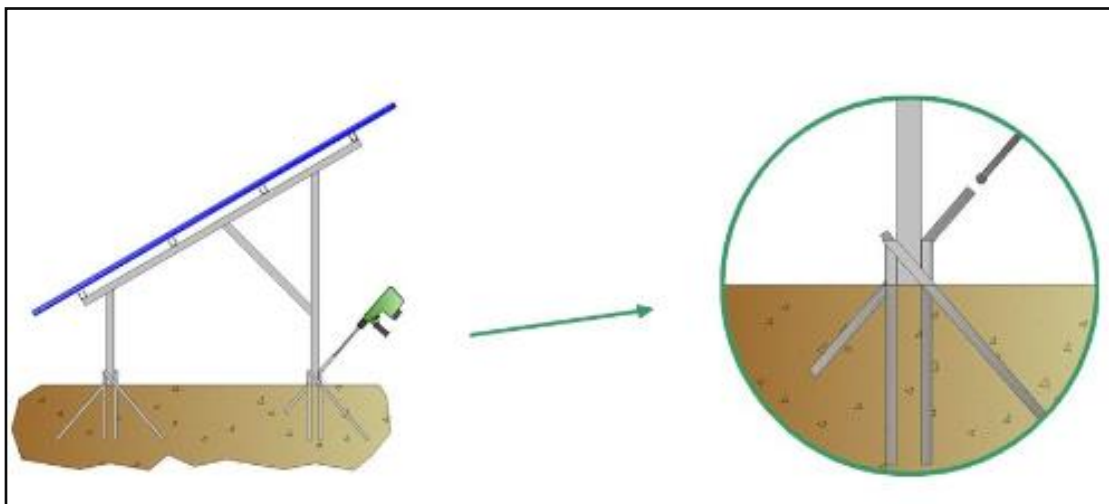
Fastmonterte rekker – ikke-konvensjonell teknologi:

Festesystemer med grunne jordspyd: Dette er en type bærekonstruksjoner som er designet for å kunne brukes der det ikke er mulig med dypere fundamenteringsteknikker. For eksempel nedlagte deponier eller der grunnforhold med masser som ikke gjør det mulig med pæling.

Ballastkurv (gabion) med stedlige masser:

Ballasterte systemer brukes ofte i områder hvor man ikke kan penetrere jordsmonnet, eller hvor boring for å skru ned fundament blir kostnadsdrivende. Disse løsningene kommer i flere varianter og størrelser avhengig av lokale

forhold. Ballasten kan være betongfundament, stein og pukk, dekommisjonert stål eller betongprofiler, eventuelt gjenbruk av øvrige tunge gjenstander.



Figur 6. Treesystems «rot»-struktur for fundament stikker grunnere enn vanlige pæler.



Figur 7. Ballasterte gabioner. Finnes i ulike former og størrelser fra flere leverandører. Her fra produsenten Sun-age (<https://www.sunage-solarpanelmounts.com/>).

Normalt vil horisontal en-akse trackere ha styringsfunksjonaliteten «backtracking» som justerer ned helningsvinkelen for å unngå skygge på bakenforliggende rekke. Enkelte slike trackere kan også stilles tilnærmet vertikalt ved behov for adkomst mellom rekkene, noe som kan være aktuelt for noen av de vurderte områdene.

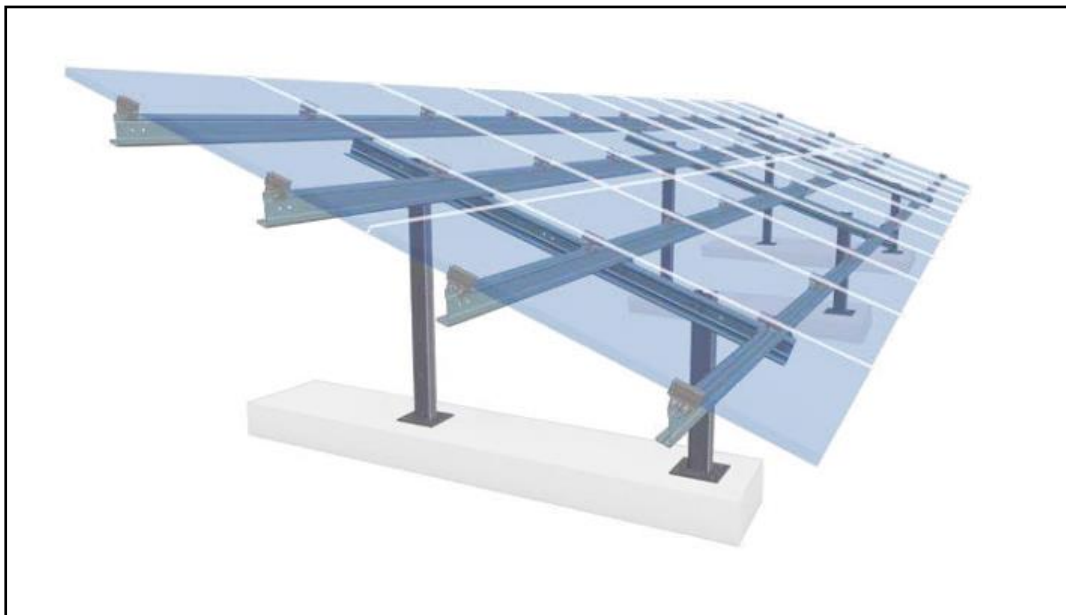
Toaksede trackere er ikke vurdert i konseptutredningen. Etterspørselen etter slike systemer er synkende, blant annet på grunn av at kostnadseffektiviteten er dårligere enn for en-aksede eller andre festesystemer.¹⁶

¹⁶ Dette må også ses i sammenheng med at solcellepaneler har blitt mer effektive, men samtidig billigere. Tidligere var de mye dyrere og man måtte få mest ut av hver time med dagslys. Nå er det mer vanlig å heller maksimere kapasiteten på området og gå glipp av de ekstra timene med høy produksjon man vil få med to-akset tracker. De tar også forholdsvis mye plass.

Rekker med vertikalmonterte paneler, med ulike konfigurasjoner – ikke-konvensjonell teknologi:

- Nord-sørgående rekker med tosidige paneler
- Øst-vestgående rekker med tosidige paneler

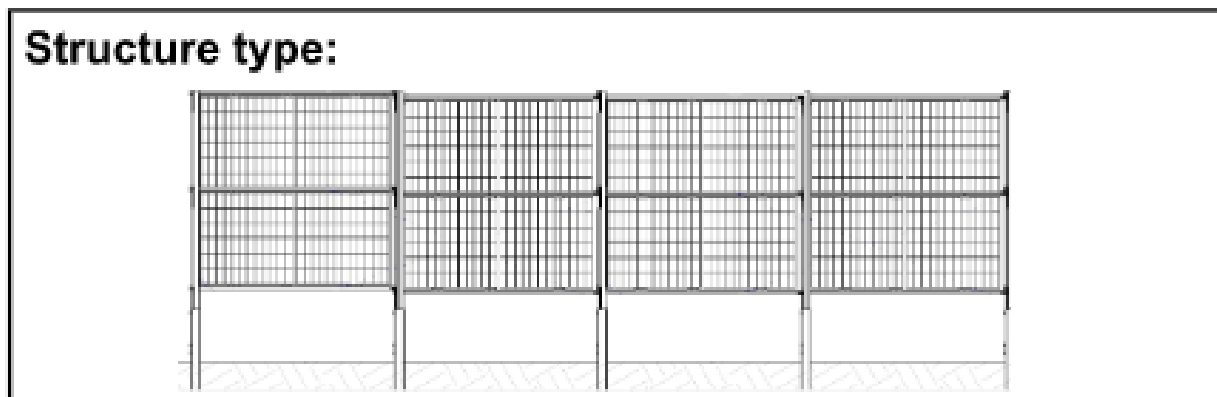
Rekkeavstand vil for alle typer festesystemer være avhengig av driftsform og strategi for vegetasjonskontroll eller fôrproduksjon. Optimal rekkeavstand («pitch») vil kunne variere med type stativ, helningsvinkel, topografi / helningsvinkel på stedet og andre årsaker som behov for adkomst mellom rekkene, for eksempel grovforproduksjon eller beite til husdyr.



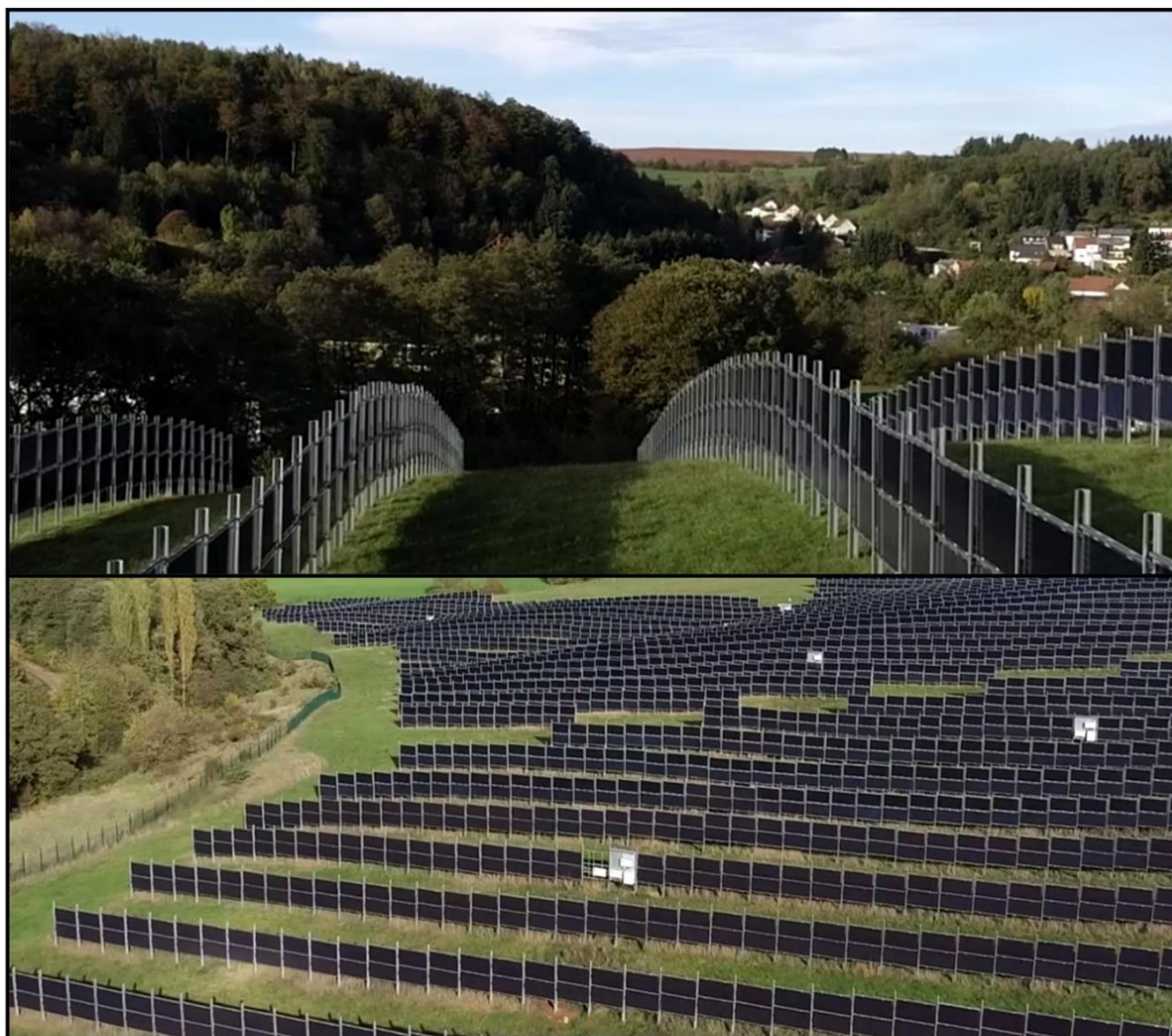
Figur 8. Schletter PV MAX S. Designet for bruk med betongfundament (<https://www.schletter-group.com/en-US/mounting-systems/fixed-tilt-systems-en-us/>).



Figur 9. Ideematec en-akset tracker.



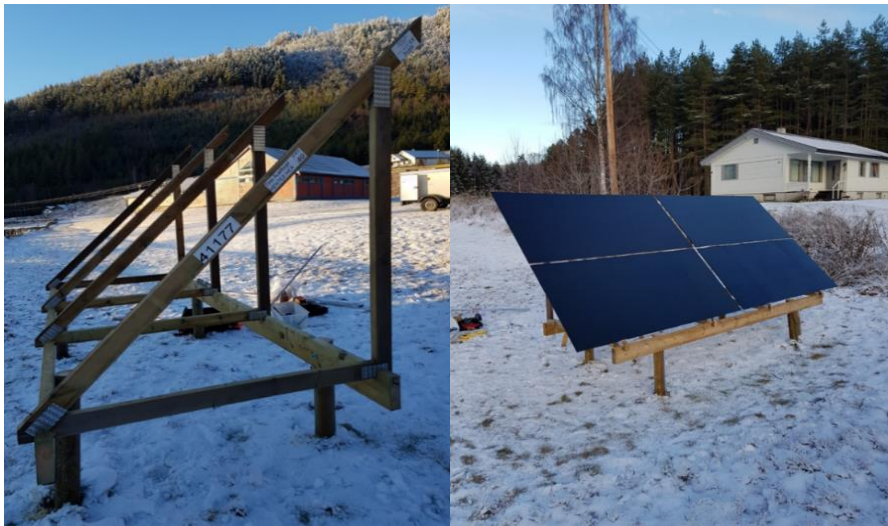
Figur 10. Løsning for vertikalmonteerte tosidige paneler, løsning fra Next2Sun Mounting Systems.



Figur 11. Tyske Next2Sun's løsning for vertikalmonteerte paneler i øst-vestgående rekker. Her fra et anlegg i Tyskland.

3.3.3 Bruk av trevirke

Det er teknisk og praktisk mulig å benytte trevirke til å lage stativer for solcellepaneler, men konstruksjonsegenskapene og levetiden er avhengig av bl.a. type virke, dimensjoner, utforming og behandling. Siden det må avvirkes en del skog for å åpne aktuelle områder for solkraft i Rudsviki og Drivdal, vil det være mulig å benytte en mobil sag til å lage konstruksjonsvirke på stedet. Ellers er det mulig å bruke trykkimpregnert virke som eventuelt er prefabrikkert for effektiv sluttmontering på stedet. Det kan også være mulig å bruke trevirke i konstruksjon av gabionkasser. Det har ikke vært mulig å gjøre analyser av kostnadseffektiviteten ved slike festesystemer på grunn av mangel på data, men det vil være aktuelt å prøve ut ett eller flere av disse konseptene i Rudsviki. Da må også konstruksjonen/materialenes egenskaper over tid i forhold til degradering av mekanisk styrke og egenskaper vurderes og overvåkes. Kaupanger Hovedgård er medlem av Norskog, har tidligere drevet et impregneringsverk, vært med på etableringen av det som nå er Are Treindustrier på Kaupanger og har et stort nettverk av aktører innen treforedlingsindustrien. Det vil være aktuelt å utforske muligheter med bransjen for å prøve ut konsepter i neste fase.¹⁷



Figur 12. Norsk Solstrøm har utviklet montasjesystemer i trykkimpregnert trevirke for tak og bakkemontert solkraft.



Figur 13. Eksempel på et bakkemontert solkraftverk i Frankrike hvor det er brukt lokalt trevirke i bærekonstruksjonen.

¹⁷ I forbindelse med søknad om forstudiemidler for Rudsviki har vi kontaktet flere aktører i treforedlingsbransjen i Norge. Vi vil utforske mulighetene for å prøve ut slike løsninger i tilknytning til våre prosjekter videre, men fant det ikke mulig å inkludere dette i forstudiesøknaden.

3.4 Kartlegging, beregninger og scenarioanalyse

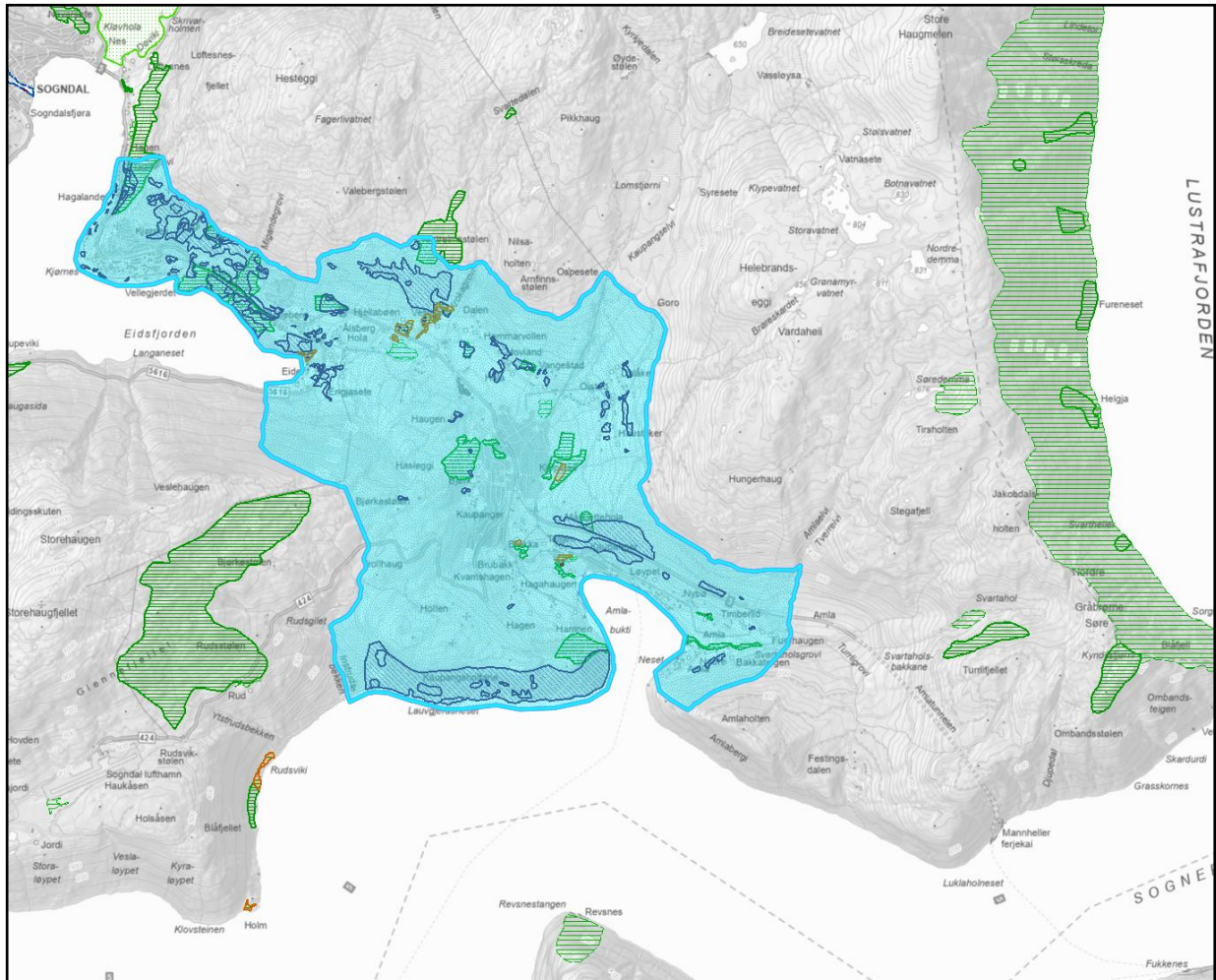
Befaring av Rudsviki, Drivdal, Solsida og Næringsparken ble utført den 8-9. august 2022, med Multiconsult. Egen logg fra befaringsene ble ført, og resultatene har spilt inn på de videre vurderingene av arealene.¹⁸ I tillegg gjennomførte vi en befaring den 29. august med Norsk bergsikring om grunnforholdene. I befaringsen diskuterte vi også et mulig løp / program for undersøkelser og testing av fundamenteringsløsninger. Resultater av befaringsen og videre drøftinger er inkludert i søknad om forstudiemidler for Rudsviki. Etter vår vurdering vil det være nødvendig å gjennomføre grunnundersøkelser og geotekniske analyser før man går videre med prosjektering av anleggene, blant annet fordi det har stor betydning for om lokalitetene kan benyttes, hvilke kostnader det eventuelt vil ha (både for selve undersøkelsene, og hvilke fundamenteringsteknikker som kan benyttes) og hvilke bærekonstruksjoner som kan anvendes.

Egne beregninger av estimert kraftproduksjon, lønnsomhet og scenarioanalyser er gjennomført for Rudsviki, Drivdal og Næringsparken. Analyser av vannkraftproduksjon, solforhold og nettbegrensninger som gjelder hele eller deler av område gjengis først. Deretter er resultatene av analysene beskrevet for hver lokalitet. Beregninger av grovfôrproduksjon og vurderinger av muligheter for å etablere blomsterrike naturtyper er omtalt for Drivdal, selv om resultatene også er relevant for de andre prosjektområdene.

Naturmangfoldskartlegginger på Kaupanger, inkludert Drivdal og Rudsviki, ble gjennomført i 2021 i regi av Miljødirektoratet. Det er ikke registrert rødlistearter i disse områdene. Det meste av Næringsparken er allerede regulert for næring, og den delen som er utenfor reguleringsområdet er også kartlagt.¹⁹ Undersøkelser av karbonbinding er ikke et krav i konsesjonssøknader, men dette er et tema som blant annet Energikommisjonen har tatt opp. Gjennom dialog med HVL har vi forstått det slik at det ikke eksisterer etablerte metoder for å gjennomføre undersøkelser av karbonbinding, og vi har derfor inkludert dette i søknad om forstudiemidler for Rudsviki.

¹⁸ Jf. vedlegg 6.1 og 6.2

¹⁹ <https://geocortex02.miljodirektoratet.no/Html5Viewer/?viewer=naturbase>.



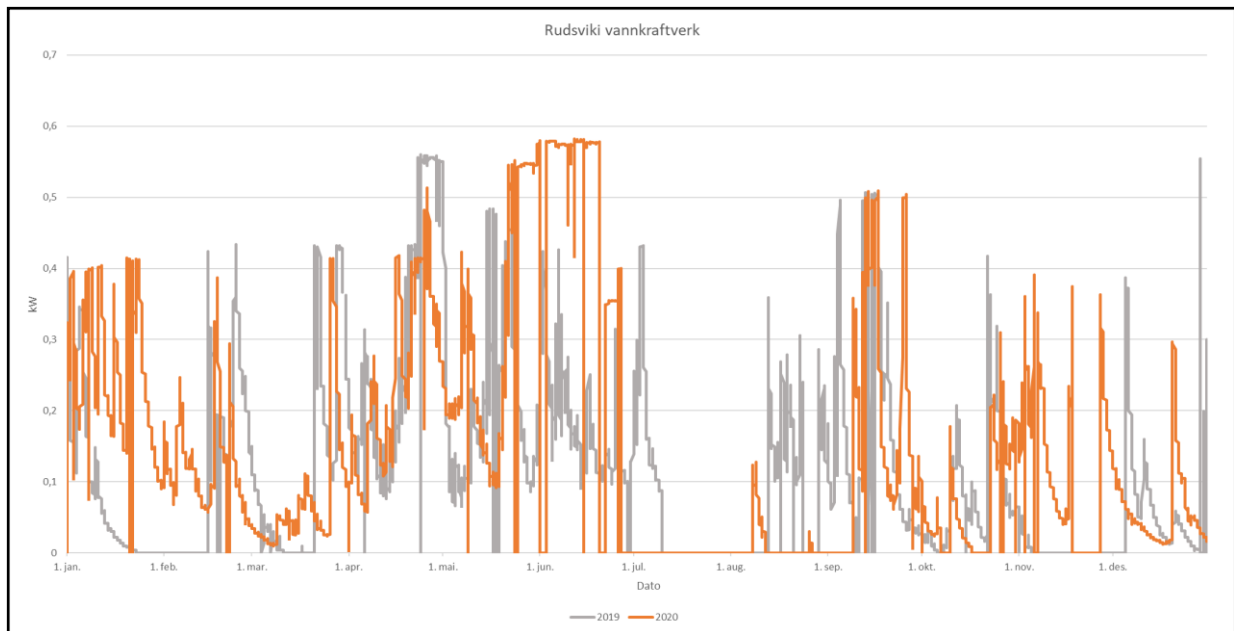
Figur 14. Oversikt over naturtypekartlegginger på Kaupanger. Turkis / blått område viser til kartleggingen i 2021.

3.4.1 Vannkraftproduksjon

Vannkraft Rudsviki

Vannkraftverket Rud-1 (R1) nede i Rudsviki har stor variasjon avhengig av snøsmeltingen og nedbør. Antall driftstimer samsvarer med andre tilsvarende små elvekraftverk i samme område.

Produksjonsdata fra 2019 og 2020 viser at det er stor variasjon fra år til år jf. figur 16 for Rudsviki og Kaupanger vannkraftverk.



Figur 15. Vannkraftproduksjon R1 2019 og 2020.

Maksimaleffekt i R1 i 2019-2020 var 582 kW som er 88% av merkeeffekten 660 kW. Gjennomsnittseffekt og ekvivalente fullasttimer for R1 er vist i tabell nedenfor.

Tabell 4. Gjennomsnittlig effekt og ekvivalente fullasttimer for R1 2019 og 2020

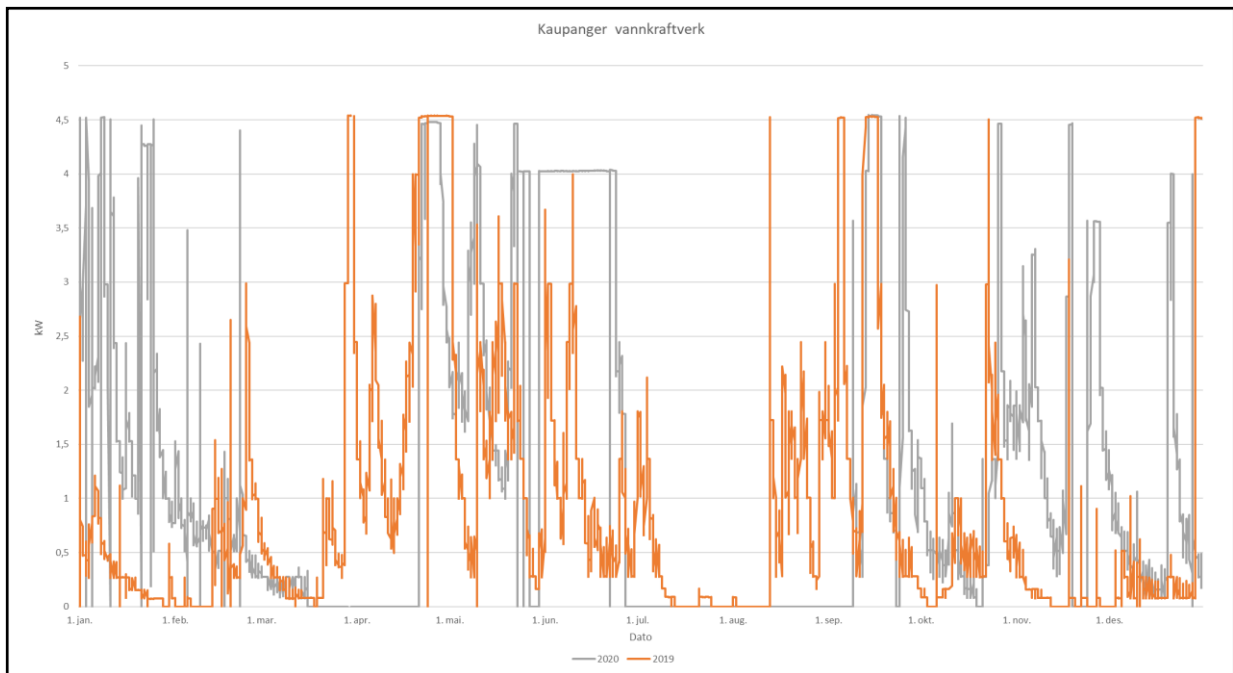
Periode	Gj.snitt effekt, kW	Ekvivalente fullasttimer
2019	115	1528
2020	148	1962

Kapasiteten og regulerbarheten i vannkraftverket R1 660 kW og tilhørende transformator 800 kVA er begrensende for innmating via trafo i Rudsviki. Transformatorer kan overbelastes en kort periode, men ved lengre tids overbelastning vil levetiden synke drastisk. Det forutsettes en effektfaktor på 0,95. Totalt vil det da i utgangspunktet være kapasitet til ny tilknytning på 100 kW i transformatoren.

Enkelte korte perioder (opptil 8-10 timer/døgn) i smelteperioden på forsommeren vil både solcelleanlegg og vannkraft kunne levere tilnærmet merkeeffekt og i slike perioder må ytelsen nedreguleres for at trafo ikke skal overbelastes (eller at maksimal innmatingseffekt til Kaupanger overskrides avhengig av ytelse matet inn på overføringsledningen i Drivdalen).

Vannkraft Kaupanger

Vannkraftverket Kaupanger-3 (K3) er et elvekraftverk plassert i nordenden av Næringsparken i Kaupanger og har kapasitet 4,5 MW. Produksjon i 2019 og 2020 er vist i figur 17.



Figur 16. Vannkraftproduksjon K3 i 2019 og 2020

Tabell 5. Gjennomsnittlig effekt og ekvivalente fullstimer for K3 2019 og 2020.

Periode	Gj.snitt effekt, kW	Ekvivalente fullstimer
2019	906	1764
2020	1231	2397

K3 ligger i kort avstand fra Sogns netstasjon i Kaupanger. Dette er den største transformatoren på regionalnettet i Kaupanger før det går over til distribusjonsnettet og det er god kapasitet på nettet til å ta imot kapasiteten til det foreslåtte solkraftanlegget i næringsparken. Dermed er det vurdert å ikke utforske videre hybriddrift mellom K3 og solkraftverket i næringsparken.

3.4.2 Solkraftpotensiale

Solinnstråling

Det er benyttet klimadata fra Meteonorm 8.1 for syntetiske verdier basert på data fra perioden 1991-2014, og reelle klimadata fra Meteocontrol for årene 2019 og 2020. Simulering av solkraftproduksjon er gjort med både reell og syntetisk data. Den reelle dataen er også sammenlignet med måldata fra vannkraftproduksjon for disse årene for å vurdere korrelasjonen mellom vannkraftproduksjon og solinnstråling.

Tabell 6. Syntetisk klimadata fra Meteonorm 8.1.

Meteo for Kaupanger - Synthetically generated data from monthly values.		
Interval beginning	GlobHor kWh/m ² /mth	DiffHor kWh/m ² /mth
January	6.2	4.1
February	20.8	10.9
March	57.3	24.6
April	102.3	54.8
May	157.0	71.6
June	165.4	75.7
July	148.3	74.9
August	113.9	59.2
September	69.3	33.9
October	34.3	21.6
November	10.4	7.6
December	3.7	2.9
Year	888.8	441.8

Tabell 7. Reelle klimadata for Kaupanger 2019, innhentet fra Meteocontrol.

Meteo for Kaupanger_7191_61168 - Data recorded from 01/01/19 to 31/12/19		
Interval beginning	GlobHor kWh/m ² /mth	DiffHor kWh/m ² /mth
January 19	5.8	5.1
February 19	16.7	13.1
March 19	43.9	33.2
April 19	117.0	54.7
May 19	138.5	78.3
June 19	130.4	83.3
July 19	153.4	81.5
August 19	102.2	63.9
September 19	69.2	44.7
October 19	36.9	25.4
November 19	15.4	10.0
December 19	4.6	4.2
Year 19	834.1	497.2

Tabell 8. Reelle klimadata for Kaupanger 2020, innhentet fra Meteocontrol.

Meteo for Kaupanger_7191_61168 - Data recorded from 01/01/20 to 31/12/20		
Interval beginning	GlobHor kWh/m ² /mth	DiffHor kWh/m ² /mth
January 20	5.9	5.5
February 20	16.4	14.0
March 20	49.7	35.7
April 20	101.6	54.8
May 20	138.6	78.3
June 20	157.4	78.7
July 20	134.3	80.9
August 20	113.3	61.7
September 20	51.3	34.9
October 20	27.1	19.9
November 20	8.3	7.2
December 20	3.7	3.2
Year 20	807.6	474.8

Faktisk innstråling både i 2019 og 2020 var lavere enn de syntetiske verdiene som er basert på gjennomsnittet for perioden 1991-2014. Syntetiske data kommer fra satellitt og er ikke alltid like nøyaktig når det kommer til snøfall og energiproduksjon på lett overskyede dager.

Siden det fremdeles er lite erfaring i Norge med bygging og drift av solcelleanlegg er det ønskelig å installere en værstasjon for best mulig oppfølging av produksjonsforhold og faktisk produksjon fra solcelleanlegg. Syntetiske datakilder og faktiske målestasjoner i Norge er dårligere og mer spredt enn lenger sør på kontinentet. En detaljert målestasjon på et solcelleanlegg i Kaupanger vil gi et godt datagrunnlag for innstrålingsanalyser i regionen og videre utbygging av både tak- og bakkeanlegg..

En værstasjon kan bestå av ulike instrumenter, som har ulik nøyaktighet og pris. Et standard oppsett består gjerne av to pyranometer som måler global irradians og diffus irradians, vindmåler, nedbørssensor og temperatur- og fuktighetsmåler. I tillegg kan man

inkludere et pyrhelimeter som måler direkte irradians og albedometer som måler refleksjon fra bakken, alt ettersom hvor mye data man ønsker å registrere. Global irradians er total solinnstråling som forekommer på en horisontal flate og diffus irradians er den strålingen man får fra sola på en horisontal flate som ikke er direkte. Pyranometerne som måler denne har gjerne et bånd eller ei kule som skygger for sola gjennom dagen, dette kan ses på bildet under. Et pyrhelimeter, som måler direkte irradians, måler det som kommer direkte fra sola. Denne vil også følge



Figur 17. Målestasjon installert ved Glava Energy Center i Sverige. Foto: Multiconsult.

sola gjennom dagen. Bilde under er fra Glava Energy Center i Sverige som har montert en værstasjon som måler temperatur og forskjellige komponenter av solinnstråling.

Beregningsmetodikk

Simuleringene for samtlige områder er utført i simuleringprogrammet PVsyst, med en konvertert 3D-modell av terrengprofiler fra høydedata.no.

Nøkkelparameter for inndata til simuleringene, i tillegg til klimadata, er:

- **Soiling:** Akkumulert materiale på overflaten til panelene som skygger for innstråling og hindrer produksjon. Verdier fra Norsk Standard 3031
- **Albedo:** Grad av refleksjon fra bakken, tall basert på standardverdier fra Multiconsult basert på historisk snødybde og måneder med snø
- **Horisont:** Område-spesifikk horisont i grader
- **Komponenter:** Antatt samme type komponenter til hver simulering for bedre sammenligningsgrunnlag. Alle komponenter er kommersielt tilgjengelige og det er brukt høykvalitets-tosidige paneler med en virkningsgrad rundt 21%

Nøkkeldata som hentes ut og presenteres i resultatene er:

- **Spesifikk ytelse.** Et mål på hvor mange produserte kWh du får per installerte kWp, per år. Brukes til å sammenligne ulike områder og løsninger.
Benevning: [kWh/kWp]
- **Ytelsesfaktor:** Et mål i prosent på hvor godt løsningen utnytter og konverterer den tilgjengelige innstrålingsressursen til elektrisk energi. Med tosidige panel er det med noen beregningsmetoder mulig å oppnå over 100 % ytelsesfaktor. Brukes til å sammenligne ulike systemer.
Benevning: [%]
- **Areal:** Et mål på hvor stort det tilgjengelige området er.
Benevning: [Dekar = 1000m²]
- **Kapasitet:** Et estimat på hvor mange installerte kWp det fysiske er plass til på området.
Benevning: [kWp]
- **Produksjon:** En simulering på timesbasis, summert opp til ett år, for hvor mange produserte MWh en installasjon med områdets kapasitet tilsvarer.
Benevning: [MWh]
- **Arealutnyttelse:** GCR, Ground Coverage Ratio, er et mål på hvor mye solcelleareal det er per totalt areal for området. Dette er en dekningsgrad i prosent og vil bli påvirket av vinkel på panel, teknisk løsning, hvor langt det er mellom rekker med paneler, og for denne beregningen; andel ubrukt areal tatt med for veier, øvrige installasjoner, ikke-egnete areal osv.
Benevning: [%]

For næringsparken er beregningene av teknisk kapasitet utført med programmet PVcase, som benytter parametrisk søk for å utplassere montasjestativ og solcellepaneler med skyggefri avstand etter terrengmodell. Dette programmet eksporterer deretter mulige løsninger til PVsyst for nøyaktige produksjonssimuleringer og analyser. PVcase optimaliserer avstanden mellom rader for en ønsket skyggefri solhøyde/tidspunkt i løpet av året.

For Solsida er terrengprofilen brukt til å finne korrekt helning og orientering av fastmonterte sørlige rekker med 35 graders helning. Det er ikke gjort nøyaktige kapasitetsberegninger, men beregninger basert på nødvendig areal for en mindre installasjon, skalert opp til tilgjengelig areal. Totalproduksjon fra løsningen presenteres med resultatet fra oppskalert kapasitet.

For Rudsviki er terrengprofilen brukt til å finne korrekt helning og orientering på solcellepaneler, ettersom tenkt løsning innebærer å følge den naturlige formen i topografien. Det er ikke gjort nøyaktige kapasitetsberegninger, men heller et estimat basert på nødvendig totalt areal per installerte panelbord, skalert opp til tilgjengelig areal i kraftgaten og anslag for arealutnyttelsen. Totalproduksjon fra løsningen presenteres med resultatet fra oppskalert kapasitet.

For Drivdalen er produksjons og kapasitetsestimater for den vertikale løsningen utført av leverandør av løsningen, også i modelleringsprogrammet PVsyst, for deretter å bli vurdert i samråd med Multiconsult. Simuleringen følger en egen rutine etablert spesifikt for å simulere denne utradisjonelle løsningen mest mulig nøyaktig. Denne rutinen er utarbeidet av produsenten av den vertikale løsningen og teamet bak PVsyst-programvaren. For den fastmonterte sørlig vendte løsningen, er det brukt terrengmodell og programmet PVcase til å nøyaktig plassere ut panel med gunstig avstand og etter terrengets helning.

Forslag til fordeling av kapasitet påvirkes også av kvalitative vurderinger av byggharheten ved de aktuelle områdene, ut ifra topografi, observasjoner under befarig og adkomstmulighet / vei som er nærmere spesifisert i «checklist PV feasibility» og utfylt for hvert område (Vedlegg 6.1 og 6.2).

3.4.3 Nettforhold og begrensninger

Nettbegrensning Kaupanger-Rudsviki

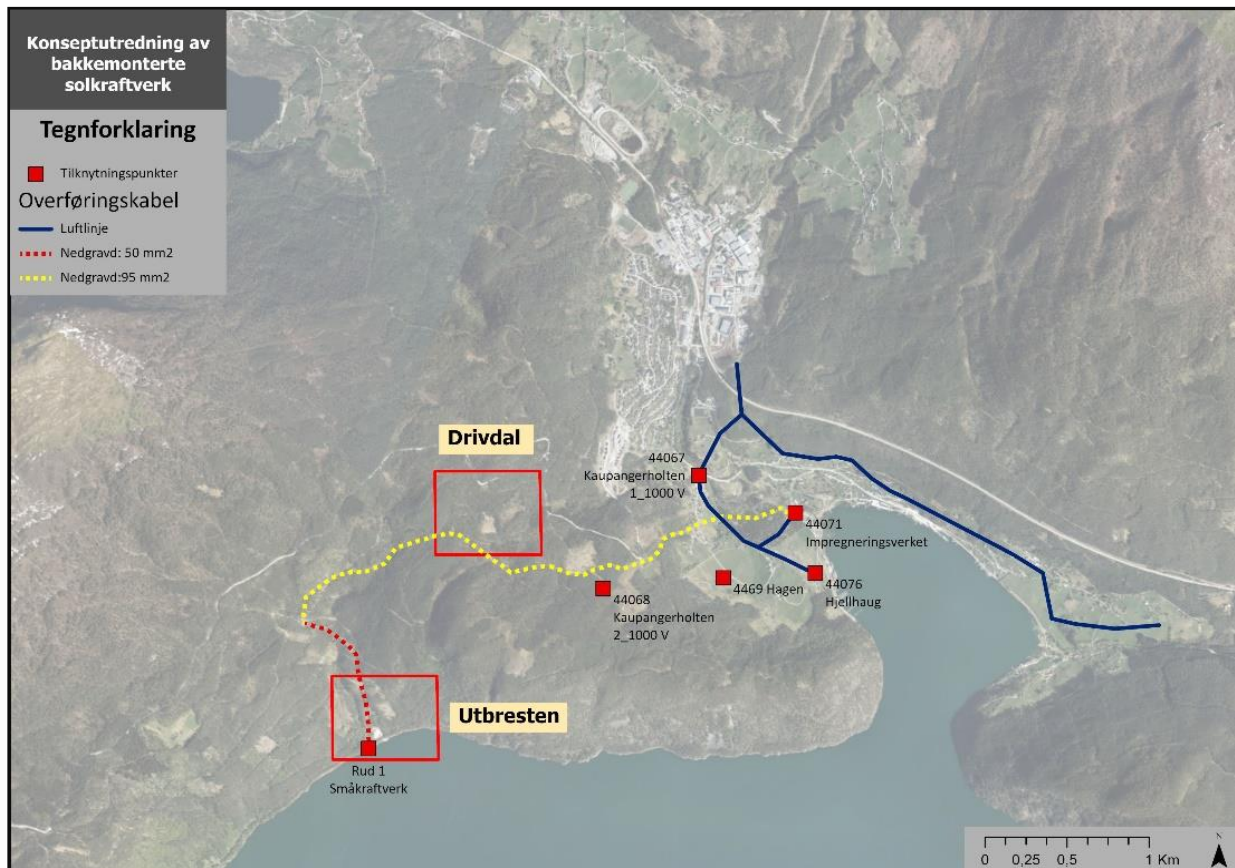
Ny produksjonskapasitet fra solceller ved Rudsviki og på Drivdal er begrenset av kapasiteten i eksisterende overføringsledning mellom Rudsviki og Kaupanger. Det er to flaskehalsar i dagens nett som må utbedres dersom Kaupanger transformatorstasjon skal kunne ta imot større produksjon. Transformatorstasjonen er nybygd og har god kapasitet, slik at det er de to flaskehalsene beskrevet under som er begrensende faktor.

Den første flaskehalsen er luftlinjestrekke som går fra Kaupanger Hovedgård og frem til Kaupanger transformatorstasjon (FeAl 16). Ifølge nettselskapet Sygnir, må maksimal innmating i innføringspunktet i Kaupanger begrenses til 3,5 MVA i tillegg til vannkraftverket Rud1 sin kapasitet på 0,7 MW.

Det andre flaskehalsen er kabelen fra Rudsviki til Kaupanger Hovedgård som består av to kabelseksjoner, en på 50 mm² og en på 95 mm², hvor den første seksjonen, markert i gult på kartet under jf. figur 19, ikke har kapasitet til stort mer enn 3,5 MVA i tillegg til småkraftverket R1. En løsning for å unngå å skifte kabelen på 50 mm² kan være å etablere en nettstasjon hvor kabelen er skjøtet i dag og derfor bare bli koblet til seksjonen på 95 mm². Denne seksjonen har en total kapasitet på 7-9 MW (7 dersom den ligger i rør, 9 dersom den ligger i sand), og dette vil da være neste dimensjonerende effekt å forholde seg til. Den første flaskehalsen i Kaupanger (luftspennet) vil da måtte forsterkes for å kunne mate inn mer enn 3,5 MVA i tillegg til Rud 1.

Det er også andre mulige prosjekt i området som bør løftes fram. Ved framtidig elektrifisering av kortbanenettet vil det være nødvendig å bygge ut nettkapasiteten til flyplassen. Estimert behov er 5-10 MW og tidshorizonten Sygnir ser for seg er 5-10 år. Dersom dette realiseres vil være mulig å hente synergier. For eksempel kan man vente med utbygging av solkraft til den nye kabelen er lagt, eller bygge ut til dagens kapasitet for så å ekspandere utbyggingen når kabelen blir oppgradert.

Videre kan oppgradering av strømmettet i Kaupanger (inkludert luftspennet fra Kaupanger Hovedgård) bli aktualisert for å øke nettkapasiteten fra Kaupanger ut til ferjeleiet Mannheller-Fodnes for lading av el-ferje i framtiden. El-ferjen benytter i dag batteri som bufferlager.



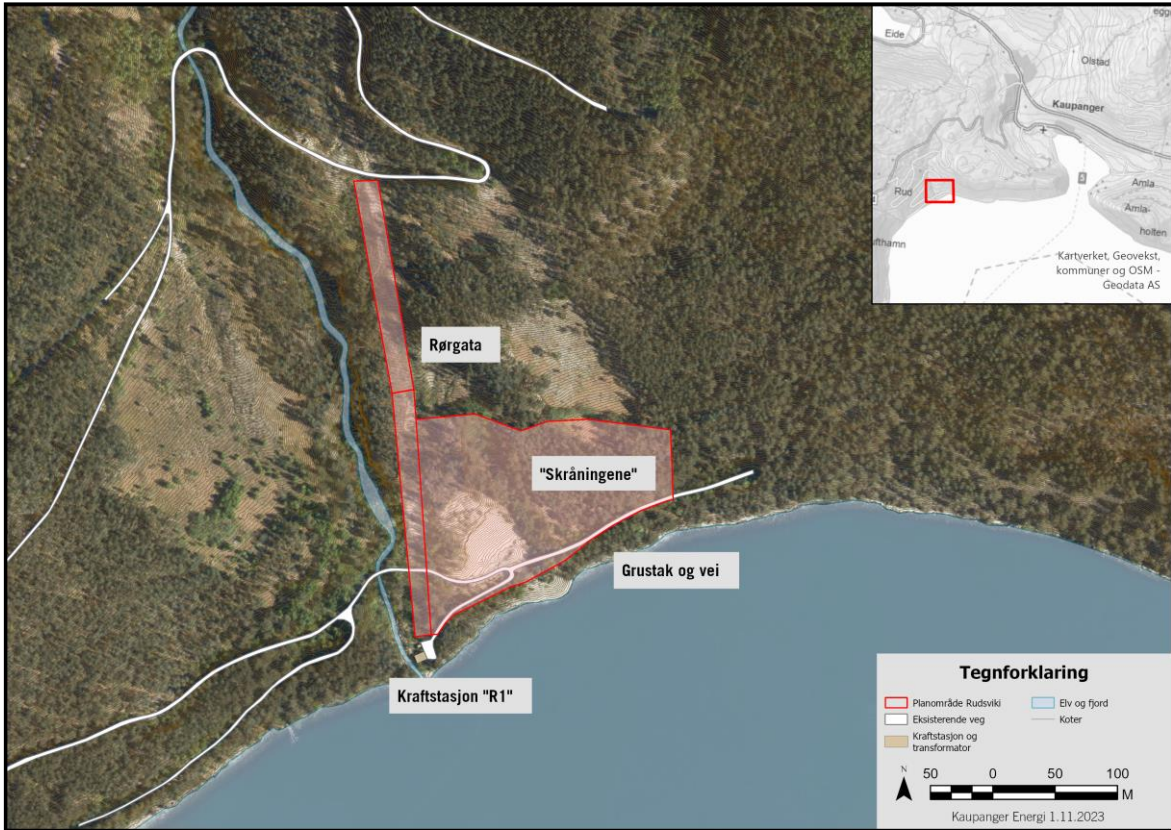
Figur 18. Oversiktskart med overføringskabel og nettfilaskehalsler.

Stedsspesifikke vurderinger

3.4.4 Rudsviki: demonstrasjonsanlegg for hybrid kraftproduksjon og festesystemer

Innenfor Rudsviki har vi vurdert flere delområder med tilkoblingsmulighet innenfor eksisterende transformator.

Ulike feste- og fundamenteringssystemer vil være aktuelle for de ulike delområdene, hvor noen vil være egnet for mindre pilotanlegg i varierende størrelsesorden. Maksimal utnyttelse av hele området er estimert til ca. 900kWp, jf. illustrasjon på neste side. Hybridiseringsanalysen viser muligheter for utbygging med liten grad av kraftstruping selv på disse nivåer, men det er vurdert hensiktsmessig å vurdere de ulike delområdene for solkraft for å finne det mest gunstige området å bygge ut. Delområdene som er aktuelle for utbygging blir ikke brukt som friluftsområde i dag.



Figur 19. Oversikt prosjektområde Rudsviki.



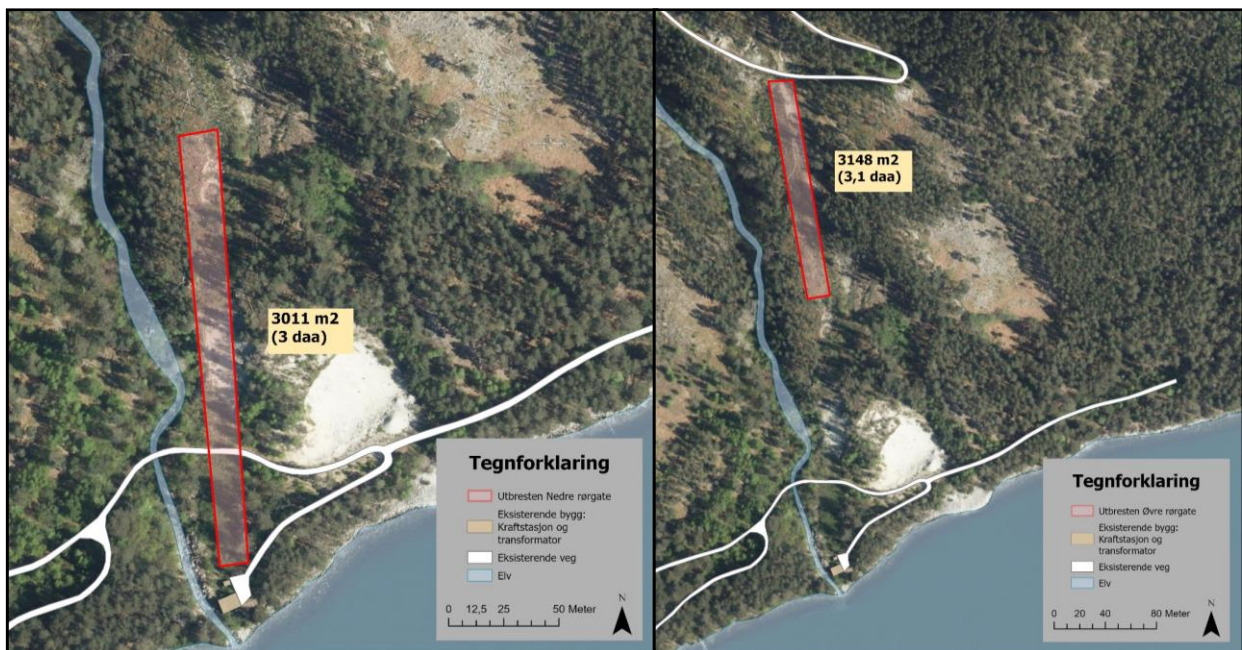
Figur 20. LARK-illustrasjon av utbygging i Rudsviki.

Delområder

Gjennom befaringer med Multiconsult og Norsk bergsikring er det avdekket flere delområder som kan være aktuelle for utbygging. Følgende vurderinger er basert på observasjoner fra disse befaringene. Testboringer og pull-tester av ulike fundamenteringsteknikker må utføres for å identifisere hvor store deler av området som kan bygges ut. Herunder etablere hvilke typer fundamentering og festesystemer / bærekonstruksjoner som kan benyttes.

Rørgata

Vannkraftverket R1 er plassert nede ved fjorden i Rudsviki. Nedgravd kabel fra trafo ligger i en åpen glenne i skogen («rørgata») oppover markert med et rektangel i bildet under. Kabelen og denne glennen fortsetter videre oppover til veien og passerer videre til inntaksdammen. Rørgata vurderes som relativt godt egnet for solceller, men den er svært bratt og uegnet for montasje med ordinære pælingsmaskiner. Terrenget heller mot sør og både orientering og vinkel er godt egnet for solkraftproduksjon, selv om det vil bli noe skygge fra horisonten.



Figur 21. Oversiktskart – Utbresten/Rudsviki, øvre og nedre del av rørgate.

Dersom det skal etableres solceller her må man ta hensyn til terrenget, med fare for erosjon og snøras, og til dels ulendt og steinete terreng som må hensyntas ved eventuell prosjektering av solceller. Potensialet i Nedre rørgate vurderes til 265 kWp på 3 daa.



Figur 22. Nedre og øvre rørgate, Rudsviki

Den øvre delen av rørgata opp mot veikryssingen er vist nedenfor. Her vurderes terrenget å være noe bedre både mht. på rasfare og grunnforholdene gir noe bedre byggbarhet enn i nedre kabelglenne, men avstanden til eksisterende trafo i Rudsviki er åpenbart lengre. Potensialet i «øvre rørgate» vurderes grovt også til å utgjøre 250 kWp.

Grustaket

Det er et bratt åpent grus- og sanduttak (morenemasser) på ca. 3,5 da, med midtpunkt ca. 100 m fra eksisterende trafo i tilknytning til vannkraftverket nede nær fjorden. I, det vil si foran, «grustaket» er det aktuelt å teste ut ulike innovative fundamenterings- og/eller monteringsløsninger for områder med løsmasser. Når det gjelder selve grus- og sandtaket, viser det seg at hellingen er såpass bratt, og massene så løse at det neppe vil være kostnadseffektivt å prioritere utbygging der fremfor de andre områdene. I tillegg kan det være at grustaket er viktig habitat for enkelte pollinerende insekter. Dette vil utredes nærmere i en neste fase, og illustrerer også at alle arealer som kan klassifiseres eller defineres som «grå» automatisk tilsier at de er mer egnet for utbygging enn andre områder.



Figur 23. Grustaket Rudsviki.

Veien fra grustaket

Dette er en skogsvei i skråning, med mye store steiner. Veien er relativt flat, men i et smalt belte med mye mellomstore stein og grus nær grustaket. Det er mye trær som må hugges for å redusere nær skygge jf. bildene nedenfor.

Det anviste området og som er illustrert på bildet nedenfor er på ca. 600 m² langs skogsveien. Det er uklart om det er mulig å drive pæler ned i så steinete underlag. Det kan være aktuelt å teste driving av ulike typer pæler med maskin i dette området siden fordelene er den enkle tilkomsten inn i området via skogsveien. Området ligger videre i umiddelbar nærhet til transformatoren og det kan være mulig å tilknytte seg denne på lavspentsiden.

Utnyttelsesgraden av området avhenger bl.a. av om man vil holde grusveien åpen for fremtidig bruk, noe som anbefales. Derfor vurderes det mest aktuelt også her å begrense seg til mindre anlegg (~ 5-10 kWp eventuelt større).



Figur 24. Veien fra grustaket.

Skråningen ovenfor veien fra grustaket

Ovenfor skogsveien fra grustaket er det gammel furuskog med til dels mye mellomstore og store steiner i bratt terreng. Tilkomsten er dermed mer utfordrende, og vil kreve skoggående maskin. Det tilgjengelige området er relativt stort, men det vurderes å være mest aktuelt å utnytte arealet som grenser til grusveien i nedkant og grustaket mot vest f.eks. innenfor de 3 da som skissert nedenfor. Avstanden til trafoen er ca. 200 m. Potensialet utgjør ca. 2-300 kWp.

Det vurderes som aktuelt å teste etablering av forankringspunkter/fundamenter i stedlige steiner og stubber med utstyr egnet for bruk i ulent og bratt terreng i dette området. Adkomst er mulig via en traktorvei oppover i lia fra skogsveien nederst i området.



Figur 25. Skråning ovenfor veien fra grustaket.



Figur 26. Grustaket (øverste), veien fra grustaket tømmerveg og skråning ovenfor veien

Flytende solkraft utenfor R1

Sognefjorden blir svært dyp ganske kort fra land, og er derfor lite egne for bunnfast forankring av anlegg av en viss utstrekning. Kun et tynt «belte» nær strandsonen er mulig, men her er det brytende bølger og utfordringer knyttet til flo og fjære. Eksisterende plattform påmontert paneler viser at det er mulig å ta i bruk dette tynne beltet. Vind- og bølgeforholdene inne i fjorden er relativt mye mindre sammenlignet med ytre deler av fjorden, men de innebærer risiko og driftsutfordringer som ikke må undervurderes. Etersom det nok er tilstrekkelig landareal til å utnytte eksisterende trafo og overføringskabel fullt ut vurderes det derfor som mindre aktuelt å bruke ressurser på ytterligere vurderinger av flytende solkraft i Rudsviki før andre muligheter er utforsket grundigere. Flytende solkraft er også på et lavere TRL-nivå enn bakkemontert, og innebærer større risiko for utbygger. s. Det tynne brukbare beltet begrenser også aktuelle flytekonsepter, og utelukker konstruksjoner som er større. For eksempel vil den større mære-løsningen til Ocean Sun <https://oceansun.no/> være utfordrende, mens f.eks løsninger bygget opp av mindre paneler / modulære enheter kan vurderes (eks. Sunlit Sea <https://sunlitsea.no/>).

Det er teknisk mulig å etablere mindre testanlegg for å opparbeide seg erfaring, for å redusere risikoeksponering anbefales at eventuelle pilotanlegg begrenses til ~ 5-10 kWp selv om det åpenbart er areal tilgjengelig for langt større flytende solkraftanlegg. Imidlertid finnes andre steder med passe dyp og tilsvarende solinnstråling og med enklere tilgang enn Rudsviki, og som dermed vurderes som potensielt mer attraktive for testanlegg for flytende solkraft. På den annen side, dersom hybridkraftprosjektet blir realisert, vil det allerede eksistere gode muligheter for å koble opp en flytende installasjon. Vi vil derfor følge med på utviklingen innen flytende solkraft videre.

Aktuelle feste- og fundamenteringskonsepter

Som beskrevet i kap. 3.2 og 3.3.1 vil det være flere aktuelle fundamenterings- og festesystemer. Basert på innledende kartlegginger av grunnforholdene ønsker vi å prøve ut flere ulike systemer i Rudsviki, avhengig av delområde. Hvilke løsninger vi velger vil også avhenge av pristilbud og eventuelle søknader og tilskudd til risikoavlastning.

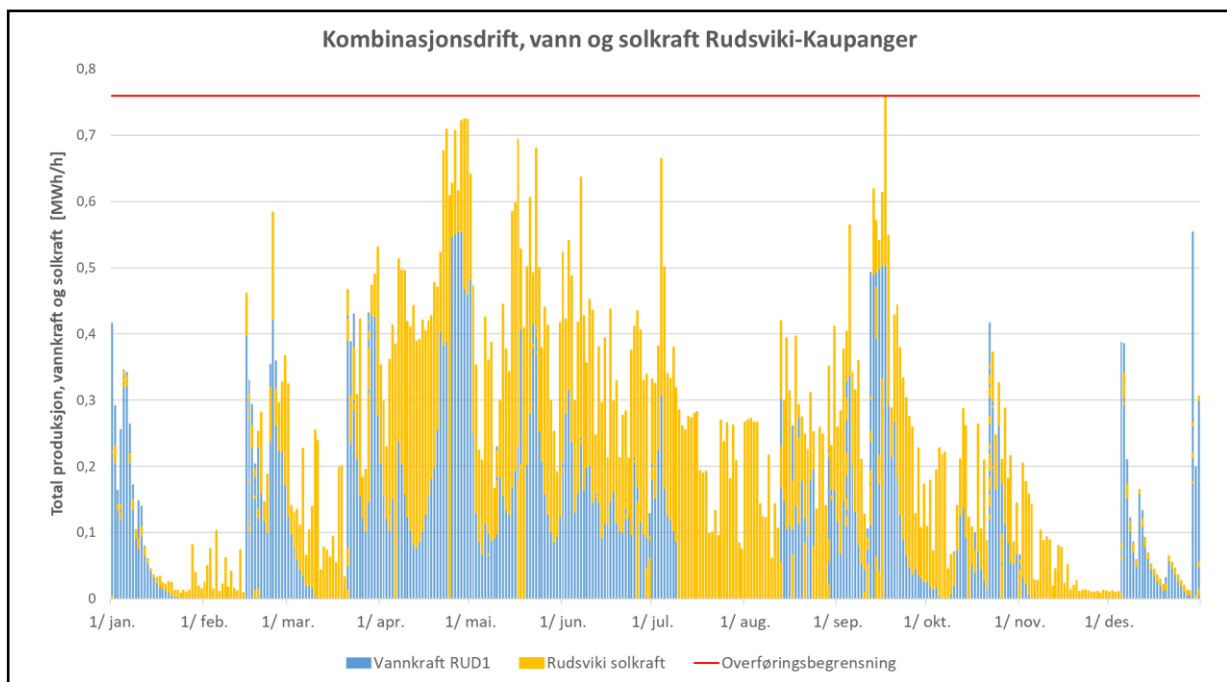
- *Rørgata*: Fastvinklet festesystem basert på 3-vinklede jordspyd, som TreeSystem, er den mest sannsynlige løsningen. På grunn av grunnforholdene og dybden ned til rørledningen innebærer dypere forankringsløsninger større risiko. Pæling antas å ikke kunne brukes her. Ifølge leverandøren er dette fundamentet egnet for bl.a. steinete grunnforhold og installasjonen lar seg gjøre ved hjelp av bærbart håndverktøy, noe som kan være tid- og kostnadsbesparende. I dialog med representant for selskapet har de, basert på tilgjengelig informasjon, indikert at det skal være mulig å levere og installere i slike forhold som beskrevet for Rudsviki. Dersom grunnforholdene tilsier det kan også andre fastvinklede systemer vurderes, inkludert fundamentering ved hjelp av boring og injisering av grout / fugemasse. Gabioner med stedlige løsmasser vil også vurderes nærmere, men det kan kun benyttes der de ikke risikerer å skli ut av posisjon uten ytterligere festeanordninger.
- Skråningen og arealet mellom grustaket og kraftstasjonen: aktuell konfigurasjon kan være 3-vinklede jordspyd og fixed-tilt i annenhver rad – for å teste og få erfaring med de ulike systemene i krevende topografi, men der begge kan brukes. Her ønsker vi også å teste ut alternativer til pæling, dvs festing i eksisterende større steiner og stubber, boring og betongfeste; og jordspyd som kan kombineres med fixed-tiltsystemer.

- Grustaket og skogsveien: Her er det relativt flatt, og med hard grunn. Vi ønsker derfor å teste ut to konfigurasjoner av fixed-tilt: gabioner i det flateste området, og, dersom vi får med oss riktige kompetansetilgjenger, festesystemer i massivtre eller limtre som ballasteres med betong eller lignende.

Hybrid kraftproduksjon: sol- og vannkraft Rudsviki

Ifølge nettselskapet Sygnir er det kapasitet til en innmating på ca. 3,5 MVA fra Solceller i tillegg til Rudsviki vannkraftverk på ledningen mellom Rudsviki og Kaupanger.

Vannkraftverket i Rudsviki viste i kapittel 3.4.1 å ha en maksimal produksjon på 88% av installert effekt (660 kW), tilsvarende 582 kW. Produksjonsprofilen til vannkraftverket har derimot ikke effekttopp i samme tidsrom som en eventuell solkraftinstallasjon i samme område ville hatt.

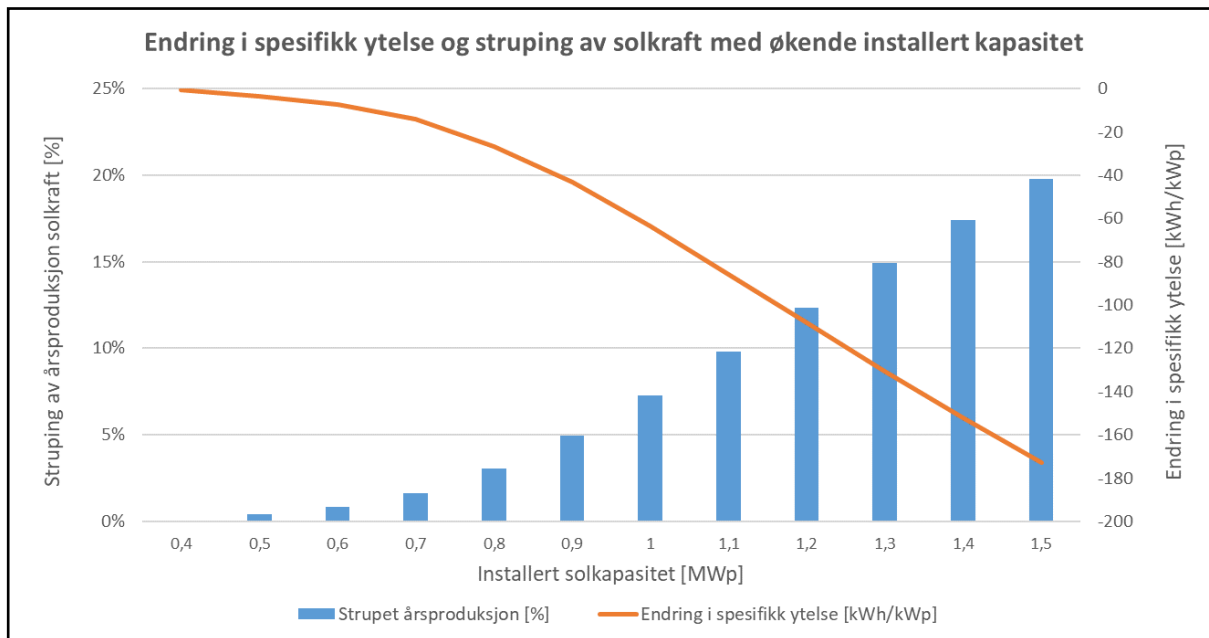


Figur 27. Kombinasjonsdrift og samproduksjon fra eksisterende vannkraftverk i Rudsviki og et eventuelt solkraftverk i 2019. Overføringsbegrensningen tilsvarer transformatorstasjonen i Rudsviki.

Ved å analysere tidsseriene fra 2019 for en eventuell solkraftinstallasjon og vannkraftverket vil man kunne installere opptil 316 kWp med solkraft i Rudsviki, uten overbelastning av transformator eller kutting av solkraften. Den dimensjonerende timen kan sees i midten av september i figuren over. Da vi kan forvente stor variasjon år om annet i ytelse og produksjonsprofil for vann- og solkraft, anbefales det å sørge for mulighet for elektronisk struping av solkrafteffekten dersom det installeres mer enn 120 kWp (100 kW) under eksisterende trafo i Rudsviki. Elektronisk struping skal kun skje når samlet effekt når maksimalkapasiteten til transformatoren. En videre analyse er gjennomført for å øke installasjonen av solkraft, hvor en solkraftinstallasjon tilsvarende transformatorstasjonens merkeeffekt på 800 kVA (800 kWp) er simulert for referanseårene med måledata. Dette resulterte i 2% struping av kraft, eller en reduksjon i spesifikk ytelse på 20 kWh/kWp. Dette vil da gi beregnet 685 MWh fra solkraftanlegget og 1000 MWh fra vannkraftanlegget.

Et hybridkraftverk vil kreve spesielle vekselretterløsninger og teknologi for overvåkning, styring og struping av kraft. Gjennom dialog med internasjonale leverandører av kraftelektronikk til solkraftanlegg er det funnet flere etablerte løsninger for å gjennomføre dette på dynamisk vis ved å tilpasse strupingene av solkraft til tilgjengelig kapasitet i innmatingspunkt, samt øvrige forhold i nettet. Selv om disse løsningene er etablert er de ikke-

konvensjonell og krever komponenter som aktivt styrer invertere og kommuniserer på tvers av anlegg og med kritiske punkt i nettet. Denne typen komponenter og programvare vil vanligvis være forbeholdt store anlegg, gjerne i hybrid med andre produksjons- eller lagringsteknologier. Grunnet topografien i Rudsviki (og Drivdalen) og avstanden mellom prosjektområdene uttrykte flere leverandører ønske om skreddersydd løsning, da kommunikasjon vanligvis foregår via fiberkabler eller uavbrutt trådløs kommunikasjon.²⁰



Figur 28. Endring i ytelse og struping av kraft med økende installert kapasitet (PV) i Rudsviki.

Muligheter for lagring av energi og kraft

Vi har vurdert mulighetene for magasinering eller ekstra dam over eksisterende inntaksdam, men topografien gjør dette svært krevende og neppe mulig.

I Rudsviki er det flaskehals ved transformorkapasitet og kraftevakuering. Ved analyser av hybrid drift viste solkraft og vannkraftverket i Rudsviki god samkjøring med mulighet for å øke kapasiteten til langt over antatt ledig kapasitet i innmatingspunkt, jf. forrige avsnitt. Ved installasjon av solkraftkapasitet tilsvarende merkeeffekt på transformator oppnås det en årlig struping av 2 % av total strømproduksjon, i samdrift med vannkraftverket. Grunnet denne analysen og Multiconsults innsikt i investeringskostnader for batterisystemer, vil det hverken være behov eller regningssvarende å implementere batterilagring i systemet.

Oppsummering og neste skritt Rudsviki

Analysen av hybrid kraftproduksjon viser lovende resultater, med stor relevans for både vann- og solkraftbransjen og offentlige aktører som energimyndighetene og miljømyndighetene. Hybrid kraftproduksjon, dersom det passer ut fra solforhold og lokalitetens egnethet – herunder naturmangfold, kulturminner og friluftsliv – vil gi økt utnyttelse av eksisterende investeringer i å få kraften ut på nett og mindre arealinngrep.

Vi forventer at et valg / utprøving av festesystemer for Rudsviki vil ha høy interesse for interessenter i solkraftbransjen, inkludert utviklere, leverandører, studenter og academia, myndigheter og forvaltning. Ved å bruke hele arealet som et utprøvsområde introduserer vi høyere risiko, men vi får da utnyttet og testet ut

²⁰ I samtaler med leverandører under Intersolar 2023 kom det frem at ingeniørmessige utfordrende løsninger ville påbeløpe en designmessig ekstrakostnad ved å gi tilbud.

hybridkraftverk opp til det maksimale potensialet. En slik løsning vil gi svært nyttige erfaringer om hvilke løsninger som kan passe for andre arealer og nødvendig innsikt i drift av hybridkraftverk. Det vil også gi nyttig kunnskap for solenergibransjen om hvordan ulike konfigurasjoner egnet for ulike grunn- og topografiske forhold kan fungere i praksis, inkludert hvor krevende de er å montere, og konstruksjonstekniske sider.

En utbygging av Rudsviki der eksisterende trafo tas i bruk vil ikke kreve konsesjon etter Energiloven, men det vil være nødvendig med byggetillatelse fra kommunen etter plan- og bygningsloven. Vi er i dialog med Sogndal kommune om tiltaket og har fått utarbeidet en fotorealistisk illustrasjon av en utbygging der arealene er utnyttet maksimalt, jf. illustrasjon x under.

I søknad om forstudiemidler har vi lagt opp til følgende overordnede steg: i) gjennomføre grunnundersøkelser; ii) innhente tilbud fra aktuelle leverandører basert på grunnundersøkelser; iii) etablere hovedspesifikasjon for anlegget med kostnadsestimater slik at vi kan gå videre med detaljprosjektering og; iv) etablere en plan for revegetering og skjøtsel og drøfte metoder for karbonbinding.

Videre fremdrift avhenger av om vi får innvilget søknad om forstudiemidler. Dersom resultatene tilsier at prosjektet er gjennomførbart vil vi levere inn byggesøknad til Sogndal kommune og søke Enova om investeringstilskudd dersom prosjektet kan la seg realisere med akseptabel grad av risiko. Foreløpige risikoanalyser og kostnadsanslag tilsier at det vil være nødvendig med tilskudd for at prosjektet skal kunne utløses.

3.4.5 Drivdal: kombinasjonsanlegg med landbruk

Beskrivelse av området

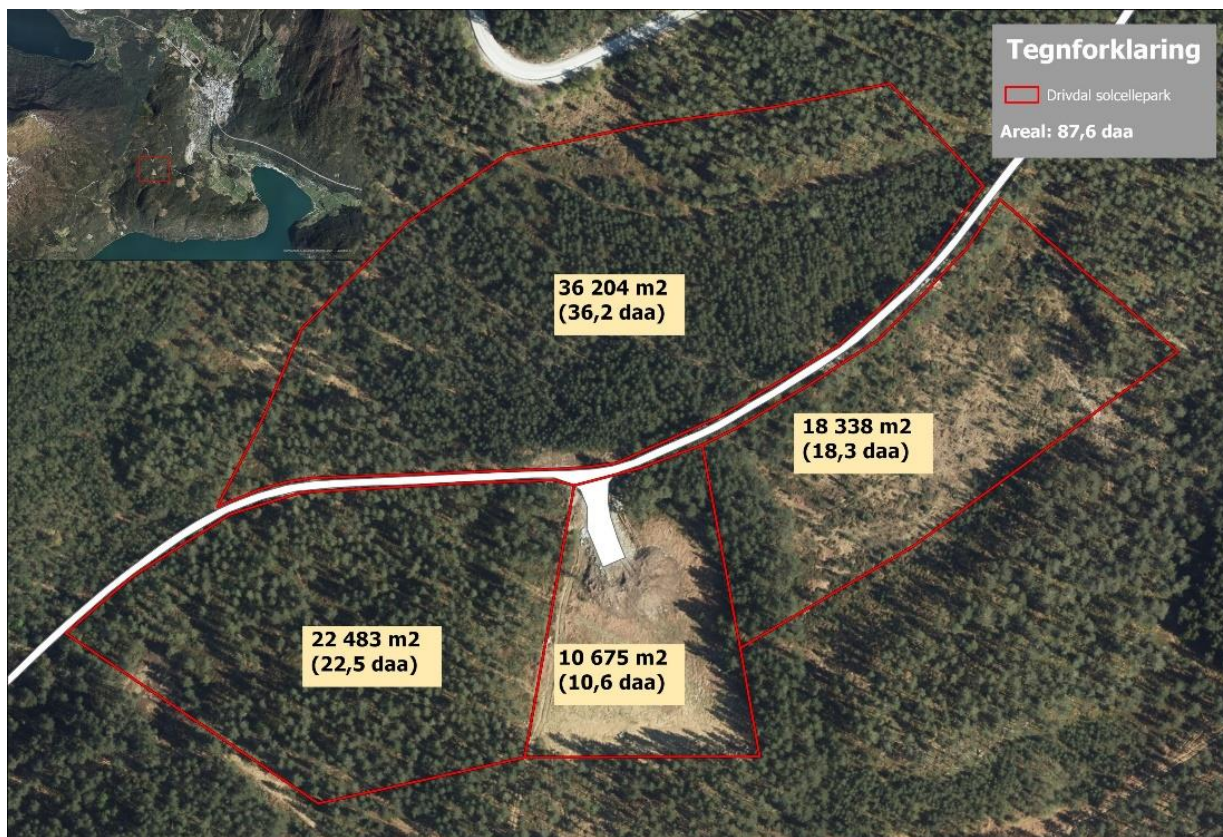
Drivdal ligger omtrent midtveis langs overføringskabeltraséen mellom Rudsviki og Kaupanger. Inntegnet areal er på om lag 90 dekar med teknisk potensial 3-4 MWp, avhengig av monteringsløsning og dekningsgrad. Området er i dag regulert som LNFR-område.

Området har gode solforhold og er vurdert som godt egnet for bakkemonterte rekker, men det forutsetter uttak av skog for de største delene av området. Området er delt i to av en tømmerveg og skråner mot sørøst, men flater ut sør for veien. Drivdal ligger på et forholdsvis lite kupert område på Kaupangerholten og består av furuskog, lyng og stedvis blokkmark. På grunn av topografien rundt Drivdalen vil anlegget ikke være synlig før man er forholdsvis nær.

Deler av Drivdal er tidligere vårstøl (inntil 15 daa), jf. delområdet i midten. Stølsmarken ble plantet til med furu etter 2. verdenskrig. Stølsvollen er godkjent for nydyrking til grovforproduksjon. Dispensasjon for nydyrking er gitt fra Sogndal kommune. Kulturavdelinga ved daværende Sogn og Fjordane fylkeskommune registrerte området for kulturminner, uten funn av automatisk freda kulturminner i 2015.

For de øvrige arealene vil det være nødvendig å avvirke skog. Skogressursene i området er preget av middels god til god bonitet og for en stor del hogstmoden. Samtidig er store deler av virket i området skadet på grunn av brekkasje etter tungt snøfall med påfølgende frost.

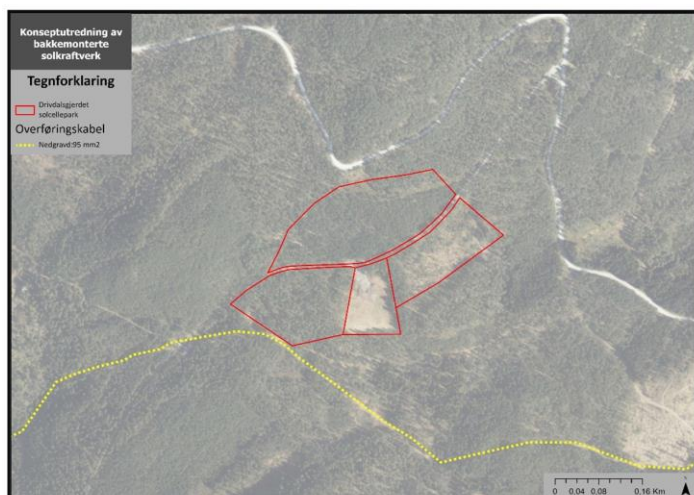
Basert på erfaringer med graving og legging av overføringskabelen i 2007 og arkeologiske registreringer i 2017 er jordlag relativt tynt og som regel ikke mer enn 50-60cm dypt før man kommer ned på fjell.



Figur 29. Prosjektavgrensing og størrelse på Drivdal med delområder.



Figur 30. 3d-visualisering av solpark på Drivdal med Next2Sun.



Figur 31. Drivdal og delområder i forhold til overføringskabel fra trafo for Rudsviki-Kaupanger.

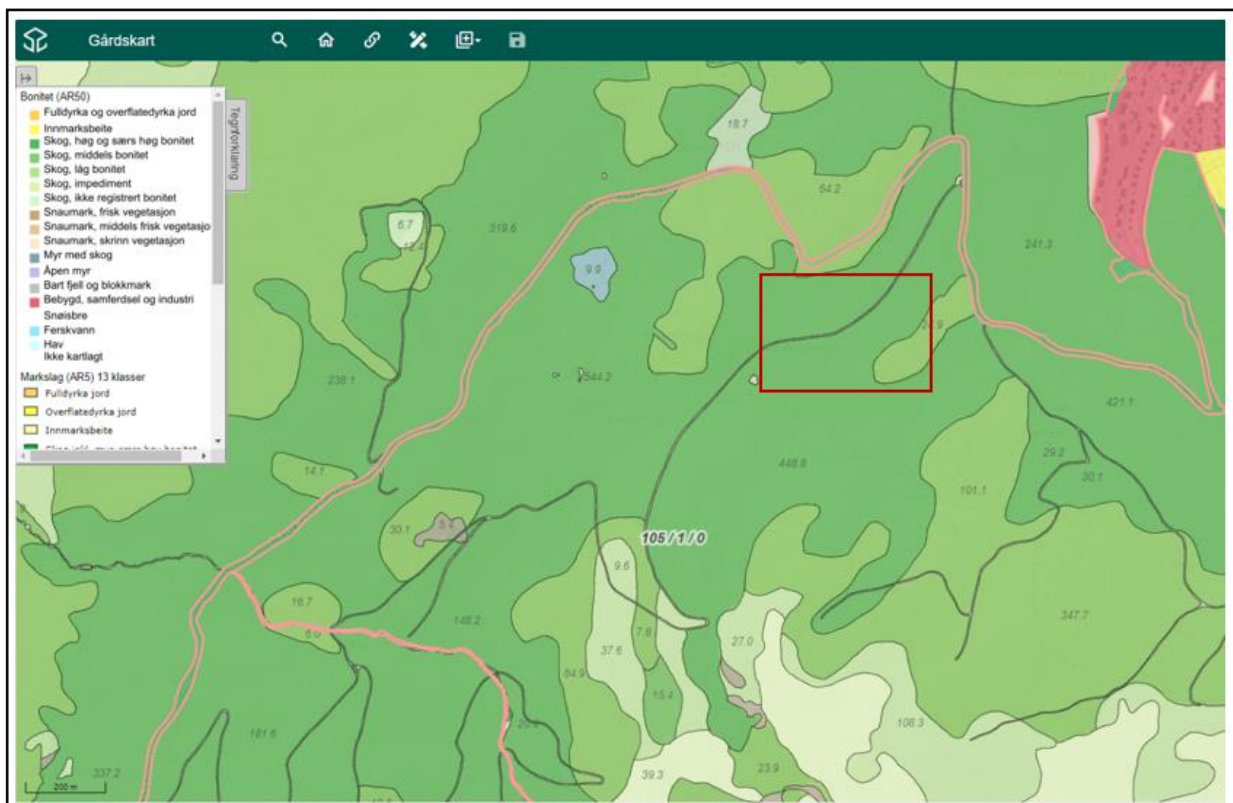


Figur 32. Fotografi fra nordligste område i Drivdal der hellingen er på det bratteste og utfylling/nydyrkingsområdet. Deler av skogen må fjernes for solinnstråling og etablering av kraftverk.

Naturmangfold, landbruk og utmarksressurser

I regi av Miljødirektoratet ble det i 2021 gjennomført naturtypekartlegging på Kaupanger, inkludert Drivdal. Det er ikke registrert rødlistede arter i området eller verneverdige naturtyper.

Kaupanger Hovedgård har fellingstillatelse på 132 dyr årlig. Jakt er en viktig del av Kaupanger Hovedgårds næringsgrunnlag. Kaupangerholten er et viktig leveområde for den lokale hjortestammen og det vil være nødvendig med tiltak som unngår negativ påvirkning på hjortestammen. Vi vil i den videre detaljplanleggingen vurdere utforming på gjerdene slik at hjortevilt og mindre dyr kan bevege seg fritt inn på området og utnytte beiteressursene. Det er ingen andre jaktressurser i det aktuelle området. Etablering av nye landbruksarealer vil medføre mer attraktive beiteområder for hjorten og kunne dempe beitepress lenger nede i Kaupanger, blant annet i boligområdene og gårdbrukere lenger nede.²¹



Figur 33. Bonitet på Kaupangerholten. Prosjektområdet markert med rød firkant.

Friluftsinnteresser

Generelt er Kaupanger og Haukåsen et populært område for turgåere og syklister, men Drivdalen er ikke blant de aller mest populære områdene. Det går en sti gjennom området nord-sør og en langs nordsiden av det aktuelle arealet, jf. vedlagte skjermdump fra Strava.²² Stien som går krysser Drivdal kan beholdes slik at gjennomfart fortsatt vil være mulig. Dette vil også passe godt med et mål om at anlegget skal være attraktivt for besøkende. Stien som går langs nord må kanskje stenges eller legges om, eventuelt må planområdet justeres slik at stien kan ivaretas. Se nærmere informasjon om interessenthåndtering og -involvering under kap. 5 (risiko) og 6.

²¹ Jf. f.eks: Sogn Avis (2022): «Hjorten herjar framleis på Kaupanger». Publisert 18. Januar 2022.

²² Strava heatmap, dato for uttrekk: 22. Oktober 2022.



Figur 34. Sykkel- og turstier gjennom Drivdalen.

Andre interesser

Anleggets relativt nære beliggenhet til Sogndal lufthavn Haukåsen medfører at det ligger tett på innflygingen til ruteflyene. Kaupanger Energi er i dialog med Avinor om og har fått deres tillatelse til å gjennomføre tiltaket på gitte betingelser om valg av utstyr, jf. vedlegg 5.

Kombinasjonsdrift med landbruk - agrivoltaics

Hele arealet planlegges som kombinasjonsdrift med landbruk. Som et minimum vil vi i detaljplanleggingen vurdere forproduksjon og beite for geiter som eies av Kaupanger Hovedgård. Utleie for andre vil også være aktuelt, for eksempel saubeite. Det vil også være aktuelt å vurdere om vi kan etablere andre vekster i området. Særlig interessant vil det være å vurdere om det er mulig å kombinere solkraftproduksjon med etablering av blomsterrike naturtyper og som vil øke ressursgrunnet for pollinerende insekter. Dette vil være i tråd med nasjonal pollinatorstrategi, herunder mål om økt kunnskap om hva som kjennetegner gode leveområder og effektive tiltak og etablering av gode leveområder. Kaupanger Hovedgårds pågående prosjekter i Amlabukti rundt Hovedgården med HVL og NIBIO om etablering av blomsterrike naturtyper på Kaupanger og formidling vil være en viktig del av prosjektet. Vi vil i den sammenheng vurdere å revegetere med stedeagne frø som er tilpasset pollinerende insekter og om vi kan utnytte frø fra prosjektet i Amlabukti.

Etableringen av Drivdalen solpark vil derfor medføre en reduksjon i skogressurser, men en økning i produksjonsareal for landbruk. Kaupanger Hovedgård har siden 2008 satset målbevisst på å utvikle landbruksdriften og vil i framtiden ha behov for både mer grovfor- og beiteareal. Utnyttelse av Drivdal til kombinasjonsdrift er del av denne strategien. Kaupanger Hovedgård har siden 2008 gjennomført det største restaureringsprosjektet av kulturlandskap i Norge (samarbeid med HVL). Her har vi opparbeid nødvendig kunnskap når det gjelder

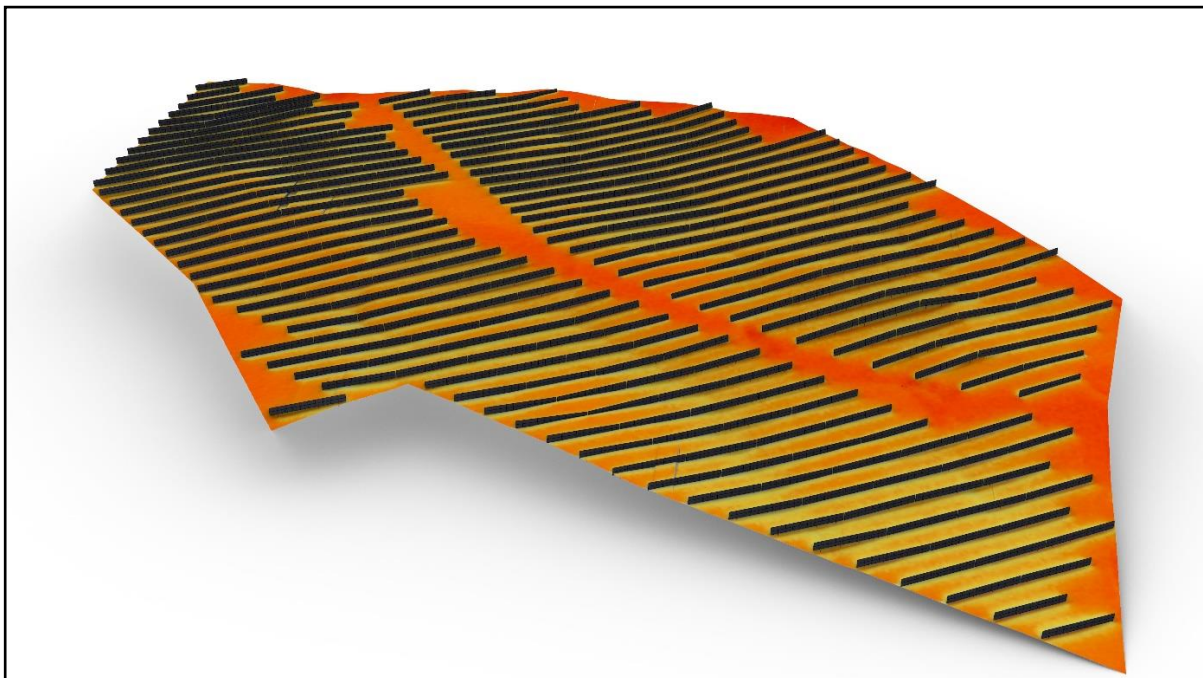
revegetering og å legge til rette for pollinerende insekter, som vi vil bruke i samspill mellom solproduksjon og landbruksdrift.²³

Det er behov for mer kunnskap om potensialet for kombinasjonsdrift mellom landbruk og kraftproduksjon, noe også Energikommisjonen har pekt på.²⁴ Vi vil derfor i det videre arbeidet ha som mål å bygge videre på samarbeidet med HVL for student- og forskningsoppgaver. Aktuelle problemstillinger inkluderer fôrproduksjon i volum, hvor godt blomsterrike naturtyper vil etablere seg i Drivdalen, utslag på populasjon av pollinerende insekter og karbonbinding der en ser karbonbinding i skog opp mot etablering av ulike blomsterrike artstyper og andre naturtyper.

Vi har fått utført egne analyser av estimert fôrproduksjon i Drivdal av Soldeling / Erlend Hustad Honningdalsnes. Honningdalsnes har modellert effektene av en vertikal nord-sør konfigurasjon på gressproduksjon (timotei) ut fra ulike scenarier og påvirkningsfaktorer som skygge- og lèeffekter fra anlegget.

Avhengig av hvilke effekter man legger til grunn, viser analysen at forandringen i gress- / fôrproduksjon «vil variere fra -16.1 % til -0.6 % for et typisk meteorologisk år for Drivdal, avhengig av jordens tørkeresistens og de faktiske lèeffektene som vil finne sted. For tørre og/eller kalde år hvor det er viktig å bevare fuktighet eller få høyere temperatur vil man trolig kunne få mer vekst i anlegget enn utenfor, slik som ble observert i Frankrike i 2022 hvor man så en økning på henholdsvis 100 og 200 kg / hektar for hvete og linser i vertikale solcelleparker.»²⁵

Som følge av klimaendringer forventes økt nedbør – og høyere temperaturer. Ifølge Meld. St. 26 (2022-2023) *Klima i endring – sammen for et klimarobust samfunn*: «Om sommeren forventes mer nedbør, men høyere temperaturer vil også gi økt fordampning. Dersom fordampningen øker mer enn nedbøren, øker sannsynligheten for sommertørke.»²⁶ Med andre ord kan vertikale solcelleanlegg dempe risiko for at avlinger blir lavere som følge av et endret klima.



Figur 35. 3D-modell av det vertikale solcelleanlegget med visualisert årlig bakkeinnstråling.

²³ <https://hvlopen.brage.unit.no/hvlopen-xmlui/handle/11250/2831266> og [Opplevingslandskap Kaupanger \(nettside\)](#).

²⁴ NOU 2023: 3 Mer av alt – raskere.

²⁵ Soldeling / Erlend Hustad Honningdalsnes (2023): «Analyse av vekstvilkår og fôrproduksjon i vertikalt solcelleanlegg i Drivdal»

²⁶ Meld. St. 26 (2022-2023) Klima i endring – sammen for et klimarobust samfunn.

Insekt- og pollinatorbestander i en vertikal nord-sør konfigurasjon på Drivdal:

Honningdalsnes har også sett på etablering av blomsterrike naturtyper. Det er ikke mulig å modellere slik effekter ennå, men basert på eksisterende litteratur og erfaringer i andre land.²⁷ Gjennomgangen hans viser at:

Solcelleanlegg og deres effekt på biodiversitet

Etter hvert som land går over til fornybar energi for å begrense klimaendringene og øke energisikkerheten, akselererer utbyggingen av solcelleparker. Mye av denne kapasiteten kommer fra bakkemonterte solparker, som i 2022 stod for 60% av den globale installerte kapasiteten.

Solparker krever betydelige landområder, noe som ofte fortrenger jordbruksproduksjon eller naturlige habitater. Endringene i arealbruk som drives av utviklingen av solparker har skapt bekymring for deres potensielle påvirkning på biologisk mangfold og økosystemtjenester som pollinering. Nyere forskning indikerer imidlertid at med riktig plassering og drift kan solparker støtte det biologiske mangfoldet og økologiske resultater.

Endring i arealbruk og påvirkning på habitater

Arealbruken solparker erstatter og deres plassering i landskapet bestemmer mye av omfanget og arten av påvirkningen på det biologiske mangfoldet. Solparker plassert på tidligere utviklede eller forringede områder har generelt begrensede negative virkninger på det biologiske mangfoldet. Solparker har imidlertid også erstattet jordbruksproduksjon og naturlige habitater. Habitatødeleggelse er den viktigste trusselen mot det biologiske mangfoldet globalt, så solparker plassert i økologisk verdifulle habitater som sårbare ørkener eller gamle gressletter skader det biologiske mangfoldet gjennom direkte habitatødeleggelse og fragmentering. Nøye plassering av solparker er derfor avgjørende for å minimere tap av biologisk mangfold.

Innenfor solparkene påvirker endringene i det fysiske miljøet resultatene for det biologiske mangfoldet. Solcellepaneler og tilknyttet infrastruktur endrer mikroklimaforhold som sollys, lufttemperatur og jordfuktighet sammenlignet med de opprinnelige forholdene. Disse mikroklimaeffektene endrer vegetasjonsdynamikken, og begrenser generelt planteproduktiviteten og veksten i tradisjonelle solcelleanlegg som er optimalisert for strømproduksjon. Noe vegetasjon kan dra nytte av skyggeeffekter i vannbegrensede klimaer. Jordforstyrrelse og komprimering under etableringen av solcelleanleggene kan også påvirke det biologiske mangfoldet.

Påvirkning på planter og pollinatorer

Forskning har begynt å kaste lys over effektene av solparker på planter og tilhørende pollinatorer. I tempererte klimaer økte solparken den sene blomstringen ved å forsinke og forlenge blomstringen, noe som styrket ernæringen til pollinatorene når behovet er størst.

Vegetasjonsendringene har imidlertid variable effekter på pollinatorene. En studie av elleve solparker i Storbritannia fant større mangfold av humler og sommerfugler sammenlignet med omkringliggende jordbruksområder. Sammensetningen av pollinatorer og besøksfrekvensene kan også variere på tvers av mikroklimaer innenfor solparkene. Samlet sett kan solparker med plante- og forvaltningsfokus på biologisk mangfold begrense tap av biologisk mangfold, men resultatene er kontekstavhengige basert på klima, arealbrukshistorikk og økologi.

Videre forskning kan bedre kvantifisere effektene av solparker på det biologiske mangfoldet på tvers av habitattyper og finjustere optimale forvaltningspraksiser for å balansere strømproduksjon og økologiske resultater. Et viktig poeng er at en riktig plassert solpark designet for å støtte naturlig vegetasjon og dyreliv ser ut til å kunne oppveie bredere tap av biologisk mangfold heller enn å forverre dem.

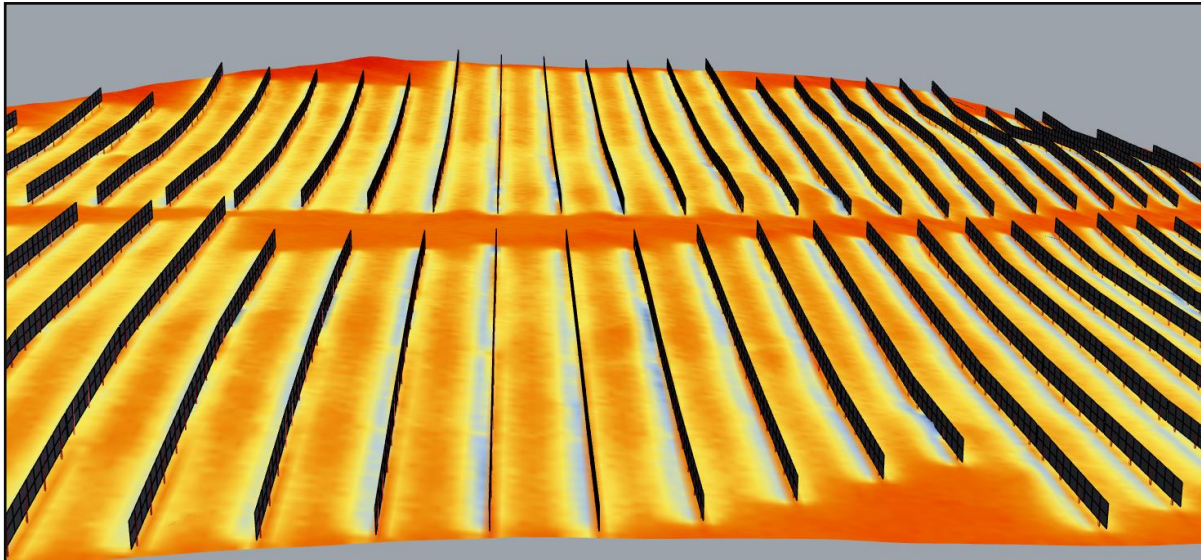
Mikroklimaforandringer og pollinatorsesonger

Som nevnt, kan man ved å plassere solcelleanlegg i en eng påvirke vekstmiljøet til artene som finnes der gjennom skygge, samt forandringer i vind, temperatur, fuktighet og mer. På denne måten vil solcelleanlegget påvirke

²⁷ Honningdalsnes, Erlend Hustad (2023) med ref.

veksten og utviklingen til plantene, og følgelig også insektene og pollinatorene som er avhengig av plantene. Mer detaljerte beskrivelser av hvordan det vertikale solcelleanlegget i Drivdal kan påvirke vekstmiljøet til plantene er gitt i delrapport i), men en enkel gjengivelse følger under.

Solcelleanlegget som foreslås, hvis rekker er plassert i en nord-sør-gående retning, vil redusere den gjennomsnittlige solinnstrålingen på bakkenivå inne i solcelleparken med omtrent 18%, som er bedre enn i de fleste tradisjonelle solparker. Disse skyggene vil være fordelt utover området, der området midt mellom radene vil få mest lys, mens områdene som ligger inntil panelene vil ha mest skygge, som vist i figur 2. Det området som vil ha minst solinnstråling vil være inntil vestsiden av panelflatene, hvor det i snitt vil være en reduksjon på omtrent 40% i løpet av året.



Figur 36. Årlig solinnstråling på bakkenivå i solcelleanlegget, hvor rødt og blått er hhv. høy og lav innstråling.

Det er også forventet å oppstå lokale forandringer i vindhastigheter, temperaturer og fuktighet på grunn av lé-effekter. Størrelsen på disse forandringene, og hvor i anlegget de oppstår, vil være avhengig av blant annet vindretningen og vindhastigheten.

Det vil med andre ord være variasjoner i mikroklimaet inne i solcelleanlegget, som igjen vil skille seg fra mikroklimaet utenfor solcelleanlegget. Som nevnt har enkelte studier vist at slike allsidige vekstmiljø i solcelleanlegg vil føre til at planter blomstrer på forskjellige tidspunkter, som igjen kan føre til en forlengelse av pollineringsperioden til insekter.

Dette kan også illustreres med modeller for utviklingen av timotei, som var veksten som ble analysert i delrapport i). Under vekstforsøk med timotei i Norge ble sammenhengen mellom klimatiske faktorer og gressets utvikling studert. Mer spesifikt ble det utviklet ligninger som kan forutse gressets utviklingsstadier frem til blomstring basert på lufttemperaturer, og det er derfor rimelig å anta at klimatiske variasjoner i og rundt solcelleanlegget også vil kunne påvirke blomstringstiden for timotei.

Vertikale solcelleanlegg og vekststriper

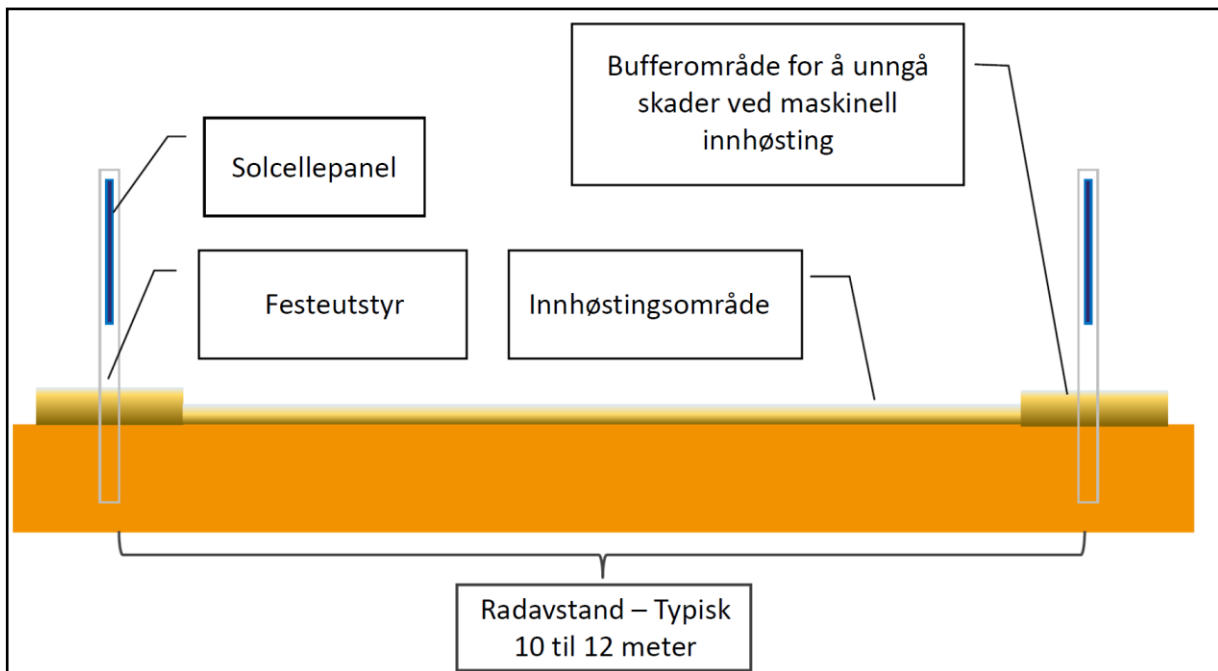
Utformingen til det vertikale solcelleanlegget som er foreslått i Drivdal ble valgt fordi det muliggjør samdrift mellom fôrproduksjon og energiproduksjon på samme areal. Next2Sun er den ledende leverandøren av festeutstyr til slike anlegg, og har i flere år hatt testanlegg i Tyskland på størrelse med det som foreslås i Drivdal. Der har de høstet avlinger maskinelt mellom radene som vist i figur 3.



Figur 37. Maskinell slått mellom vertikale solcellerader (foto: Next2Sun).

For å unngå skader på utstyr har de lagt inn en sikkerhetsmargin mellom panelene og traktoren på omtrent 0.5 meter på hver side av panelene, som vist i figur 37.

Det er mulig å benytte seg av avlingen i bufferområdet på flere måter, som f.eks. med beitedyr, eller manuell innhøsting med mindre maskiner helt inntil panelene. Next2Sun har i enkelte av parkene valgt å la det gro istedenfor, så lenge det ikke reduserte energiproduksjonen ved å skygge for panelene. Det ble observert at disse områdene som ellers kunne blitt slått, heller ble værende igjen som naturhabitat for mange insekter og pollinatorer, og dermed økte leveområdet og bestandene av disse artene.



Figur 38. Arealinndeling og oppsett i vertikale solcellerader.

Det å etablere vekststriper med blomster og andre pollinatorvennlige engvekster for å øke insektenes livsgrunnlag og næringstilgang er en strategisk del av Norges satsning, og kan sees gjennom støtte for etablering av vekststriper i jordbruket [15]. Et konkret eksempel på dette er da bønder i Lærdal fikk tilskudd gjennom et regionalt miljøprogram for å så blomsterstriper langs en kile [16]. Hvis slike vekststriper blir værende igjen langs hver rekke av paneler i solcelleanlegget i Drivdal, kan dette potensielt tilsvare flere kilometer med slike gunstige vekststriper.

Noe annet som er vist å øke insektbestander i solcellerparker er innføring av flerfoldige miljøer, slik som ved plassering av stein, treverk og lignende i det som ellers har mulighet for å bli et ensidig miljø. Eksempler på dette kan observeres i figur 37, hvor Next2Sun har gjennomført forsøk under vertikale solcellepaneler.



Figur 39. Next2sun har testet innføring av insektfremmende tiltak i sine parker (foto: Next2Sun).

Drift av parken for økt biodiversitet

Som nevnt tidligere finnes det ikke mange bakkemonterte solcelleparker i Norge i dag, og følgelig er det ikke utviklet nasjonale metoder for mer miljøvennlig drift av anleggene. I England, derimot, er det installert et stort antall parker, og tverrfaglige faggrupper har gjennomført omfattende studier av sammenhengen mellom driftsstrategier og økosystemtjenester i solcelleparker. Et resultat av disse studiene er utviklingen av verktøyet «Solar Park Impacts on Ecosystem Services (SPIES)», som gir anbefalinger for drift basert på tilgjengelig forskning. Det bør bemerkes at det i England er en betydelig større del av landet som blir brukt til jordbruk enn i Norge (ca. 70% mot 3%), og at de derfor har noen andre utfordringer med biodiversitet enn vi har her til lands.

Basert på en gjennomgang av tilgjengelig litteratur gir de følgende anbefalinger for hvordan solparker bør forvaltes:

- Ha et mangfold av blomsterplantearter som gir pollinerende insekter næringsressurser. Fokuser på nøkkelarter som passer til lokale forhold og målgrupper av pollinatorer, heller enn å maksimere den totale diversiteten. Etabler blomsterressursene ved å så frøblandinger, potensielt i dedikerte striper rundt kantene av solparken. Inkluder stedegne ville blomster som gir kontinuerlige blomsterressurser gjennom hele sesongen
- Behold eller så nye hekker rundt solkraftanleggets grenser, da de gir ytterligere næringsressurser og formeringsområder. Bruk skånsomme forvaltningsteknikker som å tilpasse parkdriften etter naturens sykluser, slik som pollinerings sesonger
- Lag egnede habitater for reir, formering og reproduksjon, for eksempel områder med ru vegetasjon, banker, grøfter eller skråninger. Imøtekom artsspesifikke behov ved å inkludere spesifikke vertsplanter.
- Benytt skånsom beiting, slått eller klipping for å skape strukturell diversitet. Bruk sen-sesong-forvaltning og ekskluder noen områder. Minimer bruk av ugressmidler
- Skap mikroklimavariasjon ved hjelp av habitatelementer som høy vegetasjon som genererer varmere forhold

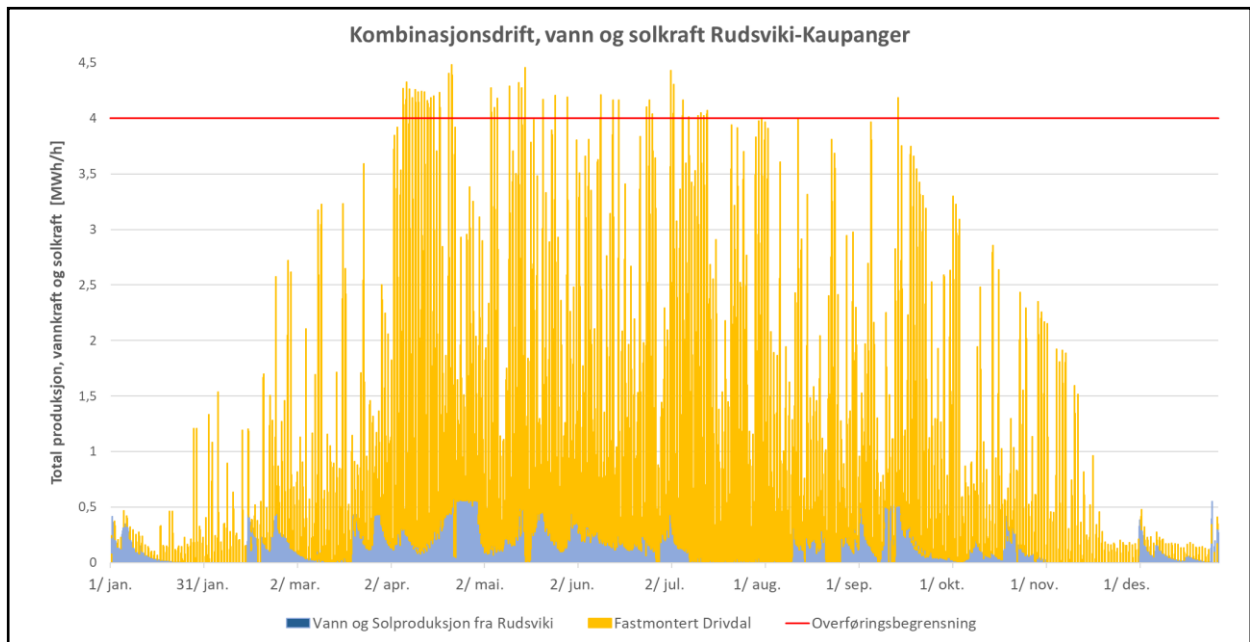
Flere av disse punktene har også blitt implementert i svenske solparker de siste årene, og har vist gode resultater for biodiversitet.

Som man kan se, er flere av disse punktene allerede adressert i kapitlet «Vertikale solcelleanlegg og vekststriper», som f.eks. gjennom mikroklimavariasjon og vekststripene langs panelene hvor engen kan fortsette å gro. Noe annet som er verdt å merke seg er den potensielle konflikten mellom optimal jordbruksdrift av området og biodiversiteten, noe som også er et globalt problem. For å få mest mulig fôrproduksjon i anlegget har det blitt foreslått å slå gresset i andre halvdel av juni og august for å få en god balanse mellom næringsstoffer og fôrmengde, men det er ikke nødvendigvis det som er optimalt for biodiversiteten hvor man heller vil slå etter blomstring. Man vil også kunne få større avlinger ved å høste inn alt gresset som vokser nær panelene, mens det mtp. insekt og pollinatorer gjerne burde stå igjen en fri vekstsoner der. Dette er avveininger som må tas som en del av driftsstrategien for parken.

Etablering av blomsterrike naturtyper krever involvering av flere kunnskapsmiljøer og øker kompleksitet og risiko i et prosjekt sammenliknet med et konsept der vi kun hadde gått for produksjon av grovfor, noe også NIBIO er inne på i sine anbefalinger for etablering av gode leveområder for pollinatorer. Med vår erfaring er vi imidlertid godt skodd for å håndtere dette i den videre planleggingen.

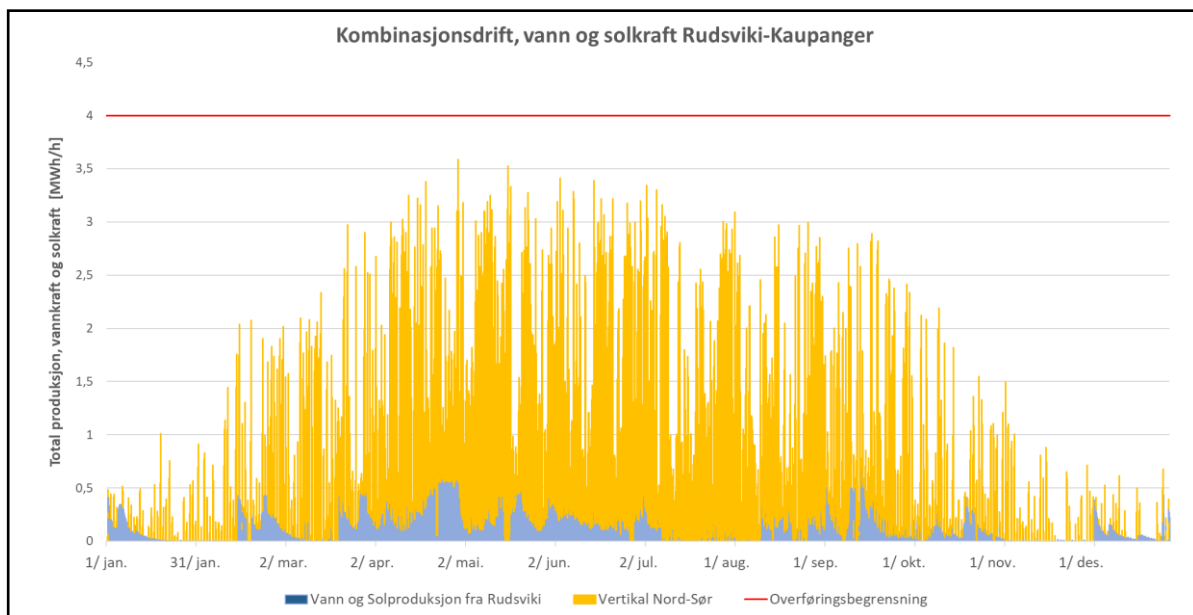
Hybrid kraftproduksjon: sol- og vannkraft Drivdal

Ved å anta utnyttelsen av potensialet i Rudsviki tilsvarende transformator kapasitet, vil man kunne dimensjonere et tenkt anlegg i Drivdalen basert på begrensningen for innmating i Kaupanger oppgitt av Sygnir, totalt ca. 4 MW, inkludert produksjon fra Rudsviki.



Figur 40. Vann- og solproduksjon fra Drivdal og Rudsviki med fastmontert sørvendt PV-system i Drivdalen, 2019-data

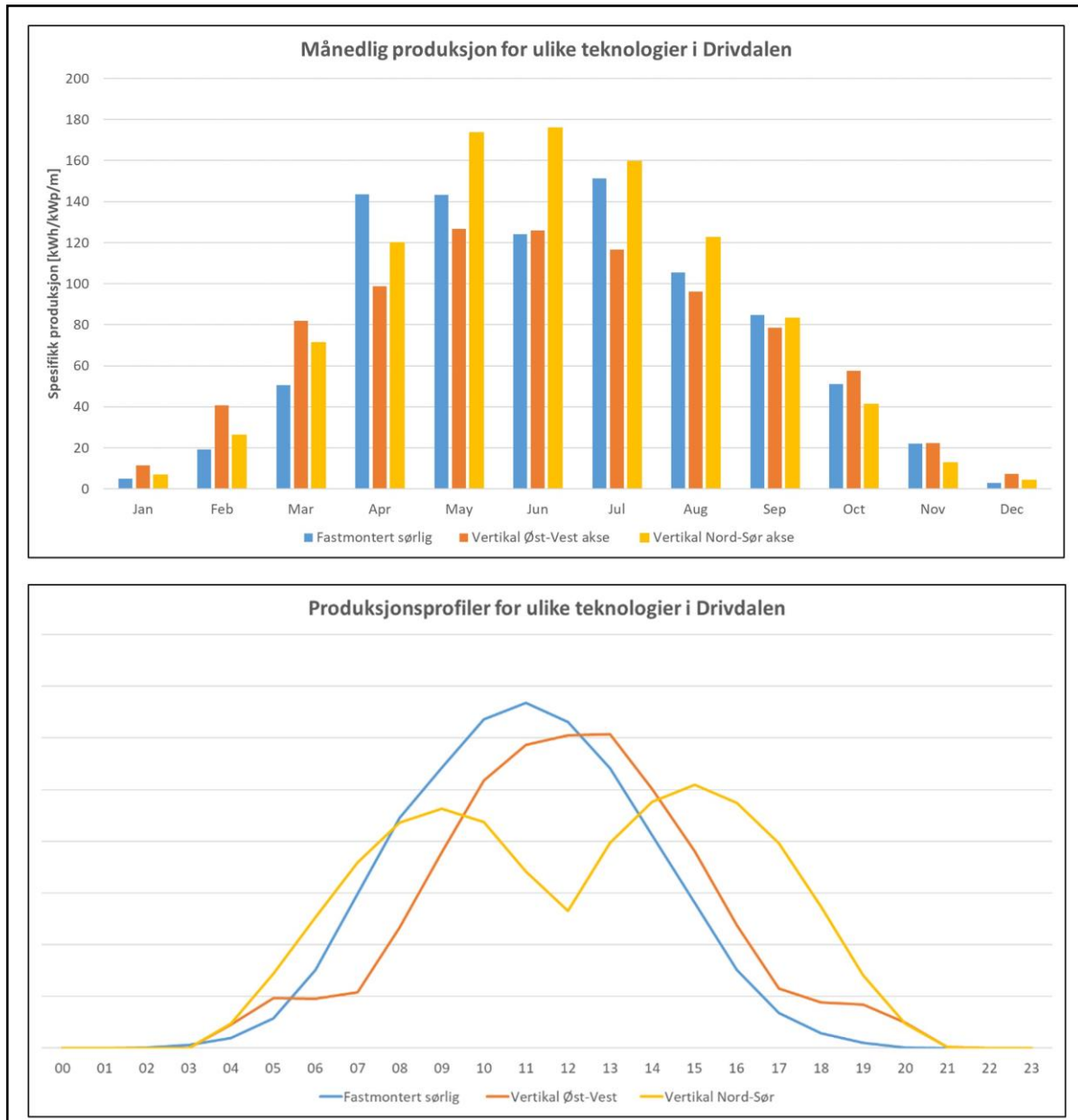
Figuren over viser maksimal produksjonsprofil for full utnyttelse av begge transformatorstasjoner uten kutting av kraft med 2019-data, inkludert kombinasjonsdrift i Rudsviki med sol og vannkraft, samt samlokasjon mellom Rudsviki og Drivdalen som mater inn på samme linje til Kaupanger. Figuren inkluderer sørvendte fastmonterte solcellerrekker med en kapasitet på 4365 kWp. I løpet av året viser figuren dager med høy samproduksjon fra Rudsviki og Drivdalen som sammen overgår innmatingskapasiteten i Kaupanger. Dette tilsvarer en årlig kutting av produksjonen fra Drivdalen med 14 MWh/år, eller 0.4% av total produksjon. En dimensjonering etter 0 MWh årlig kutting av solkraft tilsvarer å redusere installert kapasitet med 13%, og 504 MWh lavere årsproduksjon. Dette viser at struping av sammenfallende maksimallast over nettbegrensningen er fordelaktig.



Figur 41. Vann- og solproduksjon fra Drivdal og Rudsviki med fastmontert sørvendt PV-system i Drivdalen, 2019-data

Figuren over viser tilsvarende analyse for Next2Suns vertikale løsning på en nord-sør-gående akse. Denne agri-PV vennlige løsningen tillater installasjon av hele det tekniske kapasitetspotensialet (3684 kWp) innenfor restriksjonen på innmating satt av Sygnir. En tilsvarende analyse av vertikal løsning med øst-vest gående akse viser heller ingen behov for kutting av kraft, men med en kraftproduksjon fra Drivdalen som er jevnere spredt utover året.

Den store forskjellen mellom monteringsalternativ kan bli sett i timesprofilene i figuren over som viser gjennomsnittlig produksjonsprofil per time for de tre ulike løsningene i Drivdalen. I dette tilfellet er en øst-vest vendt løsning (vertikal nord-sør-gående akse, gul linje i figur), den mest lønnsomme løsningen med både høyest produksjon per installerte enhet, men også med en produksjonsprofil som tettere følger forbrukstopper i kraftmarkedet. Produksjonsprofilen underbygges av andre studier fra nordiske forhold.²⁸



Figur 42. Øverst: Månedlig produksjon fra ulike monterings-teknologier i Drivdalen. Produksjon per måned per kWp installert effekt. Under: Årlig gjennomsnittlig timesprofil for produksjon fra løsninger i Drivdalen.

²⁸ F.eks. S. Jouttijarvi et. al (2023): A comprehensive methodological workflow to maximize solar energy in low-voltage grids: A case study of vertical bifacial panels in Nordic conditions. Solar Energy vol. 262, Elsevier.

Analyseresultater Drivdal

- Drivdalen som definert interesseområde for solkraft ligger tett ved eksisterende kraftevakuering fra Rudsviki vannkraftverk mot Kaupanger Hovedgård sin transformatorstasjon
- Plasseringen, høyt i terrenget gir liten skyggekastning fra horisont, samt at det er solteknisk gunstig med jevn og slak øst-sør-østlig helning
- Området har enkel adgang med tømmervei som tåler høyt akseltrykk som deler området i to- I tillegg er deler av området godkjent for nydyrking og er allerede delvis planert
- Grunnforholdene i Drivdalen antas å muliggjøre pæling som fundamenteringsmetode, noe som åpner for muligheten til å effektivisere installasjonen av anlegget og minske kostnadsposten
- Grunnforholdene i Drivdalen kan muliggjøre pæling som fundamenteringsmetode, men nødvendig dybde for å sikre fundamenteringen og tykkelsen på jordlaget over solid fjell må undersøkes før dette kan garanteres som en sikker og kostnadseffektiv løsning

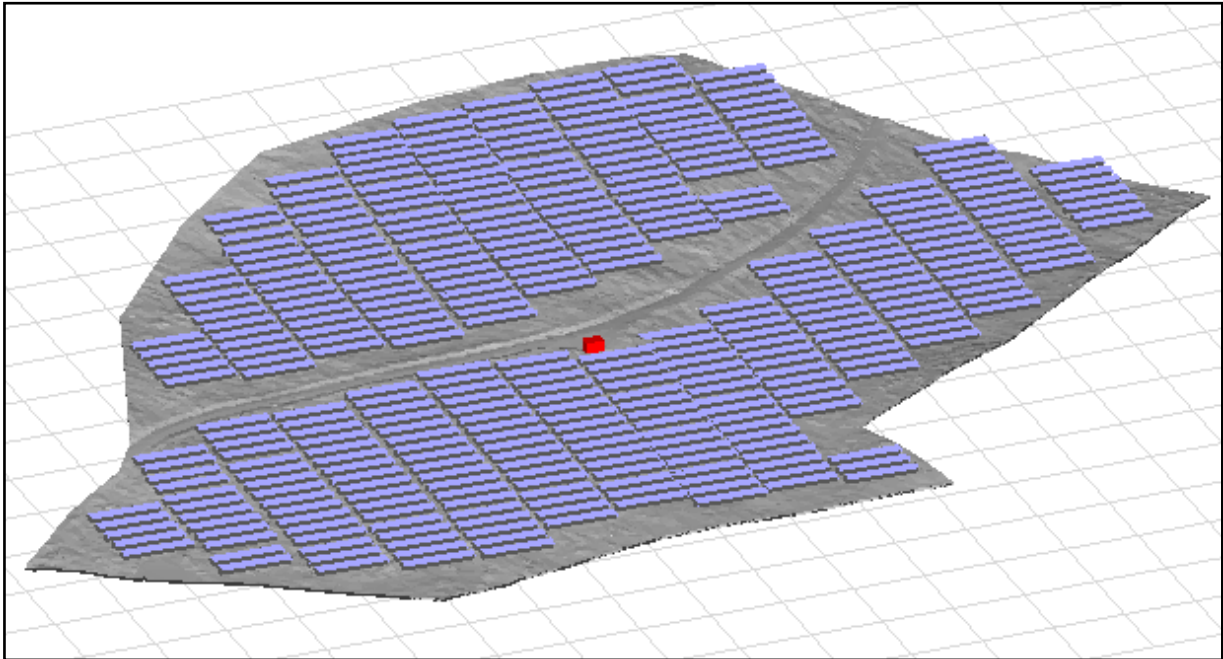
For Drivdalen er vertikale konfigurasjoner vurdert opp mot tradisjonelle fastmonterte sørlige rekker.²⁹ Dette inkluderer løsningen til tyske Next2Sun med vertikalmonterte tosidige paneler i nord-sør- og øst-vest- gående akse. I tillegg er det gjort beregningsestimater på tracker-system til Drivdalen, men grunnet områdets lokasjon og lønnsomheten til trackersystemer av denne størrelsen ble dette systemet ble ansett som lite gunstig for området i sammenligning med alternativene, og ble ikke inkludert i videre beregninger. Next2Sun har opplyst at pæling er mest brukte metode for fundamentering, men at de i enkelte prosjekter også har brukt andre metoder.

Den vertikalmonterte løsningen består av langsgående rader med to-tosidige paneler i høyden, planlagt med 10 meters avstand i enten nord-sør eller øst-vest gående akse. Nord-sør gående akse viser svært fordelaktig ytelse og produksjon for samme kapasitet og areal som alternativet, og det er denne løsningen som blir brukt videre i lønnsomhetsberegninger for vertikalmonterte system i Drivdalen.

Slike systemer er spesielt gunstig med tanke på kombinasjon av jordbruk/beite og solkraftproduksjon for samme område. Panelradene kan gi gunstige forhold for de ikke mest lysintensive vekstene mellom radene og er ikke til stort hinder for beitedyr. Normalt anbefales mindre beitedyr som sau og geiter til slik kombinasjonsdrift, men det finnes også eksempler på anlegg hvor større husdyr beiter. Ved slike forhold vil man ofte anlegge et strømgjerde ved panelradene for å hindre skader.

Kapasiteten for det vertikale systemet fra Next2Sun ble estimert til 3.7 MWp installert effekt. Dette designet og dekningsgraden ble valgt med hensyn til grovforproduksjon og beitedyr mellom radene. Med tanke på samdrift med husdyr vil også vertikalmonterte stativer være et bedre alternativ. Geiter vil trolig forsøke å klatre på vinklede stativer eller en-akse trackere. Dette kan utgjøre en risiko eller farepotensiale.

²⁹ Trackere ble også vurdert innledningsvis, men anslått til å ikke være egnet på grunn av egnethet for Drivdal. Gjennom samtale med en rekke trackerleverandører har vi også fått bekreftet at de hadde en minimumsgrense for anlegg de ønsker å levere til (i MWp) som er betydelig høyere enn 3-5 MWp.



Figur 43. Modellering av fastmonterte sørlig vendte rekker med 35 grader tilt i Drivdalen.

Den fastmonterte løsningen vist i figur 43 består av 4,4 MWp med fastmonterte sørlige vendte panelrekker i 35-graders vinkel. Sammenlignet med vertikalmontert løsning vil dette gi en høyere installert kapasitet og mer energi, men med lavere spesifikk ytelse. Den teoretisk maksimale kapasiteten for denne typen system er estimert til å forbigå kapasiteten i innmatingspunktet, men trolig vil en mer detaljert vurdering av potensialet vise noe lavere potensiale.

Avstanden mellom rekkene er fast 7 meter, som simuleringene viste å gi en gjennomgående god produksjon per areal for området. En økt tilt og større avstand mellom rekkene vil trolig bidra til å øke ytelsen til installasjonen, på bekostning av lavere kapasitet. Dette kan optimaliseres i en videre fase for å finne en teknoøkonomisk gunstig størrelse. I denne analysen er anlegget simulert med relativt tett avstand mellom rekkene og med en transformatorbygning i midten av anlegget. Ev. plassering av transformator er ikke avklart, men vil mest sannsynligvis plasseres i utkanten av området, ved 95 mm² kabelen.

Som med Rudsviki, jf. kap. 3.5.1, vil det være teknisk mulig å bygge overkapasitet i solcelleanlegget. Slik kan strømproduksjonen og utnyttelsen av kabelkapasiteten økes, med noe strømtap som konsekvens ved sammenfallende full produksjon både fra vann- og solkraftanlegg. Dette gjelder både for Drivdalen og for Rudsviki.

Det høye (teoretiske) potensialet for fastmonterte system i 35-graders vinkel forutsetter høy arealdekning (GCR) noe som i dette tilfellet gjør samdrift av arealet vanskeligere. Det anbefales større rekkeavstand eller en vertikal løsning som er undersøkt for området ved samdrift, enten gjennom dyrking av jorden eller beitemark. Ettersom vertikale systemer er mest egnet ut fra at anlegget må tjene behov for både beite, fôrproduksjon og kraftproduksjon, vil videre prosjektering ta utgangspunkt i en slik løsning.

For videre utredning og prosjektering må det gjennomføres grunnundersøkelser for å avdekke om hvilke festesystemer som kan benyttes, og avgjøres om minimums- og sikkerhetsavstander nødvendig for adkomst med traktor med aktuell redskap fortsatt skal være på 10 meter. Analysene av fôrproduksjon legger til grunn en avstand mellom panelradene på 10 meter, men det må gjøres en ny vurdering med blant andre leverandør om hva som vil være mest egnet radavstand. Med dette grunnlaget på plass kan ulike monteringsløsninger vurderes med hensyn

til kraftproduksjon og kostnader innenfor begrensningene til overføringsledningen og aktuelle arealet, topografi og grunnforhold.

Oppsummering og neste skritt for Drivdal

Modellering av anlegget viser lovende produksjonsresultater og et potensielt svært godt samvirke med landbruksdrift. I tillegg vil en hybridisering sammen med overføringskabelen og prosjektet i Rudsviki kunne ha stor relevans for andre prosjekter. Risikoen er særlig knyttet til alternativer og valg av fundamentering for vertikalt festesystem, og som er den konfigurasjonen vi anser som mest aktuell for å ta i bruk i dette området.

I det videre planlegger vi å gjøre følgende:

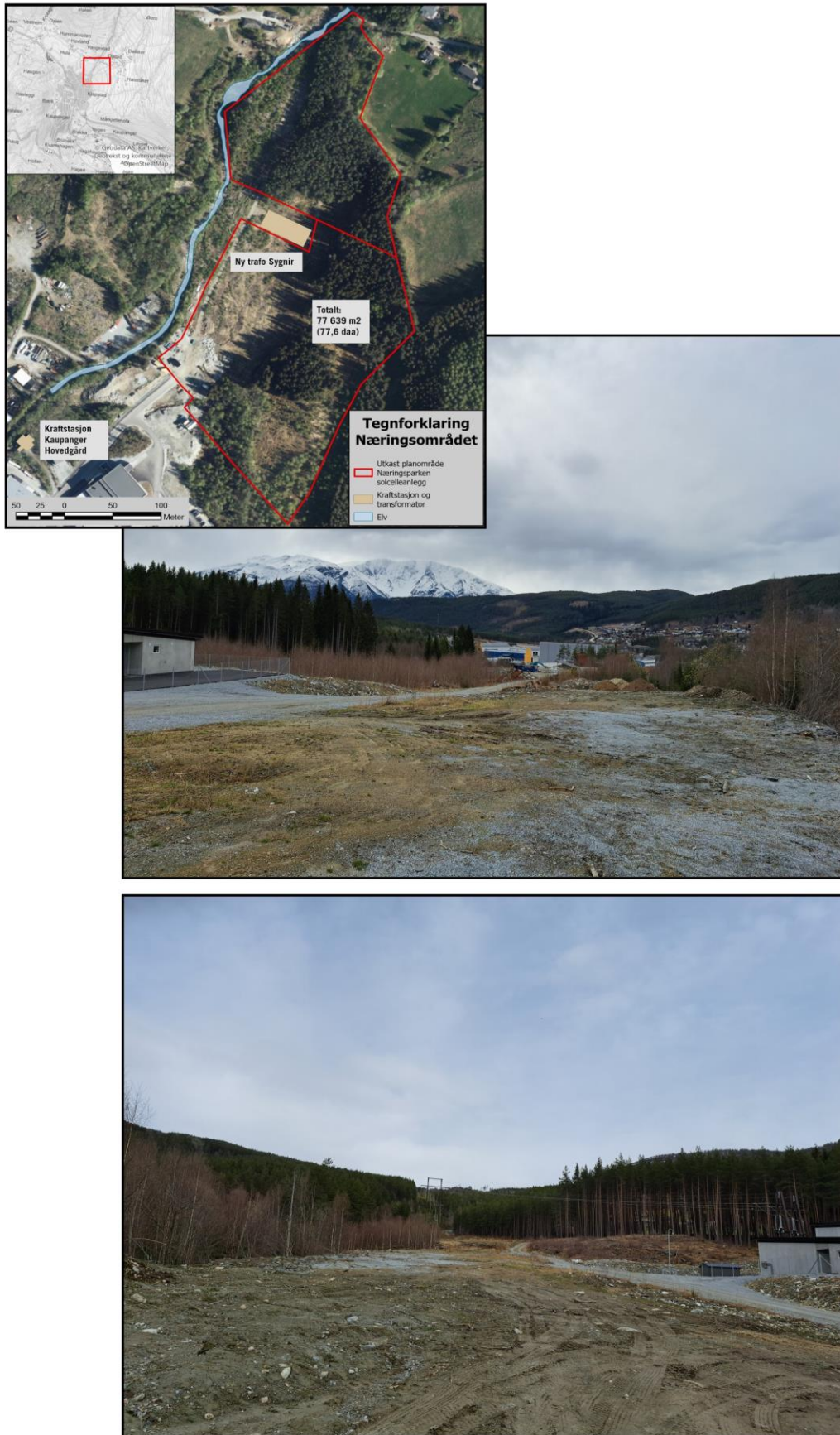
- i. Gjennomføre grunnundersøkelser
- ii. Innhente informasjon og tilbud fra aktuelle leverandører basert på grunnundersøkelser
- iii. Oppdatere lønnsomhetsvurderinger på basis av informasjon i steg i.- og ii
- iv. Dersom resultat av steg i. – iii. er tilfredsstillende: Etablere hovedspesifikasjon for anlegget med kostnadsestimater slik at vi kan gå videre med detaljprosjektering
- v. Utarbeide melding og deretter konsesjonssøknad, eventuelt gå rett på konsesjonssøknad etter dialog med NVE

Foreløpige risikoanalyser og kostnadsanslag tilsier at det vil sannsynligvis være nødvendig med tilskudd for at prosjektet skal kunne utløses. Søknad til Enova om ytterligere utredninger eller investeringstilskudd vil derfor vurderes fremover. Eventuell støtte fra Enova om forstudiemidler for Rudsviki være av stor betydning også for videre arbeid med Drivdal, ikke minst fordi det vil gi viktig og overførbar kunnskap og kompetanseheving.

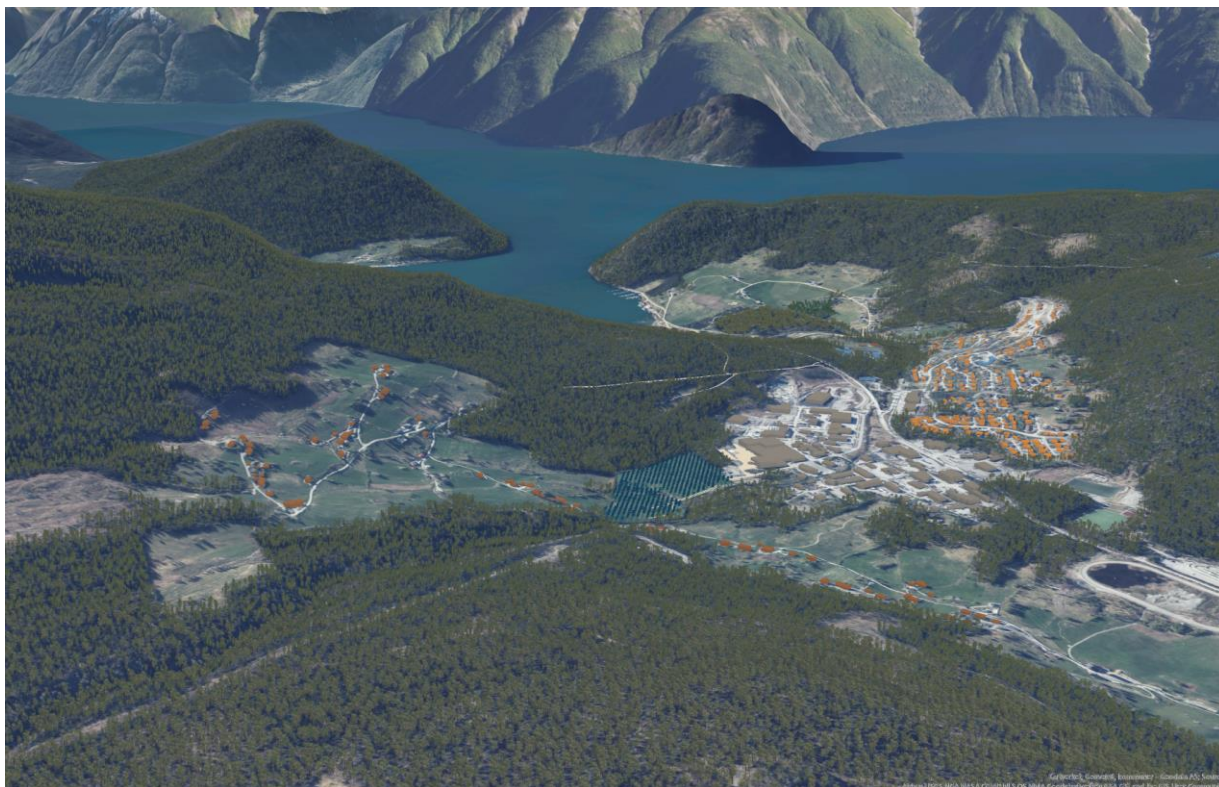
3.4.6 Næringsparken: utnyttelse av nærliggende nettinfrastruktur og potensiale for revegetering

Beskrivelse av området

I den nordøstlige delen av Kaupanger næringspark er en vestvendt helling heretter kalt Næringsparken. Området på 78 dekar ligger nær vannkraftverket K3 som er et elvekraftverk med kapasitet på 4,5 MW. Trykkrør til K3 er ført under bakken i vestre del av det skisserte arealet. Det er etablert god adkomst til området som ellers er forholdsvis godt synlig fra boligfeltet på Kaupanger. En del av området som er analysert er i dag regulert som næringsareal, mens den andre delen er regulert som LNF-R-areal.



Figur 44. Oversiktsbilder av næringsparken sett fra midt i prosjektområdet med Lerum fabrikker og Kaupanger byggefelt i bakgrunnen. Sygnir trafostasjon til venstre i bildet.



Figur 45. 3d-visualisering av næringsområdet.

Kombinasjonsdrift med landbruk eller revegetering

Også i Næringsparken vil det være aktuelt opparbeide området slik at det kan være aktuelt å starte med grovforproduksjon eller revegetere området slik at det er egnet for pollinerende insekter. For omtale av muligheter, modellering og utfordringer viser vi til kapittel 3.5. Dette er tema vi vil utrede nærmere i forbindelse med eventuell melding eller konsesjonssøknad.

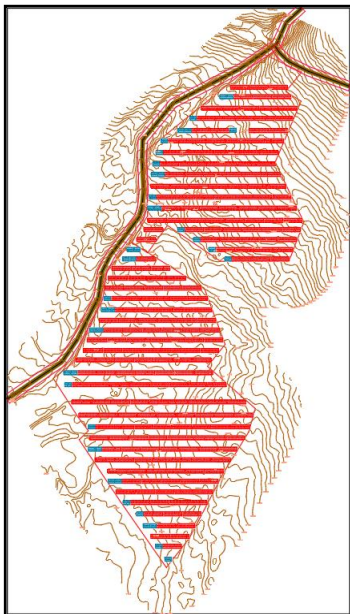
Analyseresultater Næringsparken

Næringsparken er et område som har jevn helning mellom 5 og 10 grader mot sør-sørvest. Dette gjenspeiles i den modellerte solparkens arealdekning (GCR), som er betydelig høyere for næringsparken enn øvrige områder. Det er også antatt full utnyttelse av området på dette stadiet, noe som bidrar til å øke dekningsgraden. De beregnede anleggene i dette området utfyller området til teknisk maksimalt potensiale i et tidligfaseperspektiv og utnytter den gunstige helningen til å minske avstanden mellom hver rad.

Området i sin helhet har svært god adkomst ved at det ligger rett ovenfor og i tilknytning til det største næringsområdet i Sogndal kommune. I tillegg ligger Kaupanger transformatorstasjon tett opp mot området. Selv om helningen og orienteringen til området er relativt gunstig, er det moderat skyggelegging fra horisont, spesielt i øst, hvor området «Solsida» skjærer mye av morgensolen, og dels i vest for kveldssolen. Allikevel viser området god ytelse, og med godt utviklet infrastruktur i området er området svært aktuelt for utbygging.. Muligheten for å knytte kraftproduksjonen til eksisterende og framtidig næringsvirksomhet på næringsområdet (grønn kraftproduksjon) er også positivt for prosjektet. I tillegg ligger området relativt nært ViteMeir senteret og kan brukes i formidlingsøyemed, for eksempel opp mot skoleklasser.

For alle konfigurasjoner i Næringsparken er det brukt et parametrisk søkeverktøy som justerer installert kapasitet og nødvendig avstand for å oppnå fullstendig skyggefrie panelrader fra og med slutten av februar. Dette fører til høyere utnyttelse av vårsolen når snøen begynner å smelte, samtidig som man får et arealeffektivt system. For Kaupanger tilsvarer slutten av februar en solhøyde på ca. 20 grader fra horisont, som er valgt som begrensende faktor for å oppnå høyere utnyttelse. På flat grunn for valgt oppsett tilsvarer dette en avstand mellom montasjepæler på 11,5 m. Til sammenligning ville tilsvarende for vinterjevndøgn tilsvarer 34,7 m og vårjevndøgn tilsvarer 9,1 m. Figurene under viser en 3D-modellering av systemoppsettene fra næringsparken.

Grunnforholdene i næringsparken vil måtte undersøkes for valg av fundamenteringsmetode, noe som kan påvirke kostnadene og muligheten for ulike montasjeteknologier. En geoteknisk vurdering av jordsmonnets integritet og eventuelle alternativer til fundamentløsning må gjennomføres før en eventuell videreføring av prosjektområdet. Arealet som det er tatt utgangspunkt i kan også endres. Arealplan for Sogndal kommune er under revisjon, og det er mulig at større deler av dette og omkringliggende område blir regulert for næring. Det kan også være et alternativ å utnytte arealer til venstre for veien som går forbi området.³⁰



Figur 46. Fastmontert 35-graders sørlig system i næringsparken.

Fastmontert løsning

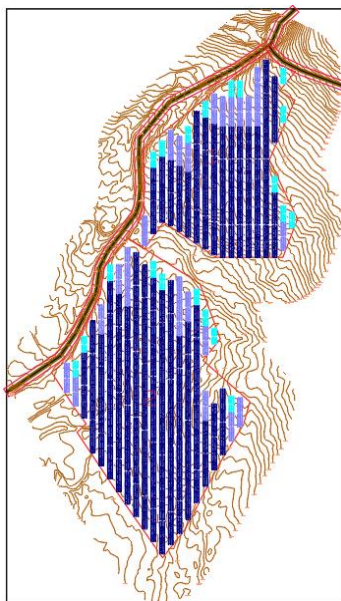
Den sørlige helningen gir en varierende avstand mellom rader på 10,0 og 11,7 m (5,9 og 7,6 m fra panel til panel). I det uberørte rektangulære arealet i midten av figuren ligger Sygnirs trafostasjon og som kan ha innvirkning på nordliggende panel. Dette er ikke inkludert i kapasitetsanalysen, og kan ved en detaljert vurdering redusere maksimal kapasitet. Areal krevd av eventuelle transformatorer og vekselrettere er ikke inkludert i kapasitetsanslaget i figur 45.

Røde og blå markerte panelbord i figur tilsvarer ulik lengde og er automatisk definert i verktøyet. Den varierende lengden mellom røde panelrader viser hvordan terrenget flater seg ut og blir brattere. Installasjonen har en gjennomgående panelhelning på 35°, en verdi som kan økonomisk optimaliseres i videreføring med tanke på kapasitet og produksjon. Resultatet av kapasitetsanalysen for teknisk potensial gir en total kapasitet på 5,5 MWp med fastmonterte panel.

Trackerløsning

For tracker-løsningene i næringsparken er det i en forenklingsprosess i simuleringene ikke medregnet tosidig produksjon fra installasjonen. Det er allikevel beregnet i etterkant til å være mellom 5 og 10 % økning i produksjon og ytelse fra baksiden av panelet. En trackerløsning montert i nord-sør gående akse, roterende fra øst til vest, er løsningen med høyest potensiale for produksjon. Løsningen vist i figur 46 har en gjennomsnittlig rekkeavstand på 9,6 m og tilsvarer et teknisk totalt potensial på omtrent 6,2 MWp. Dette beskriver en kompakt tracker-løsning for jevn helning, og det endelige potensialet vil trolig synke ved å hensynta helningen med høyere grad av nøyaktighet og systemets øvrige komponenter.

³⁰ Kaupanger Hovedgård har levert inn innspill til Sogndal kommune om bakkemonterte solparker i to omganger.



Figur 47. Bevegelig system montert på en nord-sør-gående akse i næringsparken.

Den vurderte trackerløsningen er ikke spesifikk for én leverandør, men er av en generell utforming som tilbys kommersielt fra flere europeiske og øvrige aktører. Slike løsninger blir vidt brukt til ren elektrisitetsproduksjon, men også i kombinasjonsdrift med jordbruk. For flerbruk av området vil trolig avstanden mellom radene måtte økes, og ved eventuell høsting vil panelene stilles i maksimal vinkel for å muliggjøre adkomst med større maskineri. Denne vinkelen er ofte mellom 50° og 60°. Også ved beiting på området vil trolig avstanden mellom rader øke og man kan vurdere økt høyde på konstruksjonen, avhengig av beitedyr.

Trackerløsninger er generelt tyngre og mer CAPEX-intensive installasjoner enn fastmonterte løsninger. De vil også være utsatt for større krefter ved dets roterende panel. Dette innebærer at man har tykkere fundamenteringspåler og vil måtte stikke dypere, noe som medfører en økt kostnad for prosjekter med slike bevegelige system. Bruken av motorer og bevegelige deler øker ytelsen gjennom året, men vil også øke vedlikehold og behov for utskifting av deler.

Oppsummering og neste skritt Næringsparken

Næringsparken er antakelig det området med lavest teknologisk og økonomisk risiko av de tre vi har studert, men grunnforholdene kan være en stor utfordring og her vil det kunne være behov for testing og utprøving av andre, mindre tilgjengelige løsninger enn det som er vanligst på markedet.

Til tross for noe lavere estimert kraftproduksjon er estimert LCOE for fastmontert løsning omtrent det samme som for Drivdal på grunn av lavere antatte investeringskostnader. Bruk av trackere vil gi høyere kraftproduksjon og kunne ha betydelig relevans for det norske markedet, og det finnes få, om noen, prosjekter i Norge som er planlagt med bruk av slike festesystemer.

Ettersom en stor del av området allerede er regulert for næring kan også konsesjonsprosessen være noe mindre komplisert enn for Drivdal, og området er forholdsvis flatt. Det skal likevel ikke antas at det vil være en enkel prosess å få godkjent anlegget, ettersom kommune og andre interessenter kan ha andre ønsker om bruken av området.

I det videre planlegger vi å gjøre følgende:

- i. Gjennomføre grunnundersøkelser
- ii. Innhente informasjon og tilbud fra aktuelle leverandører basert på grunnundersøkelser
- iii. Oppdatere lønnsomhetsvurderinger på basis av informasjon i steg i.- og ii
- iv. Dersom resultat av steg i. – iii. er tilfredsstillende: Etablere hovedspesifikasjon for anlegget med kostnadsestimater slik at vi kan gå videre med detaljprosjektering
- v. Utarbeide melding og deretter konsesjonssøknad, eventuelt gå rett på konsesjonssøknad etter dialog med NVE

Foreløpige risikoanalyser og kostnadsanslag tilsier at det vil sannsynligvis være nødvendig med tilskudd for at prosjektet skal kunne utløses. Søknad til Enova om ytterligere utredninger eller investeringstilskudd vil derfor

vurderes fremover. Eventuell støtte fra Enova om forstudiemidler for Rudsviki være av stor betydning også for videre arbeid med Næringsparken, ikke minst fordi det vil gi viktig og overførbart kunnskap og kompetanseheving.

3.4.7 Solsida

Arealet var tenkt studert som del av konseptutredningen. Bakgrunnen for at vi ønsket å utrede Solsida var svært gode resultater fra innledende solinnstrålingsanalyser. I tillegg hadde lokale aktører lansert det samme området som framtidig utbyggingsområde (boligfelt) i kommende arealplan for Sogndal kommune.

Området består i dag av hogstmoden furuskog i småkupert sørvendt hellende terreng med hovedsakelig steinete grunnforhold. En vei til en enebolig passerer området sørvestre del. Ellers er det flere stier i området hvorav enkelte er godt etablerte tur- og terrengsykkeltraseer. Ved eventuell utnyttelse av området til solkraft anbefales inndeling i soner som er forenelige med friluftaktiviteter. Ettersom vi har identifisert andre områder som er mer aktuelle og realiserbare har vi ikke analysert Solsida mer i detalj.



Figur 48. Avgrensning planområde Solsida solpark.

3.5 Estimert kraftproduksjon fra Rudsviki, Drivdal og Næringsparken - sammenstilling av resultater

Resultatene av produksjonssimuleringene beskrevet i beregningsmetodikken er lagt til grunn for å estimere potensialet for de ulike områdene. Topografi, terrengets orientering, helningsgrad og massedekke, samt panelenes konfigurasjon og monterings teknologi er blant parameterne som er forskjellig mellom lokasjonene. Alle forutsetningene for simulering ligger i Pvsyst-rapportene for hvert av områdene. Tabellen nedenfor viser identifisert potensial for hvert område. Noen parametere er kunstig oppskalert fra simuleringer av mindre anlegg.

Spesifikk ytelse blir ofte brukt som en nøkkelparameter for å sammenligne produksjonen fra ulike systemer. Resultatene viser generelt gode forhold for alle områder, men spesielt Drivdalen med vertikalmonterte panelrader i nord-østgående retning har høyest spesifikk ytelse av alle vurderte systemer. Denne typen montagesystem utnytter lavt innkommende sollys i høy grad, har tilnærmet ingen soiling på panelene og høy grad av refleksjon fra underlaget. Det resulterer i en lavere produksjonstopp midt på dagen, slik et tradisjonelt sørvendt system ville hatt, men det sprer produksjonen utover dagslystimen og når en topp på morgen og ettermiddagen. Selv om produksjonstoppen er lavere midt på dagen, vil dette utjevnes ved at anlegget drar nytte av høyere kraftpriser.

For trackerløsningen ble det ikke vurdert tosidig produksjon, men det antas mellom 5-10% økning i total produksjon ved å inkludere bidraget fra baksiden. Dette gjør at trackerløsningen med nord-sør gående akse kan komme på høyde med den best ytende vertikalmonterte løsningen for Drivdalen, men da med høyere risiko involvert gjennom høyere installasjonskostnad, driftskostnad, laster og konstruksjonstekniske behov for installasjonen.

Ved etablering av anlegg anbefales installasjon av måleutstyr for å kontrollere faktisk produksjon opp mot forventet.³¹ Dette gir verdifull innsikt og informasjon som bidrar til å maksimere energiproduksjonen, sikkerheten og den generelle effektiviteten til anlegget. En kan oppdage potensielle feil i systemet tidlig, planlegge vedlikeholdsarbeid for å maksimere energiproduksjonen, i tillegg til å samle inn verdifull data som er avgjørende for å forstå hvordan været påvirker solkraftproduksjon.

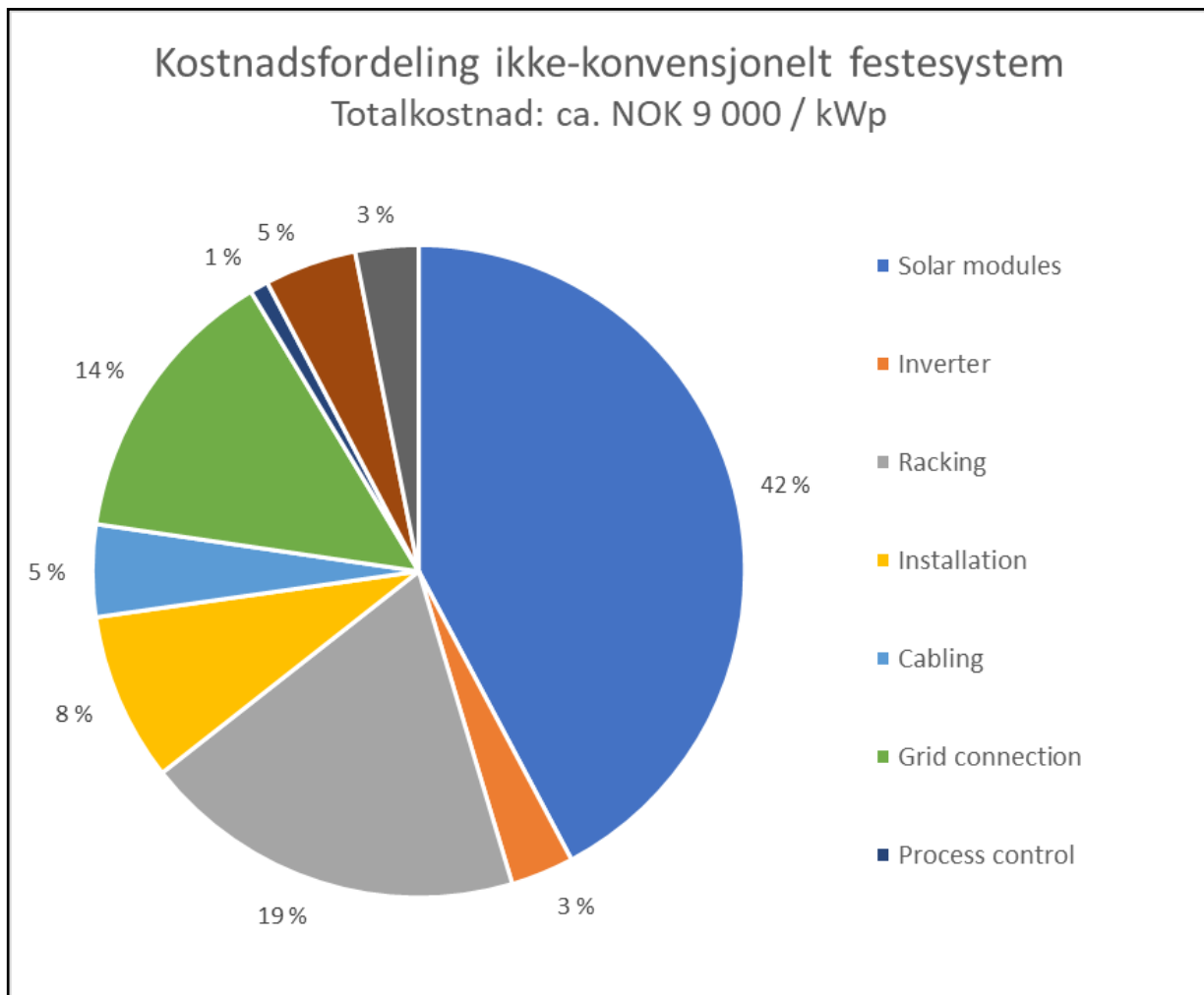
Tabell 9. Sammenstilling av produksjon og kapasitetsestimater fra simulering. Lineært skalert til teknisk potensiale tilsvarer produksjonssimulering for en mindre del av parken ekstrapolert til å fylle hele det tenkte arealet.

	Spesifikk ytelse	Ytelsesfaktor	Areal	Kapasitet	Produksjon	Arealutnyttelse
	[kWh/kWp]	PR, [%]	[daa]	[kWp]	[MWh/år]	[GCR, %]
Rudsviki-Kaupanger						
Rudsviki, i rørgatens helning og orientering	874	91,01	6	703	614 (b)	48
Drivdalen, vertikalmonterte nord-sør akse	997	x	88	3684	3673	21,60
Drivdalen, vertikalmontert øst-vest akse	864	x	88	3684	3183	21,60
Drivdalen, fastmontert sørlig retning	903	89,0	88	4365	3942	33,30
Kaupanger						
Solsida, fastmontert sørlig retning	903	93,4	262	12500 (b)	11300 (b)	20,00
Næringsparken, fastmontert sørlig retning	883	86,9	68	5479 (b)	4838	31,10
Næringsparken, tracker nord-sør akse	889 (a)	81,3 (a)	68	6222 (b)	5531 (a)	45,52
Næringsparken, tracker øst-vest akse	828 (a)	80,6 (a)	68	5977 (b)	4949 (a)	44,00
<i>(a) Inkluderer ikke bifaciality (produksjon fra baksiden)</i>						
<i>(b) lineært skalert til teknisk potensiale</i>						
<i>(x) Manglende data</i>						

³¹ Termometer for temperatur; anemometer for vind, pyronanometer for å måle diffus irradians; albedometer for å måle reflektert stråling; pyrhelimeter for å måle direkte stråling; hygrometer for relativ fuktighet og; regnmåler.

3.6 Økonomiske vurderinger

Investeringskostnader for bakkemonterte solkraftverk er av NVE oppgitt til å ligge på 6000 kr/kWp og en LCOE på 48 øre / kWh, basert på 1100 fullstimer per år.³² Dette er grove antakelser og nok basert på estimater for konvensjonelle teknologier (jf. kapittel 3.1) og erfaringer fra utlandet ettersom det knapt er bakkemonterte anlegg i drift i Norge p.t. Basert på et uforpliktende tilbud fra en leverandør og samtaler med flere aktuelle leverandører under Intersolar 2023 må det forventes at systemkostnader er høyere enn det NVE går ut fra. Priser på enkeltkomponenter varierer også fra måned til måned, og særlig for moduler har det vært en betydelig variasjon i pris siste par år. Bare siden vi innhentet tilbudet fra denne leverandøren har modulprisene sunket med om lag 20, mens de selv oppga i samtale under Intersolar at festesystemene har økt med over 23%.³³ For mer presise kostnadsestimater om prosjekter i Norge er det derfor nødvendig med mer praktisk erfaring.



Figur 49. Kostnadsfordeling i et ikke-konvensjonelt festesystem.

Lønnsomhetsberegninger, Drivdal og Næringsparken

Det er utført lønnsomhetsberegninger for de ulike monteringssteknologiene undersøkt i dette studiet for Drivdal og Næringsparken.

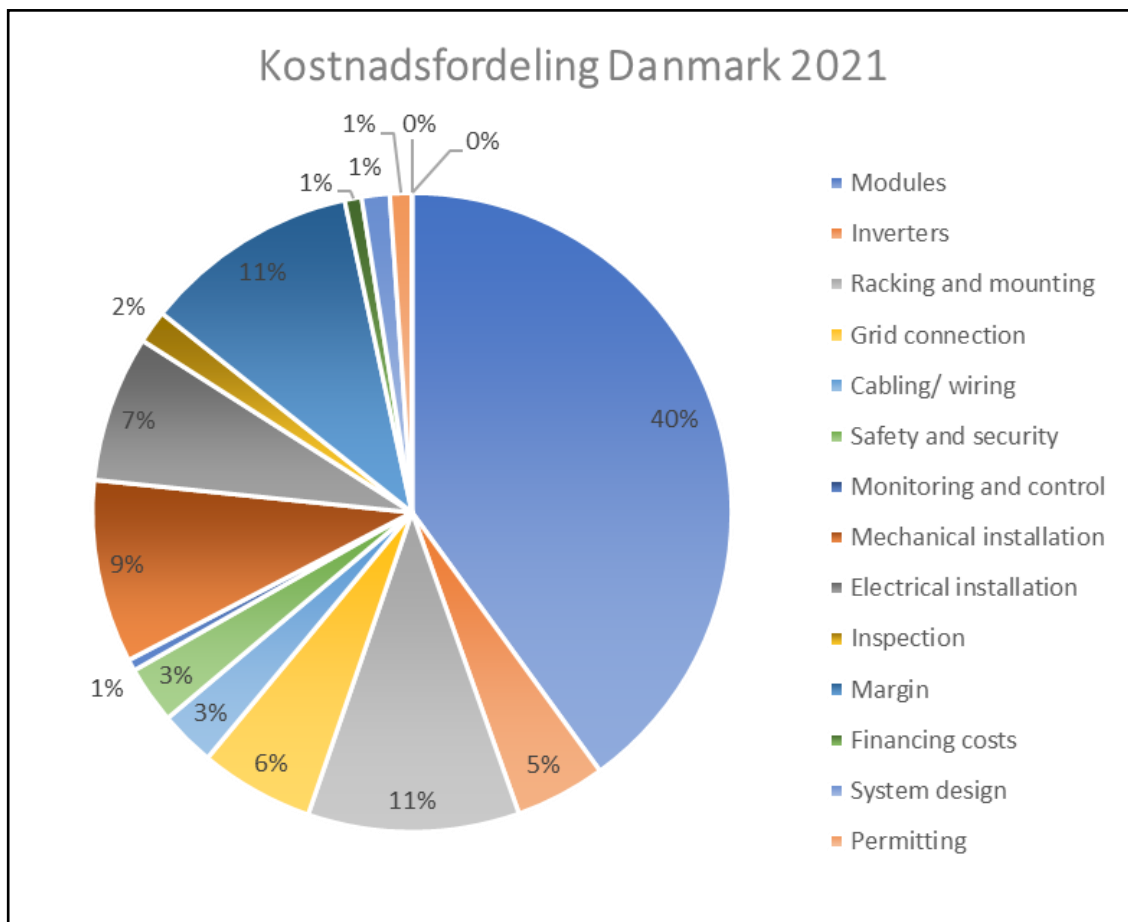
Konfigurasjonene som er undersøkt for Drivdal og Næringsparken er i stor grad like, hvor det er antatt samme størrelsesbehov per installerte enhet av Balance of Plant (BoP) -komponenter, inkludert omformere, kabling,

³² <https://www.nve.no/energi/analyser-og-statistikk/kostnader-for-kraftproduksjon/>.

³³ Jf. tall fra PVxchange.

transformatorer m.m. Bakkemonterte solkraftverk i Norge er ikke utbredt nok til at det finnes troverdig statistikk på kostnad for installasjon og BoP komponenter. Dermed brukes nyere statistikk fra et av våre naboland, Danmark, som vist i figur 49. Trolig vil kostnadsfordelingen se noe annerledes ut for det gjennomsnittlige norske anlegget, med sannsynligvis vanskeligere forhold for fundamentering og kraftevakuumering enn gjennomsnittsanlegget i Danmark, men også grunnet nedgang i bl.a. panelpriser etter 2021.

Det er naturlig å anta at de fleste anlegg i Danmarks statistikk er bygd på enkle arealer med gunstige grunnforhold, da Danmark generelt er et mye flatere land enn Norge med mindre berg i dagen og lite kupert terreng. Dermed vil de fleste kostnader tilknyttet fundamentering, design, montering, grunnundersøkelser, eventuelle anleggsarbeid og generelle kostnader tilknyttet terreng være høyere anlegg i Norge. Dette gjelder antageligvis også nettilknytningskostnader, men trolig ikke for Drivdalen, Næringsparken eller Rudsviki, da nettilknytningspunkt er avklart og i nært anleggene.



Figur 50. Fordeling av kostnader for storskala bakkemonterte systemer i Danmark 2021.

Kostnadsfordelingene i tabell 8 og figur 48 kan ikke sammenliknes direkte da den danske oversikten inneholder flere kostnadskategorier. Men for eksempelvis for «racking» og «grid connection» er det relativt store forskjeller i prosentvis andel av kostnader. Dette kan illustrere hvilke deler av et ikke-konvensjonelt system som vil koste mer enn et konvensjonelt.

NVE har allerede mottatt og sitter aktivt i høringsprosesser for flere solkraftverk som ønskes bygd i Norge. Disse består av flere anlegg rundt 6-8 MWp, noen mindre og noen mye større. Angående forventede kostnader for

³⁴ Kilde: IRENA, Renewable Power Generation Costs in 2021, ISBN: 978-92-9260-452-3.

prosjektene i Kaupanger kan man ta utgangspunkt i det som er blitt rapportert i de offentlig tilgjengelige konsesjonssøknadene, og relatere de med fornuftige påkostninger eller rabatter som følger av ulik teknologi, størrelser og lokale forskjeller mellom prosjektene. Gjennomsnittsprisen i Danmark i 2021 var 0,79 USD₂₀₂₁/kW, eller 6,8 NOK₂₀₂₁/W. Dette havner i samme intervall som kostnadene sett i eksisterende konsesjonssøknader for bakkemonterte kraftverk i Norge.

Kostnader for ulike komponenter varierer i tid. I løpet av prosjektperioden har priser for moduler gått ned etter en prisoppgang under covid-19-pandemien. Samtidig har vi fått opplyst i samtaler med aktuelle leverandører at pris på festesystemer har økt noe.³⁵ Dette underbygger at lønnsomhetsvurderinger må oppdateres før investeringsbeslutning etter dialog med leverandører når vi har falt ned på valg av konsept. I tillegg må estimatene oppdateres ut fra bedre informasjon om blant annet tidsforbruk forbundet med installasjon, avskrivningsregler for solkraftverk og planleggingskostnader som påløper i forbindelse med konsesjonssøknader. Blant annet er det store usikkerheter om kostnader forbundet med eventuelle arkeologiske undersøkelser, dersom det blir pålagt.

Tabell 10. Antagelser i lønnsomhetsberegning.

Parameter	Verdi	Kommentar
CAPEX	6.5-9.0 NOK/Wp	Nøkkelferdig kostnad – avhenger av teknologi, basert på erfaringstall og markedsinnsikt for bakkemonterte systemer i Norge og internasjonalt fra Multiconsult.
OPEX	Fast beløp rundt 0,5- 1% av CAPEX	Avhenger av teknologi, høyere for trackeranlegg og Agri-PV med beitedyr enn for fastmonterte systemer.
Systemlevetid	30 år	Tilsvarende garantiperioden for solpanelene, den økonomiske levetiden til anlegget og maksimal konsesjonsperiode etter energiloven §2-2.
Levetid omformer	15 år	Medregner ett bytte i løpet av levetiden (produksjonsår 15)
Kostnad omformer	5% av CAPEX	Gjennomsnittlig kostnad for omformere i europeiske storskala bakkemonterte systemer, 2021
Diskonteringsrate	5-9%	Sensitivitet, grunnscenarion på 7%
Kraftmarkedspris	Statnett KMA 2023 – base, Statnett LMA 2022 – høy.	Interpolert årsrate fra Statnett langtidsmarkedsanalyse (LMA) med historisk variasjon på timesbasis. De første 5 årene tilsvarende kortidsmarkedsanalysen (KMA). Årene 2017-2020 er brukt for timesvariasjon. Antatt dekkende for samtlige avgifter og tariffer. Det er valgt å bruke Statnett LMA høy gjennomgående fra 2028 og ut levetiden til anleggene. Statnett KMA, både scenariene base og høy, er av nyere dato og korrelerer bedre med Statnett LMA høy.

³⁵ Samtaler med leverandører under Intersolar 2023.

Notis:	Struping	Det er ikke medregnet struping av kraft utover det som blir strupet ved omformeren i simuleringene. Det antas for alle scenarier at all produsert strøm kan selges til nettet.
---------------	----------	--

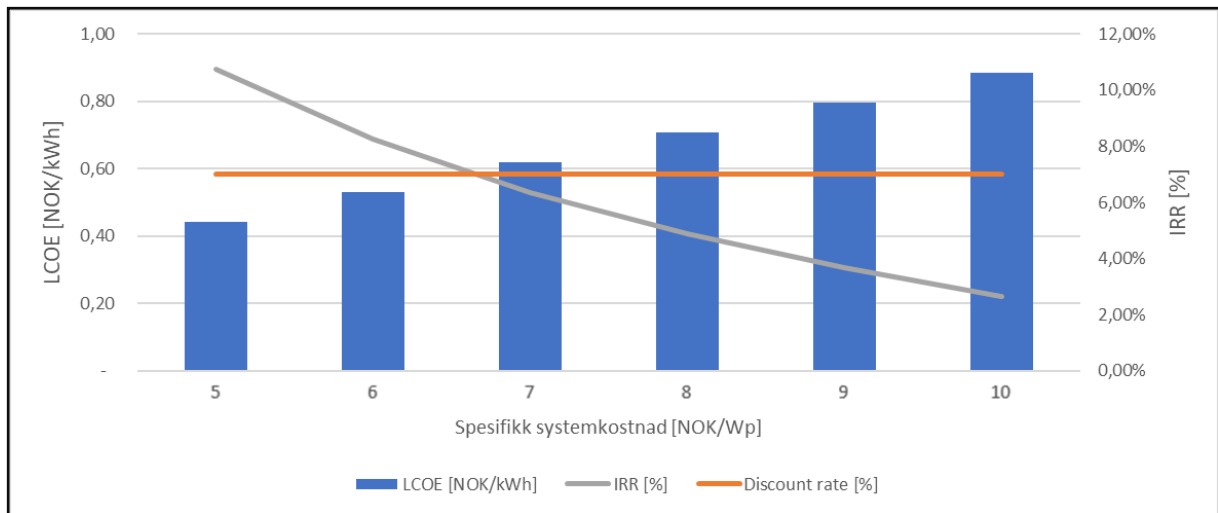
Tabell 11. Lønnsomhetsresultat, nøkkelparameter for grunnscenario (7% kalkulasjonsrente, Statnett KMA base frem til 2028, etterfulgt av Statnett LMA høy ut levetiden). *inkludert bifacial-bidrag på ca. 5%

Nøkkelparameter	Drivdalen vertikalt system Nord-Sør	Drivdalen fastmontert system 35 grader sør	Næringspark en fastmontert 35 grader sør	Næringsparken fastmontert tracker N-S
Investeringskostnad [MNOK]	29	30	38	55
Ytelse [kWh/kWp]	997	903	883	929*
LCOE [NOK/kWh]	0,71	0,66	0,70	0,84
NPV [MNOK]	-5,41	-3,24	-6,06	-17,24
IRR [%]	4,88	5,76	5,19	3,26

Tabell 12. Lønnsomhetsresultat, sensitivitet på LCOE ved endret kalkulasjonsrente.

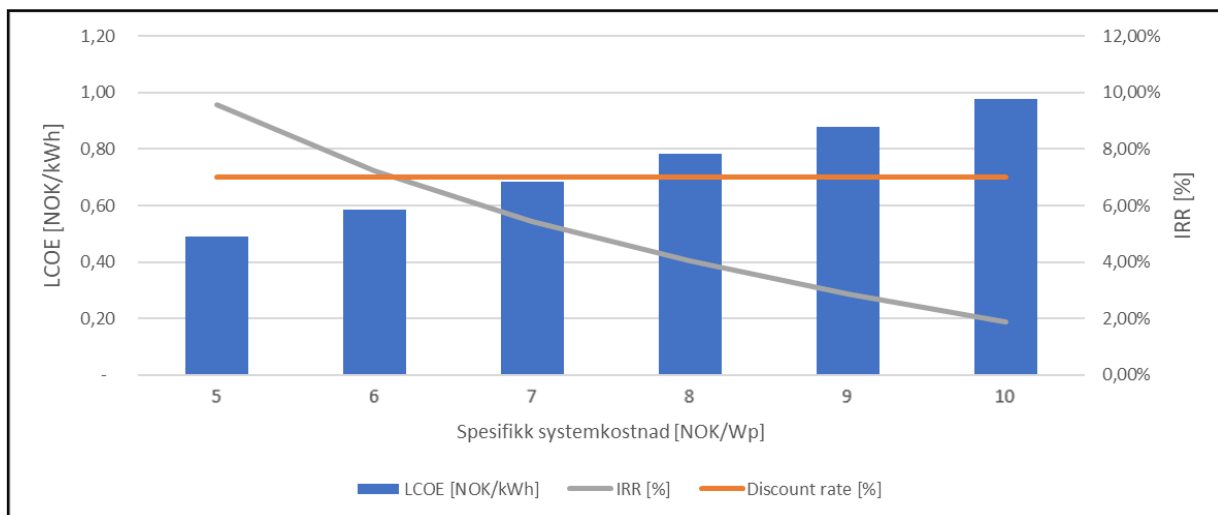
Endringer i LCOE ved endring i diskonteringsrate	Drivdalen vertikalt system Nord-Sør	Drivdalen fastmontert system 35 grader sør	Næringsparken fastmontert 35 grader sør	Næringsparken fastmontert tracker N-S
5 %	0,58	0,55	0,58	0,69
7 %	0,71	0,66	0,70	0,84
9 %	0,84	0,79	0,83	1,00

Det er usedvanlig høy usikkerhet rundt kraftmarkedet og forventet nivå på prisbanen av elektrisitet for de nærmeste årene og ikke minst gjennom levetiden til det analyserte solcelleanlegget. Dermed kan det lønne seg å vurdere en nøkkelparameter som er uavhengig av inntektene til anlegget, men som heller kun ser på produksjon og kostnader. LCOE er valgt som hovedparameter i sensitivitetsanalysen for å presentere variasjon i spesifikk kostnad og diskonteringsrate.



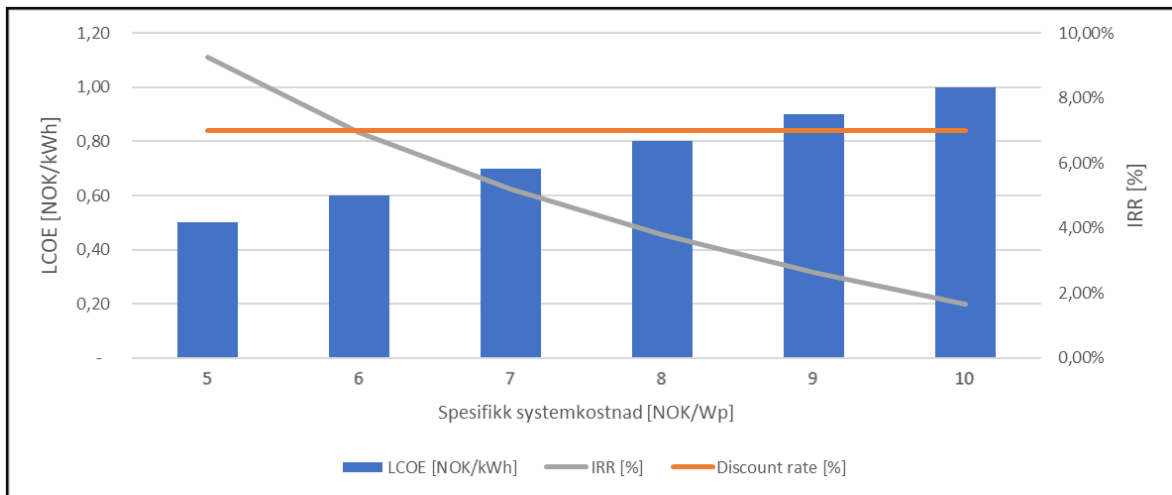
Figur 51. Sensitivitet på endring i systemkostnad for LCOE, vertikalt system med nord-sørgående akse i Drivdalen.

Figur 46 viser resultatene av en sensitivitetsanalyse på endring i LCOE og avkastning for endring i spesifikk kostnad. For antagelsene som ligger til grunne i dette regneeksempelet viser prosjektet at vertikalmonterte paneler i nord-sørgående akse for Drivdalen behøver en systemkostnad rett under 7 kroner per installerte watt for å være lønnsom ved grunnscenariet av 7 % diskonteringsrate. Det samme gjelder i figur 52 for det fastmonterte systemet i Drivdalen. Her kreves en systemkostnad nærmere 6 kroner for å oppnå lønnsomhet. Det vertikale systemet oppnår en produksjonsprofil som er mer gunstig for spotmarkedet og vil ha en oppnådd pris på solgt strøm som er høyere enn det fastmonterte systemet. Dette innebærer blant annet at en eventuell reduksjon i systemkostnad spiller mer positivt inn på det vertikale systemet enn det fastmonterte. En tilleggsverdi som ikke er inkludert ved det vertikale systemet er samdrift av arealet med beite.



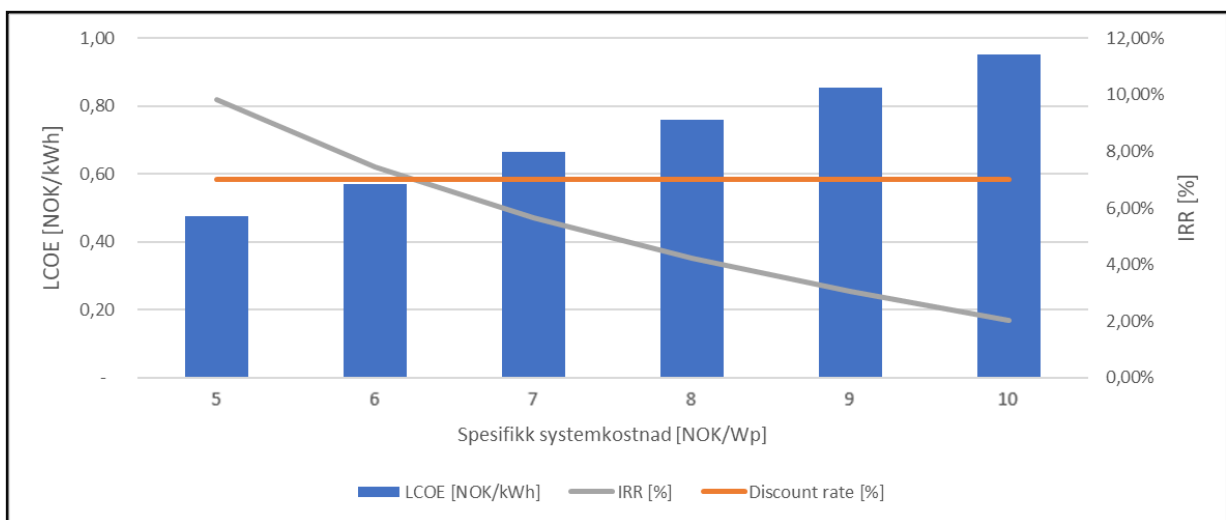
Figur 52. Sensitivitet på endring i systemkostnad for LCOE, fastmontert sørlig system i Drivdalen.

Gjennomgående for alle sensitivitetsanalyser gjennomført i analysen viser ikke lønnsomme prosjekt for grunnscenariet, uavhengig av monterings teknologi og område. Dette kommer i hovedsak av systemkostnad og prisbanen som ligger til grunn for analysen.



Figur 53. Sensitivitet på endring i systemkostnad for LCOE, fastmontert sørlig system i Næringsparken.

Figur 48 viser det fastmonterte systemet i Næringsparken, som sammenlignet med Drivdalen har noe lavere spesifikk produksjon. Dette vises i sensitiviteten av alternativet, hvor man kan se den forventede avkastning nå diskonteringsrenten og dermed nullstille nettonåverdien til anlegget ved en spesifikk investeringskostnad på 6 NOK/Wp. Det samme gjelder tracker-løsningen i figur 53 som snur lønnsomheten til negativt resultat ved en spesifikk investeringskostnad rett over 6 NOK/Wp. Tracker-løsningen oppnår en gunstigere produksjonsprofil og produserer mer strøm, som resulterer i høyere lønnsomhet ved lavere investeringskostnad enn den fastmonterte løsningen.



Figur 54. Sensitivitet på LCOE for tracker-system i Næringsparken.

Tallgrunnlaget som ligger til grunne for analysen av lønnsomhet og sensitivitet belager seg på erfaringstall fra inn- og utland via gjennomførte prosjekt og registrert statistikk over kostnader. Det er høy usikkerhet tilknyttet disse, da storskala solkraft fortsatt ikke har etablert seg skikkelig i Norge. Det vil i tillegg være store lokale forskjeller på kostnadsdrivere for hvert enkelt prosjekt og man vil ikke kunne etablere en solid erfaringsdatabase på kostnader før flere solkraftverk blir fullført i Norge. Blant annet vil manglende erfaring blant ulike aktører kunne drive opp kostnader knyttet til avvik og risiko før markedet får etablert seg i Norge. I vurderingene av dette studiet er det vurdert flere ulike teknologier som vil medføre usikkerhet rundt kostnader grunnet ukjente særpreg ved

fundamentering, installasjon, drift eller vedlikehold for den enkelte teknologi. Det vil derfor være nødvendig med en mer detaljert finansiell vurdering av ønsket teknologi og område for videreføring av prosjektene.

Vår foreløpige analyse tilsier at det nok vil være mindre attraktivt å benytte trackerteknologi, men at tosidige paneler sannsynligvis vil være mer kostnadseffektivt enn ensidige. Analysen har også gitt verdifull informasjon om hvilket spenn et anlegg bør ligge på kostnadsmessig for at det skal være lønnsomt å investere. Dette er informasjon som også er relevant for andre aktører og grunneiere som vurderer å etablere solcelleanlegg på Vestlandet.

For Rudsviki forutsettes at samme antagelser som legges til grunn i tabell 10, men siden anlegget er av relativt begrenset størrelse har vi funnet det mest formålstjenlig å gjøre lønnsomhetsvurderinger for dette anlegget etter at vi har gjort nærmere vurderinger og hentet inn pristilbud fra leverandører. Det er flere sider ved Rudsviki som det trengs klarere informasjon om. Blant annet vil utstyr for drift av hybrid kraftproduksjon være en kostnadsparameter som kan ha betydelig påvirkning på investeringskostnaden, og som det ikke har vært mulig å få innblikk i i løpet av konseptutredningen. Selv om det er usikkerhet om størrelse på installasjon i Rudsviki vil den relativt begrensede størrelsen gi høyere priser i markedet per kWp. Samtidig kan det, med utgangspunkt i statistikk over kostnadsfordelingen i danske prosjekter, antas at om lag 10-25% av investeringskostnadene kan unngås siden det ikke er behov for ny trafo og overføringskabel. En grov antakelse ville være at anlegget har en LCOE på 75-90 øre / kWh.

3.7 Avtaler, tillatelser og samarbeidspartnere

Det har ikke vært behov for tillatelser som del av selve konseptutredningen. Kaupanger Hovedgård er grunneier av arealene som er utredet. Tillatelser til videre realisering avhenger av byggesakstillatelse fra Sogndal kommune (Rudsviki) og konsesjon etter Energiloven (Drivdal og Næringsparken).

Realisering av prosjekter avhenger av tillatelse fra Avinor da anleggene vil ligge langs innflygingsruten til Sogndal lufthavn, Haukåsen. Vi har vært i dialog og fått til svar at de «kan akseptere en søknad om oppføring av Drivdal solcellepark på Kaupangerholten» under forutsetning av at visse vilkår oppfylles, blant annet valg av utstyr og kontakt med Avinor om idriftsettelse, jf. vedlegg 4. Henvendelsen vår dreide seg eksplisitt om Drivdal, og vi vil sende ny henvendelse ved eventuell videre planlegging av Næringsparken.

Multiconsult, HVL og Vestland Bondelag har vært samarbeidspartnere i prosjektet. I tillegg har vi innhentet vurderinger og analyser fra Soldeling.no over vekstvilkår og fôrproduksjon for Drivdal.

4 Løsningens-/teknologiens markedspotensial

Utredningen har i seg selv gitt økt innsikt i en rekke forhold som vi tror har nytte for andre aktører og som oppsummeres i kapittel 4.1. Gjennom utredningsarbeidet har vi også identifisert en rekke områder og problemstillinger der det er behov for mer erfaring og utprøving, som vi beskriver i kapittel 4.2.

Det er knyttet ulike utfordringer til planlegging, bygging og drift av solcelleanlegg innenfor de tre områdene som er undersøkt i konseptstudien. Samtidig er terreng og grunnforhold antakelig representativt også for mange andre steder i Norge og på Vestlandet. Konseptstudien har dermed også gitt verdifull innsikt i flaskehals og utfordringer som må løses for å realisere solcelleanlegg på Vestlandet som er samfunnsøkonomisk bærekraftige.

4.1 Beskrivelse av utredningens nyhetsverdi

Konseptutredningen har hatt som mål å konkretisere hvordan en kan etablere og drifte bakkemonterte solcelleanlegg på steder og måter som enten ikke er gjort før i Norge, eller i svært liten grad. Vi antar at flere deler har nyhetsverdi for bransjen:

- **Prosess:** vi har identifisert og beskrevet nødvendige steg og mulige prosedyrer som må følges for å planlegge bakkemonterte solkraftverk av denne typen og størrelse og som utfyller eksisterende veiledere fra NVE og Solenergiklyngen.
- **Teknologi og løsninger:**
 - **Hybrid kraftproduksjon:** Analysen viser et betydelig potensial ved å ta i bruk eksisterende infrastruktur bygget ut for vannkraft og som er komplementær med solkraft. Resultater har blitt presentert for Småkraftforeningen og Fornybar Norge og vi antar at våre resultater vil ha stor interesse for deres medlemmer.
 - **Landbruksdrift og kraftproduksjon:** Kartleggingen viser at etablering av vertikale anlegg vil kunne ha betydelig potensiale for å gjøre fôrproduksjon mer robust mot større svingninger i vekstsesongene. Dette er av betydning for landbrukssektoren, inkludert interesseorganisasjoner og lokale myndigheter.
 - **Revegetering og kraftproduksjon:** Kartleggingen viser at revegetering med blomsterrike naturtyper bør prøves ut i norske forhold. Dette er viktig for grunneiere, utbyggere, energi- og miljømyndigheter og akademia.

Utredningens resultater med tanke på hybrid kraftproduksjon og kombinasjonsdrift med landbruk er også relevant for energimyndighetene og for lokale myndigheter, jf. Meld. St. 36 (2020-2021): «En samfunnsøkonomisk god bruk av norske fornybarressurser må ta hensyn til konsekvenser for miljø og andre samfunnsinteresser ved utbygging, og forankres med gode prosesser lokalt og regionalt.», og «I lys av økende interesse for å bygge, skal energimyndighetene i tiden framover vurdere solkraftens rolle i det norske kraftsystemet».³⁶

4.2 Beskrivelse av nyhetsverdi og nytte/økt verdi fra innføring av utredede løsninger

Produksjonsestimatene viser at bakkemontert solkraft i seg selv kan ha potensiale på Vestlandet. Av konseptene vi har sett på er det noen som peker seg ut til å ha større nyhets- og nytteverdi ettersom det ser ut til at øvrige innmeldte eller konsesjonssøkte prosjekter i Norge hovedsakelig er basert på «standard» feste- og

³⁶ Meld. St. 36 (2020-2021), Innst. 446 S (2021-2022): Energi til arbeid - langsiktig verdiskaping fra norske energiressurser.

fundamenteringsløsninger. Det gjelder både samproduksjon mellom vann og sol, samproduksjon med landbruk og sol; og de konkrete feste- og fundamenteringssystemene vi har vurdert. I NVEs oversikt over innmeldte eller konsesjonssøkte prosjekter er det ingen prosjekter i Vestland fylke.

Realisering av anleggene forutsetter at vi tar i bruk prosedyrer og teknologier som ikke er prøvd ut på Vestlandet eller i Norge. Hvilken teknologi avhenger av prosjektområde og scenario, men etablering av bakkemontert solkraftverk på Vestlandet er i seg selv utfordrende og innebærer forhøyet risiko sammenlignet med for eksempel flatere områder på Østlandet. Ulike konsepter forutsetter som vi har beskrevet ulike teknologier og løsninger. Valg av fundamentering, festesystem og hybrid kraftproduksjon handler mer om teknologivalg, mens «AgriPV» og «ecoPV» forutsetter andre teknologier i form av forskjellige feste- og fundamenteringsløsninger, men også en annen form for landbruk.

Kunnskapsgenerering

Som vi har vist til tidligere har vi underveis avdekket flere tema som det kan være aktuelt å undersøke videre, herunder:

- Innovasjon i fundamenteringsløsninger. Uprøving av jordskruer, jordanker og jordspyd.
- Prosedyrer for planlegging og etablering av bakkemonterte solkraftanlegg i ulike arealtyper
 - Grå arealer og nyansering av ulike typer: grustak, nedlagte veier, veikanter, fyllinger
 - Bratt og ulendt terreng
 - Grunnforhold med mye stein og fjell
- Muligheter for å bruke trevirke i form av massivtre eller limtre
- Planlegging, prosjektering, installasjon og drift av hybride kraftverk og anlegg i samvirke med landbruk.

Prosjektene vil bidra til å realisere energiresultat og korresponderende klimagassreduksjoner, jf. Oppdragsbrev for Enova 2023, pkt b.) "teknologiutvikling og innovasjon som bidrar til utslippsreduksjoner frem mot lavutslippssamfunnet i 2050.»

I tabellen under har vi oppsummert de viktigste barrierer, definerte mål for innovasjon, og nytte- og nyhetsverdi ved de ulike konseptene / løsningene.

Tabell 13. De viktigste barrierer med definerte mål for innovasjon, og nytte- og nyhetsverdi ved de ulike konseptene / løsningene.

Tema / teknologi	Barriere	Innovasjonsmål	Nytteverdi og / eller nyhetsverdi
Undersøkelser av grunnforhold og fundamenteringsløsninger	<p>Prosedyrer for fremgangsmåter, tekniske løsninger og standarder.</p> <p>Eksisterende erfaringer og standarder i Norge er ikke tilpasset solkraftanlegg, men basert på erfaringer fra</p>	<p>Reduserte kostnader og ressursbruk.</p> <p>Bidra til å åpne opp for at flere arealer kan bygges ut.</p> <p>Etablering av grunnundersøkellesprose</p>	<p>Økt kunnskap om prosedyrer og kostnader</p> <p>Innspill til oppdatert veileder for bakkemonterte solkraftverk</p>

³⁷ <https://www.regjeringen.no/contentassets/3793215526984a2aae80da38d87948ab/oppdragsbrev-til-enova-sf-for-2023.pdf>

	<p>andre typer prosjekter (som vei, rassikring og vindkraft).</p>	<p>dyrer vil muliggjøre enklere og rimeligere planlegging og installasjon av anlegg tilpasset lokale forhold. Dersom fundamentering må gjøres med boring og gysemasser / betong, vil vi undersøke og prøve ut hvordan det kan gjøres med lavest mulig ressursbruk og hvordan kostnader kan reduseres.</p> <p>Fundamenteringsløsningene vil også kunne være aktuelle for solkraftinstallasjoner i andre typer «grå arealer» f.eks. langs veg- og jernbane.</p>	
<p>Festesystemer og bærekonstruksjoner</p>	<p>Erfaring med og kostnader ved andre systemer (som vertikale og stativ forankret med grunne jordspyd) enn faste stativer med pæling. Vanskelig å kvantifisere risiko.</p> <p>Prosedyrer for effektiv montering i bratt terreng der tilgang med maskiner er utfordrende.</p> <p>Kostnader og tekniske egenskaper ved bruk av trevirke.</p>	<p>Reduserte kostnader - muliggjøring av enklere og rimeligere installasjon.</p> <p>Bidra til å åpne opp for at flere arealer kan bygges ut</p>	<p>Kan ta i bruk flere typer arealer og dermed muliggjøre økt kraftproduksjon.</p> <p>Økt kunnskap om prosedyrer og kostnader.</p> <p>Innspill til oppdatert veileder for bakkemonterte solkraftverk.</p>
<p>Hybrid kraftproduksjon fra vann og solkraft</p>	<p>Usikkert kostnads- og risikobilde, herunder:</p> <p>Installasjon og drift av systemer for hybridkraftverk – vekselrettere og programvare.</p> <p>Reguleringstekniske grensesnitt mellom kraftproduksjon-trafo.</p> <p>Erfaring med planlegging, installasjon og drift av</p>	<p>Reduserte kostnader</p> <p>Fleksibilitet i energisystemet.</p> <p>Reduserte kostnader.</p> <p>Redusert karbonfotavtrykk gjennom lavere arealinngrep ettersom trafo og overføringskabel ikke er nødvendig.</p>	<p>Hybrid kraftproduksjon med solkraft og vannkraft ikke prøvd ut før i denne skala i Norge.</p> <p>Tilknytning til samme trafo eller overføringskabel gir mindre inngrep og økt samfunnsøkonomisk nytte.</p>

	systemer for struping av kraftproduksjon. Usikkert kostnads- og risikobilde		
Batterilagring	Erfaringer Kostnader	Utnyttelse av nye fornybare energikilder Økt virkningsgrad	Kostnader og drift av hybrid kraftverk med batterilagring.
AgriPV	Erfaringer med etablering og drift, inkludert faktiske effekter for fôrproduksjon.	Utnyttelse av nye fornybare energikilder Bidra til å åpne opp for at flere arealer kan bygges ut – større marked for fornybar kraftproduksjon.	Kun prøvd ut i småskala i Norge. Dersom praksis bekrefter modellerte resultater vil det ha stor betydning for realismen i agriPV i Norge. Mer erfaring vil ha stor nytte for bransjeaktører innen landbruk og kraftproduksjon.
EcoPV – revegetering av grå arealer i kombinasjon med solkraftanlegg	Erfaringer med revegetering Tid og kostnader	Redusert miljø – og karbonfotavtrykk. Ved å identifisere og gjennomføre egnede tiltak kan prosjektet bidra til at flere prosjekter er realiserbare (øker markedet).	Prosedyrer og erfaringer med anlegg som kan gi positive gevinster for naturmangfoldet.
Karbonbinding	Det eksisterer ikke etablerte metoder eller standarder per i dag for hvordan en skal gjennomføre undersøkelser av karbonbinding før og etter anleggsetablering.	Redusert karbonfotavtrykk - bedre kunnskap om aktuelle utbyggingsområder og tiltak. Reduserte kostnader - metoder og fremgangsmåter som kan benyttes av andre.	Innsikter av relevans for konsesjonsbehandling.
Flytende solkraft	Dybde og forankring (i Sognefjorden) Kostnader	Utnyttelse av nye fornybare energikilder	Øke potensialet for kraftproduksjon i Norge og på andre arealer.

I henhold til søknaden ønsket vi også å gjøre en vurdering av relevante krav i EUs forordning for klassifisering av bærekraftige økonomiske aktiviteter («taksonomien»). Et solkraftprosjekt som er i tråd med taksonomien vil ha nytteverdi for andre aktører som ønsker å utvikle prosjekter.

Kravene har blitt forsinket sammenlignet med hva vi forstod var EU-kommisjonens plan på søknadstidspunktet, særlig når det gjelder krav for miljømålet på sirkulær økonomi. I tidligere utkast var det flere økonomiske

aktiviteter som kunne berøre et solkraftprosjekt, men som ikke er tatt med i det som nå er vedtatt. Etter hva vi kan se er det nå kun ett krav som berører slike prosjekter direkte: «Electricity generation using solar photovoltaic technology»³⁸, og som berører NACE-koder D35.1.1 Produksjon av elektrisitet og F42.2. Bygging av vann- og kloakkanlegg, og anlegg for elektrisitet og telekommunikasjon. Etter en overordnet vurdering stiller ikke EU-taksonomien strengere krav enn det som ellers vil gjelde ved oppføring av solkraftprosjekter i henhold til norsk lovverk. Regelverket er under utvikling, og flere økonomiske aktiviteter kan derfor bli lagt til etter hvert. Kravene vil vurderes fremover i sammenheng med innhenting av pristilbud og i utviklingen av lønnsomhetsvurderinger og finansieringsmuligheter.

4.3 Kort beskrivelse av markedspotensialet

Flere analyser, inkludert fra Energikommisjonen,³⁹ har vist et behov for økt kraftproduksjon i Norge fremover. Samtidig er det svært få kraftprosjekter under utbygging i Norge, selv om det har vært en markant økning i innmeldte og konsesjonssøkte solkraftprosjekter til NVE.

Markedspotensialet ved å ta i bruk arealer og teknologier som vi har studert er derfor betydelig. Eksempelvis er det over 1400 småkraftverk med installert effekt til og med 10MW i drift i Norge i dag, med en estimert årlig middelproduksjon tilsvarende 11,7 TWh. Dersom for eksempel halvparten av disse har et potensial for hybrid kraftproduksjon av samme størrelsesorden som i Rudsviki vil dette alene kunne gi et betydelig bidrag til den norske kraftbalansen. Analysen vår viser også at landbruks- og solkraftproduksjon kan utfylle hverandre godt, ikke minst ved at det kan gjøre landbruksproduksjonen mer hardfør mot tørrår. Det er interessant i et perspektiv der om lag 64% av gårdbrukere oppgir at «lønnsomheten er enten ganske dårlig (44 prosent) eller veldig dårlig (20 prosent)».⁴⁰ Samtidig peker Solenergiklyngen på et potensial i Norge på 137,5 GWp fra solkraftanlegg som kunne vært etablert på produksjonsareal som det ikke er søkt tilskudd om og som kan være ute av drift.⁴¹

4.4 Involvering av norske teknologimiljø og utdanningssituasjoner

Utover partnerne i prosjektet – Multiconsult og HVL, har vi hatt møte med vitensenteret ViteMeir på Kaupanger. ViteMeir har uttrykt interesse for et samarbeid om tilgang til produksjonsdata og tilgang til anleggene for besøk ved realisering. Vi har også henvendt oss til Sogndal vidaregåande skule om de ønsket å være med i prosjektet, men tilbakemeldingen var at de ikke hadde anledning. Vi vil likevel følge opp denne kontakten ved videreføring av prosjekter.

Dialog med HVL er pågående, og vi vil være i kontakt med dem fremover om eventuelle studentoppgaver og eventuell bistand og veiledning fra vår side. Vedlegg 2 inneholder studentoppgavene som vi har foreslått i samarbeid med ansatte ved HVL; Stein Joar Hegland, Geoffrey Sean Gilpin, Dejene Assefa Hagos og Negar Safara Nosar.

4.5 Spredning, kompetanseformidling og kunnskapsgenerering

Utredningen har gitt ny kunnskap hos våre samarbeidspartnere (rådgiver- og teknologimiljøer, utdannings- og forskningsaktører) og andre aktører.

³⁸ <https://ec.europa.eu/sustainable-finance-taxonomy/activities/activity/163/view>.

³⁹ OU 2023:3. Mer av alt – raskere.

⁴⁰ Agri Analyse (2023): Landbruksbarometeret 2023.

⁴¹ Solenergiklyngen og Multiconsult (2022): Norsk solkraft 2022 – innenlands og eksport.

Under prosjektperioden / som del av konseptutredningen har vi delt informasjon fra prosjektet med en rekke ulike aktører:

- Resultater fra hybrid kraftproduksjon presentert av Bjørn Thorud (Aneo) under Fornybar Norges nettkonferanse 2022. Innlegget «Solkraft og kraftnett – problem, løsning eller problemløsning?». ⁴²
- Foreløpige resultater fra prosjektet, inkludert hybrid kraftproduksjon, presentert av Marius Knagenhjelm og Torje Evensen (Multiconsult) under Småkraftdagene 2023. Innlegget «Småkraft og solkraft – lokal energiproduksjon i fint samvirke». ⁴³
- Kontakt med HVL om studentoppgaver og prosjektet. Vi har utarbeidet en rekke forslag til oppgaver, jf. vedlegg 2. Oppgaveforslagene er frivillige for studentene, og selv om de fleste ikke ble valgt i disse rundene med studenter vil de være aktuelle for fremtidige semestre. To av oppgavene inkluderte Christoffer og Marius Knagenhjelm som veiledere. Tre studentoppgaver ble valgt som følge av dialogen. Masteroppgaven har størst relevans for vårt utredningsarbeid, men prosjektet har bidratt til interesse for og utdanning innenfor tematikken:
 - «Sammenligning av beregnet vs. reell produksjon ved solcelleinstallasjoner i Sogn» - bacheloroppgave i fornybar energi.
 - «Teknisk-økonomisk analyse for oppgradering av småkraftverk» - bacheloroppgave i fornybar energi.
 - “On the technical, socioeconomic, and environmental evaluation of a solar photovoltaic and small-scale hydropower development” – masteroppgave i fornybar energi. Planlagt oppstart våren 2024.
- Møter med ViteMeir og Sogn næring om prosjektet og samtaler om eventuelt videre samarbeid og dialog.
- Dialog med Sygnir om nettrelaterte problemstillinger og muligheter.
- Kontakt med Solenergiklyngen om opplegg for informasjonsspredning.
- Sak på Solenergiklyngens nettsider om tilsagnet fra Enova.
- Kontakt med og bistand fra Norskog om relevante juridiske problemstillinger, inkludert betydningen av omssynsoner for friluft i arealplaner.
- Tilsagnet fra Enova og arbeidet med konseptutredningen bidro også til at vi ble med i Solenergiklyngens referansegruppe for arbeidet med veileder for bakkemonterte solkraftverk.
- Vi har også skrevet kronikk som trekker på resultater fra utredningen og som ble sendt NRK og Nationen, uten at den kom på trykk.

Planer for å spre kunnskap og resultater fra konseptutredningen:

- Sak på Solenergiklyngens nettsider og innlegg på konferanser i regi av Solenergiklyngen.
- Bidrag i videre arbeid med eventuell oppdatering av veileder for bakkemonterte solkraftverk og andre relevante initiativ.
- Oversende rapport til og tilby møter med andre medlemsorganisasjoner Kaupanger Hovedgård er en del av: Småkraftforeningen, Norskog og Bondelaget.
- Vi vil også tilby oss å presentere arbeidet for energimyndighetene og landbruksmyndighetene.
- I tillegg vil vi lage en kortversjon av rapporten som er mer egnet for sosiale medier, som LinkedIn
- Fortsatt dialog med HVL om studentoppgaver.

Utredningen har også verdi hos Multiconsult gjennom økt markedsinnsikt innen hybridisering av sol og vannkraft i Norge, samt mulighetene for bakkemontert solkraft i Vestland fylke.

⁴² <https://www.fornybarnorge.no/arrangement/2022/konferanser/nettkonferansen-2022/program/>

⁴³ <https://www.smakraftforeninga.no/program-smakraftdagane-onsdag-29-3-23/>

5 Risiko og risikodempende tiltak

Vi har kartlagt og vurdert det vi opplever som viktigste risikofaktorer identifisert i prosjektet og som må håndteres ved videreføring av disse eller lignende prosjekter. Kartlagt risiko korresponderer med oversikten over konvensjonelle og ikke-konvensjonelle teknologier i kapittel 3.2 og oversikten over barrierer, innovasjonsmål og nyhets- og nytteverdi i kapittel 4.2.

Alle former for risiko vil medføre økt økonomisk / finansiell risiko, enten i planleggingsfasene, investeringskostnader eller driftskostnader.

Tabell 14. Oversikt over risiko og risikoreduserende tiltak.

Type risiko	Risiko	Risikoreduserende tiltak
Teknologisk: - planlegging og gjennomføring	Manglende standarder og prosedyrer for undersøkelser av grunnforhold i Norge.	Benytte eksisterende erfaringer fra andre land, inkludert land og regioner med krevende topografi og grunnforhold, for eksempel Østerrike. Gjennomføre grundige forundersøkelser og utredningsprogram for våre lokaliteter.
Teknologisk: teknologivalg	Grunnforhold i Rudsviki, Drivdal og Næringsparken.	Gjennomføre grundige forundersøkelser og utredningsprogram med tester av ulike fundamenteringsløsninger.
Teknologisk: teknologivalg	Erfaring med og kostnader ved andre systemer enn faste stativer med pæling. Krevende å kvantifisere risiko.	Grundige forundersøkelser; grunnundersøkelser og lage hovedspesifikasjon for anlegg. Dialog med leverandørmarkedet. Gjennomføre konkrete prosjekter for å få erfaringer. Identifisere effektiviseringsgevinster / kostnadsbesparende tiltak.
Teknologisk: teknologivalg	Trevirke i festesystemer: mangel på konstruksjonstekniske egenskaper, inkludert varighet / levetid.	Systematisere erfaring fra andre prosjekter i for eksempel Sverige og Frankrike. Dialog med leverandør og andre prosjekter. Lage testtrigg. Etablere overvåkningsprogram.
Teknologisk: installasjon	Tidsbruk og kostnader til planlegging og montering i bratt og ulendt terreng	Planlegging- og monteringsprogram med klar rollefordeling.
Teknologisk: drift	Sognefjorden kan være utsatt for kastevinder og regionen opplever tidvis	Prosedyre for ekstra sikring av utstyr om nødvendig, avhengig av grunnundersøkelser.

	storm. Kan skade eller gi ekstra slitasje på utstyr.	Montere kamera. Vi har montert værmåler i Rudsviki, men utstyr må også monteres i Drivdal.
Teknologisk: Drift	Driftsstans som følge av at vekselretter og system for struping ikke fungerer.	Vurdering av risiko og risikodempende tiltak med leverandører. Avtale med valgt leverandør som sikrer mot risiko.
Teknologisk: - drift	AgriPV: risiko for at geiter og hjort kan skade utstyret.	Vurdere videre mulige løsninger for å sikre anleggene mot skade. For eksempel beskyttelse av ledninger, bruk av GPS-teknologi (som Nofence) for å sikre at husdyrene ikke beveger seg på panelene.
Teknologisk: drift / ytelse	Fare for gjengroing som kan skygge og skade utstyr Støv og smuss	Etablere rutiner for ettersyn og vedlikehold av ettervekst/gjengroing og rengjøring Installasjon av utstyr for overvåkning for å kontrollere om produksjon er i tråd med målinger
Økonomisk	Stor prisvariasjon for komponenter og råvarer. Festesystemer og metaller har økt siste år.	Utviklingen i leverandørmarkedene må følges i vurderingene om konsesjons- og støttesøknader og investeringsbeslutning. Leveransekontrakter som sikres mot prisrisiko.
Tillatelser og konsesjoner	Samfunnsaksept – lokalt og fra myndigheter.	Plan for naturmangfold- og skjøtsel. Foreløpige vurderinger av natur- og kulturminneverdier har ikke avdekket at prosjektene ikke bør videreføres. Kaupanger Hovedgårds ansatte har hovedfag i arkeologi og juridisk embetseksamen. Involvering av lokale interesseorganisasjoner som idrettslag, speider- og friluftsmiljøer og lokalbefolkningen tidlig i eksakt plassering av anlegg, avbøtende tiltak som omlegging av sti og klopping. Invitere til konkrete innspill. Hopp for syklistene, tiltrekking av hjort vekk fra Kaupanger byggefelt, m.v.
Gjennomføringsevne	Kapasitet hos søker: Kaupanger Energi/Kaupanger Hovedgård har få ansatte.	Bygge videre på Kaupanger Energis kompetanse fra konseptutredning erfaring med planlegging, bygging og

Forhøyet risiko ved sykdom.

drift av kraftanlegg, og kompetansen fra konseptutredningen.

Knytte til ekstern kompetanse for gjennomføring av prosjekt (teknisk og prosjektledelse med erfaring fra konseptutredningen). Benytte eksisterende nettverk i Solenergiklyngen og kontakter etablert gjennom konseptutredningen. Kaupanger Hovedgård er Sogndal kommunes største landbrukseiendom og driver omfattende landbruksvirksomhet. Dette gjelder også restaurering av kulturenger og tiltak for å bedre levekår for pollinerende insekter. Hovedgården er derfor godt rustet til å utvikle kombinasjonsbruk. I tillegg har vi utstrakt bruk av innleid kompetanse som entreprenører og elektrofirmaer og langvarig samarbeid med forskningsmiljøer. Våre ansatte har også langvarig erfaring med konsekvensutredninger og konsesjonsprosesser og -søknader, samt arbeid med areal- og reguleringsplaner. Gjennom vårt arbeid med kraftproduksjon fra solceller, som startet i 2019, har vi også etablert et ikke ubetydelig kontaktnett av rådgivende firmaer, leverandører og nettverksorganisasjoner. Vi er derfor godt rustet til å påse at løsningene skal fungere etter hensikten.

6 Oppsummering og konklusjoner

Utredningen viser at de alle de tre lokalitetene har betydelig potensiale som solkraftanlegg. Utredningen og videre realisering kan gjøre det lettere for andre å investere i bakkemonterte solkraftanlegg i Norge og på Vestlandet. Generelt peker utredningen på en fremgangsmåte andre kan benytte seg av, samtidig som vi har identifisert aktuelle teknologier og løsninger aktuelle for andre prosjekter. I tillegg har vi skapt økt oppmerksomhet og innsikt i muligheter og barrierer for denne typen prosjekter gjennom deltakelsen fra HVL og Vestland Bondelag, samt dialog med andre interessenter. Samtidig viser konseptutredningen at det vil være nødvendig med ytterligere forstudier og forprosjektering for å få på plass tilstrekkelig presise kostnadsestimater før en kan fatte investeringsbeslutning. Ved at andre aktører følger og lærer av denne utredningen håper vi at planleggingsprosesser kan effektiviseres. Hadde vi startet opp på nytt, ville vi blant annet knyttet til oss miljøer som Norsk bergsikring tidligere i prosessen, for å se om det hadde vært mulig å slå sammen grunnundersøkelsene med konseptutredningen.

De tre prosjektene vi har utredet kan gjennomføres med lavt potensiale for konflikter med naturinteresser, samtidig som synergier i eksisterende investeringer og driftsformer utnyttes. Kaupanger Energi er en liten bedrift. Alle prosjektene / lokalitetene vil kreve betydelige investeringer, og vi må gjøre grundige vurderinger av hvilke – om ikke alle tre – skal tas videre i en detaljplanleggingsfase.

Oppsummert er det betydelige muligheter – og utfordringer / markedssvikt – i å ta prosjektene videre:

- Felles for alle tre: prosedyrer for undersøkelser av grunnforhold og effektivisering av dialog med leverandørmarkedet samt strategier for etablering med best mulige resultater for naturmangfold og karbonregnskap.
- Rudsviki: prosedyrer og teknologier for å fundamentere festesystemer i de grå og bratte arealene med mye stein i grunn vil gjøre terskelen lavere for andre aktører. Praktisk erfaring med etablering og drift av hybride kraftanlegg vil være verdifullt for andre vannkrafteiere.
- Drivdal: prosedyrer for etablering og drift av bakkemonterte solkraftanlegg i kombinasjon med landbruksdrift. Validering av modeller og beregninger av fôrproduksjon og uttesting av blomsterrike naturtyper kan være med på å nyansere perspektivene på konsekvensene for naturmangfold ved utbygging av bakkemonterte anlegg, men dette er også ressurskrevende og innebærer risiko for tiltakshaver.
- Næringsparken: kombinasjon med annen næringsaktivitet, revegetering og karbonbinding.
- Dersom det skal gjøres undersøkelser om karbonbinding er det behov for veiledning om fremgangsmåte, metode, rapportering – og ressurser.

Vi har vurdert det slik at det er mest realistisk for oss å gå videre først med prosjektet i Rudsviki. Herunder søknad til Enova om forstudiemidler, som vil gi muligheter for å gjennomføre grunnundersøkelser med testing av fundamenter og leverandørdialog. En slik utredning vil gi grunnlag for detaljprosjektering og byggesak til Sogndal kommune. Vi forventer at det for at det vil være nødvendig med offentlig tilskudd for å utløse hovedprosjektet på grunn av forhøyet risiko. Selv om Rudsviki på flere måter kan være mer teknisk krevende enn de andre områdene er det også betydelig mindre. Utbygging i mindre skala har lavere finansiell risiko og vil gi Kaupanger Energi nødvendig kompetanse med detaljplanlegging, etablering og drift av solkraftanlegg og som vil være overførbart til de andre lokalitetene. I tillegg vil det gi en raskere utnyttelse av investeringene som er gjort i trafo ved og overføringskabelen fra småkraftverket R1, og gi svært verdifull erfaring med drift av hybride anlegg, for både oss og andre interessenter i bransjen.

Planlegging og utbygging av Rudsviki kan også gjøres parallelt med utarbeidelse av melding og / eller konsesjonssøknader for Drivdal og Næringsparken.

Planleggingskostnader er krevende å estimere, men ved å følge og gjennomføre de generelle stegene og oppgavene som vi har skissert her, vil også andre utviklere kunne spare kostnader til planlegging for sine prosjekter. Vi vil dra nytte av eksisterende og pågående naturrestaureringsprosjekt i etablering av viktige naturtyper for biologisk mangfold og pollinerende insekter.

De mest overraskende funnene i konseptutredningen har vært:

- i) Resultatene for hybrid kraftproduksjon i Rudsviki
- ii) Estimaten for fôrproduksjon i et vertikalt anlegg
- iii) Kompleksiteten ved å avdekke hvilke fundamenterings- og festesystemer som kan være egnet.

Samfunnsaksept av bakkemonterte solkraftverk har i løpet av det siste året kommet opp som en høyst aktuell sak, og flere interesseorganisasjoner har uttrykt skepsis til slike anlegg som en kilde til økt fornybar kraftproduksjon.⁴⁴ Det vil etter vårt syn og erfaring være avgjørende å designe og planlegge anlegg som har støtte i lokalbefolkningen og som gir et mest mulig positivt resultat for naturverdier. Her vil vi utforske ulike måter å involvere og forankre befolkningen i prosjektene ved videre planlegging. Særlig viktig vil det være å invitere til innspill og behov tidlig, og dialogen med kommune og lokale aktører er et tidlig ledd i dette arbeidet.

Fra enkelte hold har det vært hevdet at man må prioritere utbygging av «grå» arealer.⁴⁵ Dette er ikke en klassifikasjon som eksisterer i arealplan- eller KU-sammenheng. Basert på våre erfaringer tror vi det vil være hensiktsmessig å skille mellom arealer som er preget av inngrep, hvilke inngrep det dreier seg om – og når dette har skjedd. I tillegg kan slike arealer vise seg å være krevende å ta i bruk, blant annet på grunn av grunnforhold.

Oppsummert tenker vi at utredningen har relevans og nyhetsverdi for bransjen ved at:

- Vi har analysert konkrete områder med utfordrende topografi og grunnforhold
- Samproduksjon med vannkraftverk: Vi har analysert konkrete case for hybrid kraftproduksjon
- Utbygging av solkraftanlegg i kombinasjon med landbruk og / eller revegetering: Vi har analysert konkrete case for landbruks- og solkraftproduksjon i kombinasjon. I tillegg har vi identifisert fremgangsmåte for mindre anlegg som kan etableres og driftes med positive økosystemverdier
- Vi har modellert kraftproduksjon og lønnsomhet for mindre solkraftanlegg, med basis i festesystemer som ikke har vært tatt i bruk i denne skala
- Dersom «grå» arealer skal være en arealkategori som skal ligge til grunn for myndighetsbeslutninger fremover, vil det være behov for et arbeid som kategoriserer ulike typer slike områder ut fra egnethet
- Opplegg for konseptutredninger der samfunnsnyttene økes ved å koble på utdanningsinstitusjoner og viktige interessenter tidlig i arbeidet

⁴⁴ Jf. f.eks. <https://www.nrk.no/vestland/varsel-om-50-solparkar-skaper-brak-1.16401768>.

⁴⁵ Jf. f.eks. Energi og klima (2023): [Solenergi: Ta tak og brakkarealer i bruk – ikke skog og myr!](#) Dato for uttrekk: 2. november 2023.

7 Litteraturliste

- Agri Analyse (2023): «Landbruksbarometeret 2023» <https://www.agrianalyse.no/getfile.php/137737-1683054019/Dokumenter/Dokumenter%202023/Landbruksbarometer%202023.pdf>
- Communities for Future: «CéléWatt, a solar park mounted on timber». <https://communitiesforfuture.org/get-inspired/celewatt-a-french-solar-park-mounted-on-timber/>,
- Energi og klima (2023): «Solenergi: Ta tak og brakkarealer i bruk – ikke skog og myr!». <https://www.energiogklima.no/meninger-og-analyse/klimavalg21/solenergi-ta-tak-og-brakkarealer-i-bruk-ikke-skog-og-myr>
- Enova (2022): *Rapportering på Klima- og energifondet 2022*. <https://2022.enova.no/artikkel/rapportering-pa-klima-og-energifondet-2022>.
- Enova (2022): «Technology readiness levels (TRL)». <https://www.enova.no/bedrift/industri-og-anlegg/tema/technology-readiness-levels-trl/>
- European Commission: «EU Taxonomy Navigator». <https://ec.europa.eu/sustainable-finance-taxonomy/activities/activity/163/view>
- Flyvbjerg, Bent og Dan Gardner (2023): *How big things get done*. Macmillan.
- Fornybar Norge: «Nettkonferansen 2022». <https://www.fornybarnorge.no/arrangement/2022/konferanser/nettkonferansen-2022/program/>
- Fraunhofer ISE (2022): *Agrivoltaics: Opportunities for Agri- culture and the Energy Transition*. <https://www.ise.fraunhofer.de/en/publications/studies/agrivoltaics-opportunities-for-agriculture-and-the-energy-transition.html>
- Høgskulen på Vestland: «Opplevingslandskap Kaupanger: Utviklingsplan for restaurering, skjøtsel og formidling av kulturlandskap ved Kaupanger stavkyrkje og Kaupanger Hovedgård». <https://hvlopen.brage.unit.no/hvlopen-xmlui/handle/11250/2831266>
- Ideematec (2023): «Solutions» <https://www.ideematec.com/solutions>
- Innst. 490 S (2022-2023): *Innstilling fra finanskomiteen om Revidert nasjonalbudsjett 2023*. <https://www.stortinget.no/no/Saker-og-publikasjoner/Vedtak/Vedtak/Sak/?p=92466>
- Innst. 446 S (2021-2022): *Innstilling fra energi- og miljøkomiteen om Meld. St. 36 (2020–2021) Energi til arbeid – langsiktig verdiskaping fra norske energiressurser*. <https://www.stortinget.no/no/Saker-og-publikasjoner/Publikasjoner/Innstillinger/Stortinget/2021-2022/inns-202122-446s/?all=true>
- IRENA (2021): *Renewable Power Generation Costs in 2021*, ISBN: 978-92-9260-452-3
- Kaupanger Hovedgård: «Opplevingslandskap Kaupanger. Forvaltning av eit freda kulturmiljø». <https://storymaps.arcgis.com/stories/e1c71dce79d94bcfae42cceaaf2802ea>
- Klima- og miljødepartementet (2022): *Oppdragsbrev 2023 for Enova SF*. <https://www.regjeringen.no/contentassets/3793215526984a2aae80da38d87948ab/oppdragsbrev-til-enova-sf-for-2023.pdf>
- Meld. St. 36 (2020-2021): *Energi til arbeid - langsiktig verdiskaping fra norske energiressurser*. <https://www.stortinget.no/no/Saker-og-publikasjoner/Saker/Sak/?p=85264>
- Meld. St. 2 (2022-2023): *Revidert nasjonalbudsjett 2023*
- Meld. St. 26 (2022-2023) *Klima i endring – sammen for et klimarobust samfunn*

NOU 2023: 3 *Mer av alt – raskere.*

<https://www.regjeringen.no/contentassets/5f15fcec3143d1bf9cade7da6afe6e/no/pdfs/nou202320230003000ddd/pdfs.pdf>

Miljødirektoratet: *Naturbase kart.* <https://geocortex02.miljodirektoratet.no/Html5Viewer/?viewer=naturbase>

NRK (2023): «Varsel om 50 solparker skaper bråk» <https://www.nrk.no/vestland/varsel-om-50-solparker-skaper-brak-1.16401768>

NVE (2023): «Oversikt over solkraft i Norge». <https://www.nve.no/energi/energisystem/solkraft/oversikt-over-solkraft-i-norge/>.

NVE (2023): «Kostnader for kraftproduksjon». <https://www.nve.no/energi/analyser-og-statistikk/kostnader-for-kraftproduksjon/>

PV-Magazine (2020): «Solar park built on rough wooden structures in France». <https://www.pv-magazine.com/2020/11/16/solar-park-built-on-rough-wooden-structures-in-france/>

S. Jouttijarvi et. al (2023): “[A comprehensive methodological workflow to maximize solar energy in low-voltage grids: A case study of vertical bifacial panels in Nordic conditions](#)” Solar Energy vol. 262, Elsevier.

Schletter: «FIXED TILT SYSTEMS ROBUST DESIGN AND EASY INSTALLATION FOR ANY TERRAIN». <https://www.schletter-group.com/en-US/mounting-systems/fixe-tilt-systems-en-us/>

Småkraftforeninga: «Småkraftdagane 2023». <https://www.smakraftforeninga.no/program-smakraftdagane-onsdag-29-3-23/>

Sogn Avis (2022): «Hjorten herjar framleis på Kaupanger». Publisert 18. Januar 2022.

Soldeling / Erlend Hustad Honningdalsnes (2023): «Analyse av vekstvilkår og fôrproduksjon i vertikalt solcelleanlegg i Drivdal»

Solenergiklyngen (2022): *Bakkemonterte solkraftverk i Norge – prosess og beste praksis.* <https://solenergiklyngen.no/wp-content/uploads/2023/08/Bakkemonterte-solkraftverk-i-Norge.pdf>

Solenergiklyngen (2022): «Ønsker utbygging på naturens premisser». <https://solenergiklyngen.no/2022/11/14/onsker-utbygging-pa-naturens-premisser/>

Solenergiklyngen og Multiconsult (2022): «[Norsk solkraft 2022 – innenlands og eksport](#)»

Standard Norge: «Eurokoder». <https://standard.no/fagomrader/eurokoder/>

Strava: *Heatmap.* <https://www.strava.com/>

Sun-Age: «Fixing of solar panels, structures and supports for mounting photovoltaic power systems». <https://www.sun-age.it/>

Treesystem Ground Mountings: «Rooting for Solar». <https://www.treesystem.it/en/photovoltaic>

8 Vedlegg

Vedlegg 1. Oversikt over arbeidspakker slik de var beskrevet i søknaden

Vedlegg 2. Studentoppgaver

Vedlegg 3. Gevinstrealisering (unntatt offentlighet)

Vedlegg 4. Avinor

Vedlegg 5. Prosjektregnskap

Vedlegg 6. Sjekkliste etter synfaring

Vedlegg 7. Kronikk. Solcelleparker og naturinngrep