

\\norconsult.com\dfs\nor\oppdrag\52209827\BIM\Kultprodusjon\Modell\VFVK - modeller\VFVK\modeller.dwg - Platts - Platte - Raster - 2023-02-20 15:28:49 - LAYOUT - E-10-00-21 - RASTER - \INORCONSULT\TAD.COM\DFS\NOR\OPPDRAGS\AND\KASZ\09\52209827\BIM\VFVK\ALTERNATIV\LOGO-RGB.PNG - VTFK\ALTERNATIV\LOGO-RGB.PNG



PROJECT INFORMATION	
Project name	Rygg PV
Location	Tønsberg, Norway
Coordinates	59,300°N, 10,299°E
Project phase	Planning
SYSTEM DESCRIPTION	
DC Power MW <sub>p</sub>	7,2
AC Power MVA	6,5
Number of modules	13414
Module type	Longi LR5-72HBD 540W
Dimension [mmxmm]	2256 x 1133
Mounting type	Fixed Tilt (FT)
Mounting structure (FT)	2P
Tilt angle (FT) [°]	35
Azimuth (FT) [°]	0
Pitch (FT) [m]	9,0
Row distance (FT) [m]	5,3
Number of inverters	26
Inverter type	Sungrow SG250HX
Power ratio	1,1
Transformer	Not detailed
No. of transformers	2
Fenced area [ha]	7,9
Fence length [m]	1219

LEGEND	
	FESTESTRUKTUR 26x2P/13x2P/2x2P
	GJERDE
	VEI
	LAGRING/DISPONIBELT
	TRANSFORMATOR
	HOGSTSONE

**MERK:**  
 Alle utstyrvalg og valg av designparametre, så vel som antall enheter, er foreløpig og vil være gjenstand for endring på senere prosjektstadier

FORELØPIG 2023-02-20

Rev	Date	Beskrivelse	Utarbeidet	Fagkontrollert	Godkjent
B01	2023-02-20	Første versjon til oppdragsgiver	Platts	OleWar	OleWar

Detta dokumentet er utarbeidet av Norconsult AS som del av det oppdraget som fremgår nedenfor. Opphavsretten tilhører Norconsult AS. Dokumentet må bare benyttes til det formål som oppdragsparten beskriver, og må ikke kopieres eller gjøres tilgjengelig på annen måte eller i utdrag uten tillatelse fra Norconsult AS.

Vestfold og Telemark Fylkeskommune

# ► Rygg Solkraftverk

Sluttrapport fra mulighetsstudie

Oppdragsnr.: 52209827 Dokumentnr.: R21 Versjon: B03 Dato: 2023-04-23





**Oppdragsgiver:** Vestfold og Telemark Fylkeskommune  
**Oppdragsgivers kontaktperson:** Caspar Johan Eidsbråten  
**Rådgiver:** Norconsult AS, Kjørboveien 22, NO-1337 Sandvika  
**Oppdragsleder:** Ole Bjørn Warvik  
**Fagansvarlig:** Ole Bjørn Warvik  
**Andre nøkkelpersoner:** Patrick Leonel Ban Itamba, Morten Gleditsch, Kari Thorset Lervik

B03	2023-04-23	Revidert	OleWar	EinRin	OleWar
B02	2023-03-17	Revidert økonomi	OleWar	MorGle	OleWar
B01	2023-03-03	Til utsendelse	OleWar	MorGle	OleWar
Versjon	Dato	Beskrivelse	Utarbeidet	Fagkontrollert	Godkjent

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

## ► Sammen drag

Rygg Solkraftverk planlegges etablert i et nylig avvirket skogsareal ved Rygg miljøpark i Tønsberg kommune.

Prosjektarealet, etter at bratte arealer er fjernet, på ca. 79 daa. Arealet består i all hovedsak av fjell i dagen, og arealet er ganske ulendt. Det er knyttet stor usikkerhet til kostnadene for fetesystemer og fundamentering.

Siden forutsatt fremtidig nettkapasitet er større enn kraftverket vil kunne produsere, er det arealet som er begrensende faktor for utbyggingen. I designet av kraftverket er det derfor valgt å bygge anlegget med en front til front avstand på 9 m.

Kraftverket er planlagt med en installert DC-effekt på 7,2 MWp, og en AC-effekt på 6,5 MVA.

Det er estimert at kraftverket i et typisk meteorologisk år vil kunne produsere 7,7 GWh ren energi til nettet. Over en levetid på 40 år er det beregnet at kraftverket vil gi en besparelse på 30 700 tonn CO<sub>2</sub>.

VTFK opplyser at arealet skal benyttes som steinbrudd i fremtiden, og at denne aktiviteten vil ha oppstart om 25-40 år. Vi har sett på de økonomiske konsekvensene av å flytte kraftverket i år 25 medfører og kostnadene ved en slik flytting vil ikke kunne forsvares. Et bedre alternativ - dersom steinbruddet skal etableres før den tekniske levetiden til solkraftverket er ute - kan være å kombinere flyttingen med såkalt revamping eller repowering der utstyr som er gammelt eller ineffektivt byttes ut, eller simpelthen avvikle kraftverket når steinbruddet skal settes i drift.

I budsjetter og kontantstrømsmodelleringen for hovedscenario er det lagt til grunn at anlegget kan driftes uavbrutt i 40 år. Investeringskostnadene ved å bygge anlegget er estimert til 58,9 millioner kr. Det er estimert at prosjektet vil gi en avkastning på egenkapitalen på 3,0% og at nedbetalingstiden er på i underkant av 36 år.

Merk at prosjektets forventede lønnsomhet er sensitiv for når anlegget kan bygges og idriftsettes. Dette skyldes spesielt at det forventes høye kraftpriser i de kommende årene. I de omforente forutsetningene er det lagt til grunn byggestart i første halvår 2025.

## ► Innhold

<b>1</b>	<b>Innledende arealvurdering</b>	<b>6</b>
1.1	Tekniske forhold	6
1.2	Arealkonflikter	9
1.3	Naturfare	9
1.4	Oppsummering av innledende arealvurdering	9
<b>2</b>	<b>Designvalg</b>	<b>10</b>
2.1	Forutsetninger for nettilknytning for lokasjonen Rygg Solkraftverk	10
2.2	Teknisk løsning	10
2.3	Utstyrvalg	10
2.4	Designvalg	10
2.5	Areal	12
<b>3</b>	<b>Kraftverkets layout</b>	<b>13</b>
<b>4</b>	<b>Klimadata og forventet kraftproduksjon</b>	<b>14</b>
<b>5</b>	<b>Klimagassberegninger</b>	<b>15</b>
<b>6</b>	<b>Kostnadsbudsjett</b>	<b>16</b>
6.1	Capex 1	16
6.2	Capex 2	17
6.3	Opex	17
<b>7</b>	<b>Kontantstrømsmodell</b>	<b>18</b>
<b>8</b>	<b>Anbefalte videre arbeider</b>	<b>19</b>
<b>9</b>	<b>Vedlegg</b>	<b>20</b>
<b>10</b>	<b>Bibliografi</b>	<b>21</b>

# 1 Innledende arealvurdering

## 1.1 Tekniske forhold

Arealet består av et nylig ryddet skogsareal på henholdsvis om lag 70 daa. Arealet ligger like øst for Tønsberg Fyllplass. Se Figur 1.

I konkurransegrunnlaget opplyser VTFK om at arealet i fremtiden skal benyttes til et annet formål, og det skal legges til grunn at solkraftverket skal flyttes til et annet areal i tidsrommet 25 til 40 år frem i tid. Det er ikke i denne rapporten gjort vurderinger rundt arealet kraftverket eventuelt skal flyttes til, utover at arealet opplyses å være på 35 daa, og dermed kun har plass til om lag halvparten så stort installasjonsomfang som det opprinnelige arealet.

Arealet som skal vurderes er i dag benyttet som massedeponier. Grunnen består ifølge tilgjengelig kartdata av bart fjell (Norges Geologiske Undersøkelse, 2023). Dette forventes å øke fundamenteringskostnader betraktelig siden festesystemene må innfestes i fjell.

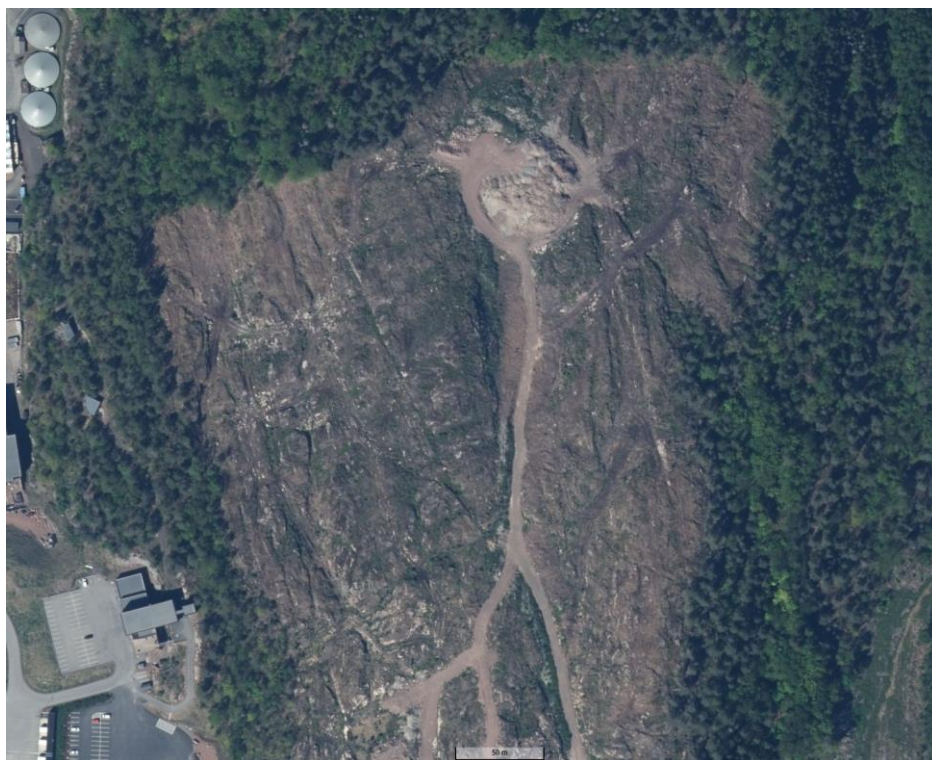
Terrenget ser flatt og fint ut på avstand, men ser man på mer høyoppløst terrengdata (Kartverket Høydedata, 2023) ser man at arealet er kupert og har stor andel berg i dagen. For bygging av solkraftverk ønsker man helst et relativt jevnt underlag. Man ønsker også helst noen meter løsmasser over grunnfjellet.



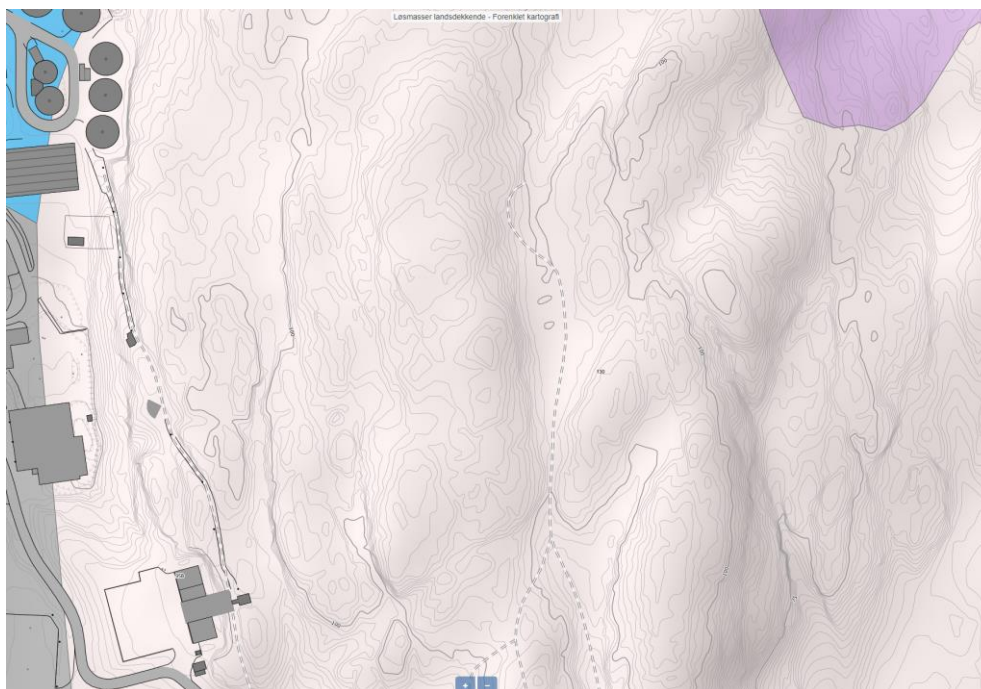
Figur 1: Arealet Rygg Solkraftverk vist i Google Earth. Merk at bakgrunnsbilder er utdaterte. Skogen er i dag ryddet i arealet.



Figur 2: Som vi ser er terrenget ganske ulendt innenfor arealet (Kartverket Høydedata, 2023)



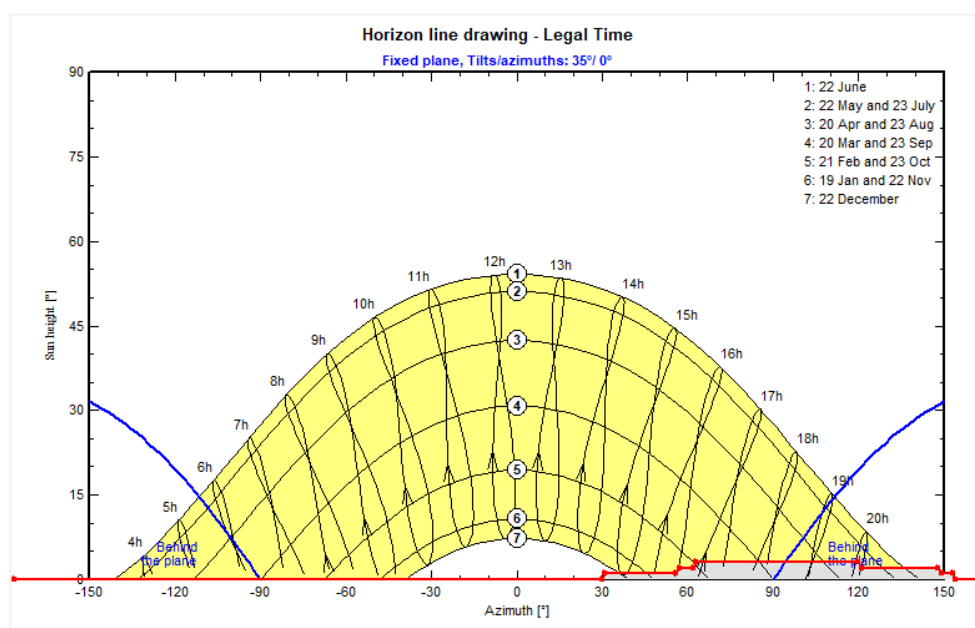
Figur 3: Oppdatert flyfoto viser at arealet er avvirket, og viser tydelig at arealet domineres av fjell i dagen (Kartverket, 2023)



Figur 4: Løsmassekartet viser at arealet består av bart fjell uten løsmasser over (Norges Geologiske Undersøkelse, 2023)

Samlet sett vurderes grunnforholdene som mindre egnet for etablering av solkraftverk.

Arealene har svært lav horisont og forventes å tape svært lite mulig produksjon grunnet fjerne skyggetap. Se Figur 5.



Figur 5: Horisontprofil for lokasjonen. (Meteonorm, 2023)

## 1.2 Arealkonflikter

Merk at vurderinger i dette kapitlet knyttet til mulige konflikter er utført av personell med teknisk fagkompetanse innen solkraft, og ikke av personell med relevant fagkompetanse på konsekvensutredning. Disse overordnede vurderingene skal ikke leses som faglige råd på miljø, naturverdier, kulturverdier, friluftsinnteresser osv. men kun som en oppstilling av noen relevante kartlagte verdier fra noen tilgjengelige databaser med det formål å identifisere eventuelle forhold som åpenbart er til vesentlig hinder for videre utvikling av prosjektet. Alle disse temaene må kartlegges videre av ressurser med riktig fagkompetanse dersom VTFK velger å gå videre med konsekvensutredning av prosjektet.

Det virker ikke å være noen naboer til tiltaket som kan bli påvirket eller som vil oppleve å få landskapet rundt sin bolig betydelig forringet. Tiltaket vil sannsynligvis være synlig på litt avstand siden det ligger på en høyde.

Arealet er avsatt til utvinning av mineralressurser, og det forventes ikke store arealkonflikter.

Det er ikke registrert kulturminner innenfor arealet, det er derimot registrert et kulturminne i randsonen av arealet (Riksantikvaren, 2023). I og med at arealet er avsatt til fremtidig steinbrudd virker det ikke som det er rimelig å vente at kulturminner skal være til hinder for videre prosjektutvikling på dette stadiet.

Arealet har ikke registrert rødlistede eller truede arter (Artsdatabanken, 2023). Naturverdier er vurdert til å ikke være til åpenbart hinder for videre utvikling av prosjektet.

Arealet er registrert som «svært viktig friluftslivsområde» og som områdetype «Nærturterreng» (Kartverket, 2023). Det er ikke registrert (ut.no, 2023) stier eller skiløyper gjennom området.

## 1.3 Naturfare

Det er ikke registrert noen form for naturfare på stedet (NVE Atlas, 2023).

## 1.4 Oppsummering av innledende arealvurdering

I sum vurderes arealene, basert på disse innledende vurderingene, på grunn av grunnforhold og terreng, som mindre egnet for videre prosjektutvikling. I og med at fundamenteringskostnader likevel er en mindre del av kostnadsbildet til solkraftverk velges det å gå videre med mulighetsstudien siden det forventes god solressurs og at horisonten er svært lav.

## 2 Designvalg

### 2.1 Forutsetninger for nettilknytning for lokasjonen Rygg Solkraftverk

Norconsult og VTFK har på forhånd etablert følgende omforente forutsetninger knyttet til nettilknytning som skal ligge til grunn for nettilknytningen:

- Kraftverket tilknyttes fremtidig nettstasjon på 22 kV i distribusjonsnettet med t-avgreining i nærmeste mast
- Eksisterende distribusjonsnett kan ta imot 7 MVA fra kraftverket

### 2.2 Teknisk løsning

Dette kapitlet beskriver noen overordnede tekniske valg knyttet til utstyr og designparametre til bruk i planlegging av arealutnyttelse og i produksjonsberegningene.

Formålet med valgene er å etablere realistiske forventninger til hvilken installert effekt man kan forvente på området og hvor høy energiproduksjon som kan oppnås. Summen av valgene gir *én* teknisk løsning, men ikke den eneste tenkelige. Det anbefales å jobbe videre med validering av valgene under prosjektering for anskaffelsesunderlag og at entreprenører gis rom til å tilby sine beste løsninger.

### 2.3 Utstysvalg

Det legges til grunn festestrukturer med fast vinkel (FT etter *fixed-tilt* på engelsk), som innebærer at solcellemodulene vil være ubevegelige. Alternativet er horisontale én-akse *trackere* (HSAT). HSAT har potensiale for bedre lønnsomhet som følge av bedre energiproduksjon, men tracker-systemer har flere ulemper, blant annet: høyere investeringskostnader, større vedlikeholdsbehov som følge av bevegelige deler, mindre toleranse for terrengvariasjoner, høyere kompleksitet i prosjektering, innkjøp, vedlikehold osv. Med tanke på at dette er mindre prosjekter med forventning om relativt uerfarne utbyggere og entreprenører legges derfor FT-strukturer til grunn i den tekniske løsningen.

Tosidige (*bifacial*) solcellemoduler foretrekkes; disse modulene har gjennomsliktig bakside som gjør at selve solcellene eksponeres for lys både ovenfra og nedenfra; dette gir noe bedre energiproduksjon. Tosidige solcellemoduler koster noe mer enn ensidige solcellemoduler og har noen små konsekvenser for andre utstysvalg m.m., men selv en konservativ beregning av den ekstra energiproduksjonen (*bifacial gain*) gjør prosjekter med tosidige moduler gunstigere, og det er derfor blitt svært vanlig at prosjekter planlegges med tosidige moduler.

Strenginvertere er valgt i tråd med en trend der de blir stadig større og benyttes i stadig større prosjekter. Sammenlignet med sentralinvertere er strenginvertere blant annet enklere å vedlikeholde og mer fleksible, og det vil ligge bedre til rette for enhetlige anskaffelser på tvers av alle prosjektene.

### 2.4 Designvalg

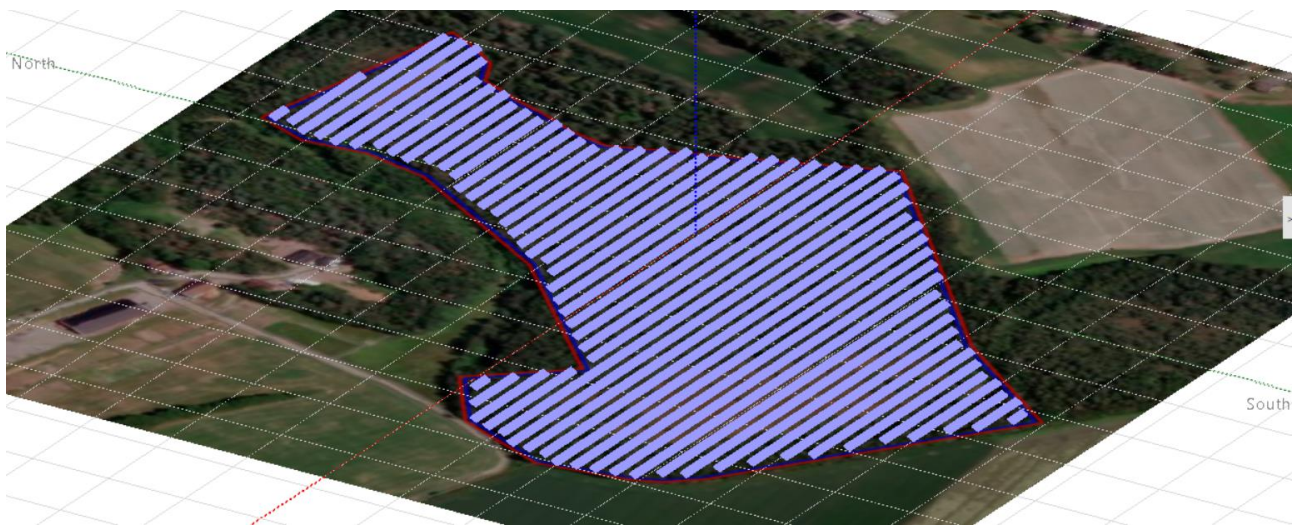
Solcellemodulene vil vende rett sør siden dette gir høyest energiproduksjon på den nordlige halvkule.

To-i-portrett (2P) montasje er valgt, dvs. en montasjeform der to moduler monteres med kortsiden mot hverandre i vertikal retning. Dette er et vanlig valg i Norden og henger sammen med forventede strukturstørrelser, designparametre, kostnads- og tidsbesparelser osv. sammenlignet med andre monteringsvalg. Denne vurderingen forutsetter bruk av solcellemoduler med såkalt halvcelleteknologi.

Det er lagt til grunn et forhold mellom effekt på DC-side og AC-side (*DC/AC ratio*) på 1,10. Det er både normalt og økonomisk med en DC/AC-ratio på over 1,0 med bakgrunn i produksjonsprofilen til solkraftverk.

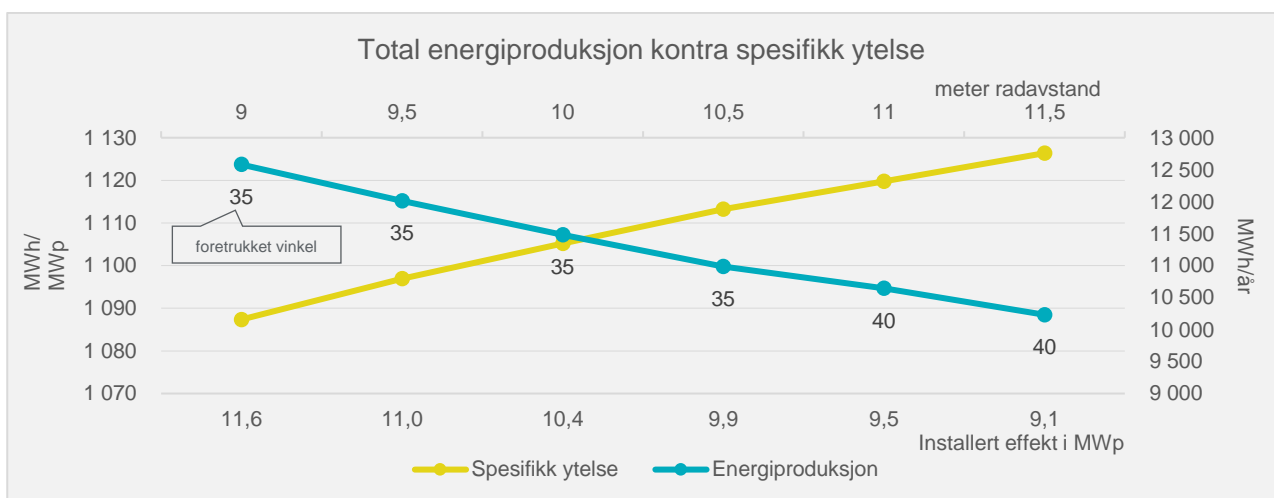
Endelig konstruksjonshøyde vil avhenge av snøforhold, kostnader, baksidestråling, arbeidshøyde m.m. Basert på snødata fra lokasjonen er en fronthøyde på 80 cm benyttet i studiet.

To av installasjonsparameterne som kan variere mest mellom prosjekter er radavstand og installasjonsvinkel. For å vurdere hva som er egnet for prosjektene i mulighetsstudien er det laget en analyse av arealutnyttelse og energiproduksjon basert på prosjektet på Holtemyra. Det forutsettes at analysen er gyldig for dette prosjektet basert på geografisk nærhet og krav til presisjonsnivå i en mulighetsstudie.



Figur 6 Tidlig-fase skisse av prosjektet på Holtemyra sett i fugleperspektiv fra vest-sørvest.

Resultatene av analysen vises i Figur 7. Analysen er utført ved å gjøre innledende beregninger av installasjonspotensiale og energiproduksjon (for Holtemyra) basert på den tekniske løsningen beskrevet over og foreløpige klimadata og tapsfaktorer.



Figur 7 Analyse av installert effekt kontra spesifikk ytelse.

Figur 7 viser at installasjonspotensialet synker (fra venstre mot høyre) etter hvert som avstanden fra forkant av en rad til forkant av den neste øker. En økning i avstanden vil gi bedre energiproduksjon per solcellemodul (spesifikk ytelse), men total energiproduksjon vil falle siden det blir plass til færre moduler inne på området. For hver avstand er det indikert hvilken installasjonsvinkel som gir den beste energiproduksjonen.

Analysen gir ikke et entydig svar på hvilken radavstand som er å foretrekke, men i og med at det er areal, og ikke nettkapasitet som er begrensende faktor for Rygg, vil videre arbeid med prosjektet baseres på en radavstand på 9 meter og 35° installasjonsvinkel som utgangspunkt da dette fremstår som et akseptabelt kompromiss mellom spesifikk ytelse, produsert energi, installert effekt, arealbruk og forventninger til kapasitet i nettet.

Det gjøres spesielt oppmerksom på at analysen er innledende: det er ikke tatt hensyn til anleggsveier m.m. i vurderingen av tilgjengelig areal, og simuleringsverdiene som ligger til grunn for produksjonsestimatene er innledende. Både installert effekt og forventet energiproduksjon vil estimeres mer nøyaktig i henholdsvis layout-arbeidet og produksjonsestimatet senere i denne rapporten. Under videre arbeid med prosjektet bør det gjøres videre arbeid med å avklare kapasitet i nettet, og denne informasjonen bør inngå i vurderingen av hvor stort solkraftverket skal være.

## 2.5 Areal

Merk at arealet er noe redusert i forhold til arealet VTFK i utgangspunktet indikerte. Deler av arealet er ekskludert da det overskrider ordinære begrensninger for helning i øst-vest-retning. Kort sagt er deler av arealet for bratt. Disse arealene ligger langs arealets østlige randsoner. Det foreslåtte kraftverket legger beslag på om lag 7,9 ha.

### 3 Kraftverkets layout

På grunnlag av forholdene diskutert i tidligere kapitler, samt prosjektarealer mottatt fra VTFK, er et layout for kraftverket utarbeidet basert på en 3D-modell av kraftverket. Se Figur 8. Denne layouten finnes i vedlegg E-10-00-21.

Eksisterende grusvei er foreslått gjenbrukt.

Som tidligere nevnt er yttergrense mot øst trukket noe inn for å unngå bratte partier mot øst.



Figur 8: Skjermdump fra layout for anlegget

## 4 Klimadata og forventet kraftproduksjon

Norconsult har gjennom sitt ingeniørmeteorologimiljø lang erfaring fra arbeid med klimadatasett for alle former for fornybar energi.

For lokasjonen er det utarbeidet et lokasjonsspesifikt klimadatasett. Formålet med dette er å heve kvaliteten på nøkkelparametre som brukes i produksjonsestimatet til et høyere nivå enn klimadataene som er tilgjengelig gjennom åpne kilder. Innholdet i disse datasettene er en kvalitetssikret kombinasjon av måledata fra værstasjoner, satellittbasert data samt modelldata fra Norconsult sin numeriske værmodell KVTmeso (Kjeller Vindteknikk AS, u.d.). Datasettet som er utarbeidet inneholder data med timesoppløsning som representerer et typisk meteorologisk år (TMY).

Parameterne som er utarbeidet og brukt i produksjonsberegningene er:

- |                                       |                          |
|---------------------------------------|--------------------------|
| - Global Horizontal Innstråling (GHI) | [kWh/m <sup>2</sup> /år] |
| - Temperatur                          | [°C]                     |
| - Middel-vindhastighet                | [m/s]                    |
| - Snødata (med månedsoppløsning)      |                          |
| o Soiling                             | [-]                      |
| o Albedo                              | [-]                      |

GHI er et mål på årlig innstrålt energi fra solstråler på én kvadratmeter i horisontalplanet. Dette er et mål på hva den grunnleggende solressursen er på stedet.

Temperatur er relevant fordi effektiviteten til solceller er omvendt proporsjonal med temperatur.

Vindhastighet er relevant fordi vind bidrar til nedkjøling av PV-modulene og solcellene de er satt sammen av.

Soiling er en faktor som viser i hvor stor grad man kan vente at PV-moduler er tildekket og derfor hvor mye av potensiell energiproduksjon som går tapt. Hovedtyngden av soiling i norske solkraftprosjekter kommer fra snødekning på PV-modulene. I disse klimadatasettene er snø-bidraget til soiling-faktoren basert på hvor mye snø man forventer på lokasjonen, hvor ofte det snør, hvor mye det snør om for hver snøhendelse, temperatur, vindhastighet, PV-modulenes installasjonvinkel samt friksjonskoeffisienten til PV-modulenes overflate. I tillegg er det lagt inn en soiling-faktor for støv i måneder uten snø.

Albedo er en faktor som viser hvor stor del av solinnstrålingen som treffer bakken som reflekteres opp igjen, og som derfor kan bidra til produksjon for eksempel på baksiden av tosidige (bifacial) PV-moduler. Albedo er i stor grad basert på snødata, samt refleksjonskoeffisienter for henholdsvis bar bakke og snø med dybde over 5 cm.

For Rygg er den grunnleggende solressursen, GHI, funnet å være på 1004 kWh/m<sup>2</sup>/år. I et typisk meteorologisk år.

Grunnet begrensninger knyttet til geometrier som lastes inn i programvaren PVsyst er baksideproduksjon estimert i en separat PVsyst-beregning. Samme installasjonsomfang, komponenter, radavstand, installasjonvinkel, tapsfaktorer, klimadata, snødekning og lokasjon er benyttet, men en enklere geometri er modellert med og uten produksjon fra baksiden for å finne bidrag fra baksiden. Bidraget er funnet å være 3,9%.

Produksjonsberegningene, se vedlegg R22, viser at fremsideproduksjonen til kraftverket vil ligge på 7,41 GWh i et meteorologisk typisk år. Dette tilsvarer en spesifikk ytelse på 1023 kWh/kWp/år. Medregnet bidrag fra baksideproduksjon er det beregnet at kraftverket kan levere 7,70 GWh inn på nettet i et typisk år, tilsvarende spesifikk ytelse på 1063 kWh/kWp/år.

## 5 Klimagassberegninger

Bygging, drifts og vedlikehold av solkraftverket vil føre til klimagassutslipp fra arealbruksendringer, grunnarbeider samt produksjon, transport, bygging, drift og vedlikehold av de tekniske anleggene. Samtidig vil produsert strøm påvirke strømmiksen i nettet.

Solkraftverket på Rygg opptar ca. 79 dekar, hvorav grunnforholdet av NIBIO er klassifisert som «fjell i dagen», dvs. areal hvor mer enn 50 % er bart fjell og mindre enn 10 % har jord dypere enn 30 cm. Videre er arealtypen klassifisert som åpen fastmark, dvs. areal som ikke er myr og heller ikke jordbruksareal, skog, bebyggd eller samferdsel. Derav er hoveddelen av klimagassutslippene for Rygg knyttet til produksjon av solcellepanelene, og en svært liten andel til arealbruksendringer. (Nibio Kilden, 2023) (Nibio Grunnforhold, 2023) (Nibio, 2023)

Solkraftverket vil fremskaffe ca. 7,7 GWh ny kraftproduksjon inn i nettet hvert år. Når utslipp forbundet med arealbruksendringer, anleggsarbeid og produksjon av solceller er tatt med, reduseres klimagassutslippet med ca. 750 tonn CO<sub>2</sub>-ekvivalenter i året sammenliknet med elektrisitet i det europeiske markedet. Fremskrevet over 40 år anslås utslippsreduksjonen til over 30 700 tonn CO<sub>2</sub>-ekvivalenter sammenliknet med elektrisitet i det europeiske markedet.

Merk at det ikke er tatt hensyn til flytting i driftsår 25 i klimagassberegningene.



Figur 9: Oversikt område Rygg med og uten markering for areal til solkraftverkene. Merk at bakgrunnsbildene er utdaterte.



Figur 10: Informasjon om arealtype hentet fra NIBIO.

## 6 Kostnadsbudsjett

Det er utarbeidet prosjektspesifikke budsjetter for investerings- og driftskostnader (Capex og Opex). Disse budsjettene er brukt videre som input i kontantstrømsanalysen.

Tallene er basert på erfaringstall, markedspriser og prosjektspesifikke forhold.

### 6.1 Capex 1

Følgende investeringskostnader er forventet for prosjektet:

Fase	1	Post	NOK
Prosjektutvikling før konsesjon	1.1	Mulighetsstudie	-
	1.2	Konsekvensutredning og søknad	300 000
	1.3	Annen rådgivning	200 000
Prosjektutvikling etter konsesjon	1.4	Prosjektering for anskaffelse	100 000
	1.5	Anskaffelsesbistand	300 000
	1.6	Grunnundersøkelser	200 000
Bygging 1: Anleggsarbeider	1.7	Grunnforberedelser	100 000
	1.8	Anleggsveier	-
	1.9	Fundamenter	7 200 000
	1.10	Annet	432 000
Bygging 2: Utstyr	1.11	Solcellemoduler	18 000 000
	1.12	Invertere	1 800 000
	1.13	Festesystemer	5 040 000
	1.14	Lavspent elektro	2 160 000
	1.15	Høyspent elektro	3 600 000
Bygging 3: Installasjon	1.16	Transport	1 440 000
	1.17	Rigg og drift	720 000
	1.18	Installasjonsarbeider	9 504 000
	1.19	Admin, forsikring, prosjektledelse m.m.	2 160 000
Nettilknytning	1.20	Ny linje	1 000 000
	1.21	Arbeider i stasjon/koblingsanlegg	250 000
Finansiering	1.22	Contingency	2 725 300
	1.23	Finansieringskostnader	1 637 146
Prosjektspesifikke kostnader	1.24		-
	1.25		-
	1.26		-
Sum			58 868 446

NOK/kWp 8 176 173

Merk at det i post 1.22 er satt av 5% (ikke inkludert finansieringskostnader) til Contingency. Contingency er et begrep som brukes for uforutsette utgifter og kostnadsusikkerheter.

## 6.2 Capex 2

Her er kostnadene med å flytte kraftverket i år 25, som tidligere beskrevet, anslått. Flytting av anlegget vil trolig utløse krav til ny konsesjon, og man må forvente en del kostnader til studier og prosjektering ifm. flyttingen. Det vil måtte etableres nye fundamenter og det vil påløpe kostnader til å plukke ned og bygge opp igjen anlegget. Kostnadene er anslått til 10 millioner 2023-kroner.

## 6.3 Opex

Følgende driftskostnader er forventet for prosjektet:

Kostnadstype	1	Post	NOK
Drift	1.1	Asset managment	72 000
	1.2		-
Preventivt vedlikehold	1.3	Generell D&V-kontrakt	288 000
	1.4	Div. planlagt veldikehold	72 000
	1.5		-
Korrigerende vedlikehold	1.6	Inverterbytte	-
	1.7	Div. reservedeler	36 000
	1.8	Div. korrigerende vedlikehold	72 000
	1.9		-
Andre tjenester	1.10	Snømåking, skogrydding m.m.	80 000
	1.11		-
Generelle og administrative	1.12	Administrasjon, strøm m.m.	21 600
	1.13	Landleie	-
	1.14	Forsikring	235 474
	1.15	Balanssekostnader	180 000
Prosjektspesifikke kostnader	1.16		-
	1.17		-
	1.18		-
Sum			NOK/år 1 057 074

NOK/kWp/år

Merk at bytte av invertere er tatt ut av dette budsjettet og lagt inn i kontantstrømsmodellen siden det forventes at denne vil variere med kraftverkets alder.

Til og med driftsår 25 er det lagt inn 7 000 kr/MWp/år, fra driftsår 25 er det lagt inn 18 000 kr/MWp/år.

## 7 Kontantstrømsmodell

For å vurdere prosjektets lønnsomhet er vår kontantstrømsmodell for solkraftverk benyttet.

Som avklart med VTFK er det lagt til grunn at all produsert kraft skal selges i spot-markedet. For spot-priser er basis-scenarior i Statnett sine kort- og langsiktige markedsanalyser lagt til grunn. Det er knyttet stor usikkerhet til disse prisbanene.

Investeringskostnadene ved å bygge anlegget er estimert til 58,9 millioner kr. Det er estimert at prosjektet vil gi en avkastning på egenkapitalen på 3,0% og at nedbetalingstiden er på i underkant av 36 år.

Merk at dersom Contingency settes til 0%, og alle andre faktorer er uendret, øker prosjektets avkastning til 3,8%.

Merk at prosjektets forventede lønnsomhet er sensitiv for når anlegget kan bygges og idriftsettes. Dette skyldes spesielt at det forventes høye kraftpriser i de kommende årene. I de omforente forutsetningene er det lagt til grunn byggestart i første halvår 2025.

Vi ser at prosjektet ikke vil tilfredsstillere kravet til margin på betjeningsevne av gjeld. Slik finansieringen er satt opp her forventes det at prosjektet kan betjene gjelden i alle år, men med en lavere margin enn det som er lagt til grunn. Merk at det ikke er gjort noen form for optimalisering av finansieringsmetoder, så det kan tenkes at det er mulig å oppnå ønsket margin ved videre bearbeidelse av gjeldsgrad, tilbakebetalingstid osv.

Rapport fra kontantstrømsmodelleringen finnes i vedlegg R22.

Det er laget en variant av modellen der kostnadene ved flytting er medtatt. Kostnadene til flyttingen fra kapittel 6.2 er inflasjonsjustert og lagt inn i anleggets tjuetjue driftsår. På grunnlag av at arealet kraftverket skal flyttes til er ca. halvparten av størrelsen, er det lagt til grunn at installert effekt, og dermed energiproduksjon, halveres ved flytting. Flyttingen innebærer at avkastningen synker betraktelig og at prosjektet blir svært ulønnsomt. En naturlig konklusjon er at det er bedre å avvike kraftverket når arealet skal tas i bruk til annet formål enn å flytte det.

## 8 Anbefalte videre arbeider

De største usikkerhetene for prosjektet er knyttet til bruk av arealet, samt fundamentering og festesystem.

Som nevnt opplyser VTFK at arealet er satt av til utvinning av mineralressurser, og at planen er å utvide et nærliggende steinbrudd inn i området. Det opplyses at denne aktiviteten vil igangsettes 25-40 år frem i tid. Solkraftverk har vanligvis en konsesjonsperiode på 30 år, og, ved god drift, en forventet teknisk levetid på over 30 år, det er derfor lagt til grunn 40 års driftstid i modellen.

Som etterspurt i konkurransegrunnlaget er det lagt inn en flytting av kraftverket i budsjetter og i kontantstrømsmodellen. Tidspunktet for en slik flytting har innvirkning på prosjektets økonomiske resultat. Det er budsjettert med en flytting av kraftverket 25 år etter byggestart. Dette senker lønnsomheten i prosjektet betraktelig, og det anbefales å avvikle kraftverket eller å legge til grunn en større oppgradering av anlegget dersom det må flyttes før den tekniske levetiden er nådd (*revamping* og/eller *repowering*), der noen av komponentene trolig kan brukes videre.

Denne flyttingen er en stor risiko for prosjektet. Slik situasjonen er nå har prosjektet en stor utgiftspost frem i tid, og det er svært usikkert hvor stor denne kostnaden blir og når kostnaden kommer. Det er sannsynlig at et slikt vil ha utfordringer med å oppnå finansiering fra institusjonene som vanligvis finansierer solkraftprosjekter.

Det er sannsynlig av arealet har lavt konfliktnivå med interesser utover det bebudede steinbruddet. Det bør jobbes videre med å etablere en realistisk tidslinje for når steinbruddet vil realiseres.

Muligheten for at et kraftverksprosjekt kan få etablert bindende avtaler på bruk av arealet i 40 år bør undersøkes.

Som tidligere nevnt består tiltaksarealet i stor grad av bart fjell. Det er to forskjellige årsaker til at dette er utfordrende

- Tradisjonelle/rimelige fundamenteringsløsninger for solkraft kan ikke brukes
- Ujevnheter i terrenget kan ikke jevnes ut uten sprengning

I praksis betyr dette at lengden til alle bein på festesystemene må spesialtilpasses på stedet, og at alle bein må borres og støpes ned i fjell. Det er sannsynlig av dette vil medføre større kostnader enn tradisjonelle festesystem og fundamenteringsløsninger. Det er stor usikkerhet knyttet til disse kostnadene da det på skrivetidspunktet, så vidt forfatteren er kjent med, ikke er gjennomført prosjekter som dette i land med sammenlignbare prisnivå.

Dersom det viser seg at kostnadene med slike løsninger for fundamentering og festesystem viser seg å være overkommelige ville det vært positivt for å kunne utløse utbygging av solkraft i en del arealer med lavt konfliktpotensiale. Det foreslås derfor som videre arbeid at det gjennomføres et detaljert forprosjekt for å finne nøyaktige kostnader gjennom kontakt med utstyrsleverandører og installatører.

Dersom prosjektet skal utvikles videre må det også gjennomføres en konsekvensutredning.

På grunnlag av disse forholdene anbefaler vi følgende konkrete videre arbeider

- Dypere studie av kostnader knyttet til løsninger for festesystem og fundamentering på ujevne arealer med bart fjell
- Etablering av en tidsplan for oppstart av drift i steinbruddet
- Forhandle frem avtaler om langsiktig bruk av arealet. Helst 40 år.
- Konsekvensutredning iht. energiloven

## 9 Vedlegg

Denne rapporten kommer med følgende vedlegg:

Dok.nr.:	Dok.navn:
E-10-00-21	Rygg Solkraftverk - Layout
R22	Rygg Solkraftverk - Produksjonsberegninger
R23	Rygg Solkraftverk - Kontantstrømsmodellering

## 10 Bibliografi

Artsdatabanken. (2023, februar 22). *artskart.artsdatabanken.no*. Hentet fra [artskart.artsdatabanken.no](https://artskart.artsdatabanken.no)

Kartverket. (2023, februar 22). *Kartverket*. Hentet fra [https://norgeskart.no/geoportal/#!?zoom=14&lon=216450.92&lat=6559743.24&wms=https:%2F%2Fkart.miljodirektoratet.no%2Farcgis%2Fservices%2Ffriluftsliv\\_kartlagt%2Fmapserver%2FWMSServer&project=geonorge&layers=1002&markerLat=6559743.237304687&markerLon=216450](https://norgeskart.no/geoportal/#!?zoom=14&lon=216450.92&lat=6559743.24&wms=https:%2F%2Fkart.miljodirektoratet.no%2Farcgis%2Fservices%2Ffriluftsliv_kartlagt%2Fmapserver%2FWMSServer&project=geonorge&layers=1002&markerLat=6559743.237304687&markerLon=216450).

Kartverket Høydedata. (2023, februar 23). *Høydedata*. Hentet fra [hoydedata.no](https://hoydedata.no)

Kjeller Vindteknikk AS. (u.d.). *vindteknikk.com*. Hentet fra <https://www.vindteknikk.com/services/wind-energy/kvt-wind-index/>

Meteonorm. (2023, 02 22). *meteonorm.com*. Hentet fra [www.meteonorm.com](https://www.meteonorm.com)

Nibio. (2023, 03 02). *Klassifikasjonssystem AR5*. Hentet fra <https://www.nibio.no/tema/jord/arealressurser/arealressurskart-ar5/klassifikasjonssystem-ar5>

Nibio Grunnfohold. (2023, 03 02). *Nibio Grunnfohold*. Hentet fra <https://www.nibio.no/tema/jord/arealressurser/arealressurskart-ar5/grunnforhold>

Nibio Kilden. (2023, 03 02). *Kilden*. Hentet fra [Kilden.nibio.no](https://kilden.nibio.no)

Norges Geologiske Undersøkelse. (2023, februar 23). *geo.ngu.no*. Hentet fra [geo.ngu.no](https://geo.ngu.no)

NVE Atlas. (2023, Februar 22). *www.atlas.nve.no*. Hentet fra [www.atlas.nve.no](https://www.atlas.nve.no)

Riksantikvaren. (2023, februar 22). Hentet fra [kulturminnesok.no](https://kulturminnesok.no): [www.kulturminnesok.no](https://www.kulturminnesok.no)

ut.no. (2023, februar 22). *ut.no*. Hentet fra [ut.no](https://www.ut.no): [www.ut.no](https://www.ut.no)

# PVsyst - Simulation report

## Grid-Connected System

R22 - Rygg Solkraftverk - Produksjonsestimat

NB: Bifacial gain disabled and handled in post-processing

Ground system (tables) on a hill

System power: 7245 kWp

Rygg miljøpark - Norway



Client



**Vestfold og Telemark**  
FYLKESKOMMUNE

Author

Norconsult AS (Norway)

Norconsult 

**PVsyst V7.3.2**

VC0, Simulation date:  
03/03/23 10:52  
with v7.3.2

**Project summary****Geographical Site**

**Rygg miljøpark**  
Norway

**Situation**

Latitude 59.30 °N  
Longitude 10.30 °E  
Altitude 108 m  
Time zone UTC+1

**Meteo data**

Mellem Hesby  
KVT TMY - Imported

**Monthly albedo values**

	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.
Albedo	0.55	0.60	0.47	0.29	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.21	0.28	0.44

**System summary****Grid-Connected System****PV Field Orientation**

Fixed plane  
Tilt/Azimuth 35.3 / -3.8 °

**Ground system (tables) on a hill****Near Shadings**

Linear shadings

**User's needs**

Unlimited load (grid)

**System information****PV Array**

Nb. of modules 13416 units  
Pnom total 7245 kWp

**Inverters**

Nb. of units 26 units  
Pnom total 6500 kWac  
Pnom ratio 1.115

**Results summary**

Produced Energy	7412612 kWh/year	Specific production	1023 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	80.26 %
Apparent energy	7818717 kVAh/year				

**Table of contents**

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Horizon definition	5
Near shading definition - Iso-shadings diagram	6
Main results	7
Loss diagram	8
Predef. graphs	9

**PVsyst V7.3.2**

VC0, Simulation date:  
03/03/23 10:52  
with v7.3.2

Norconsult AS (Norway)

**General parameters**

Grid-Connected System		Ground system (tables) on a hill			
<b>PV Field Orientation</b>		<b>Sheds configuration</b>		<b>Models used</b>	
<b>Orientation</b>		<b>Nb. of sheds</b>		Transposition Perez	
Fixed plane		397 units		Diffuse Perez, Meteonorm	
Tilt/Azimuth 35.3 / -3.8 °		<b>Sizes</b>		Circumsolar separate	
		Sheds spacing 8.43 m			
		Collector width 4.44 m			
		Ground Cov. Ratio (GCR) 52.7 %			
<b>Horizon</b>		<b>Near Shadings</b>		<b>User's needs</b>	
Average Height 0.8 °		Linear shadings		Unlimited load (grid)	
<b>Grid injection point</b>					
<b>Power factor</b>					
Cos(phi) (lagging) 0.950					

**PV Array Characteristics**

PV module		Inverter	
Manufacturer	Longi Solar	Manufacturer	Sungrow
Model	LR5-72HBD-540M G2 Bifacial	Model	SG250-HX
(Original PVsyst database)		(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	540 Wp	Unit Nom. Power	250 kVA
Number of PV modules	13416 units	Number of inverters	26 units
Nominal (STC)	7245 kWp	Total power	6500 kVA
Modules	516 Strings x 26 In series	Operating voltage	500-1450 V
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Pnom ratio (DC:AC)	1.11
Pmpp	6635 kWp	Power sharing within this inverter	
U mpp	975 V		
I mpp	6805 A		
<b>Total PV power</b>		<b>Total inverter power</b>	
Nominal (STC)	7245 kWp	Total power	6500 kVA
Total	13416 modules	Number of inverters	26 units
Module area	34657 m <sup>2</sup>	Pnom ratio	1.11
Cell area	32172 m <sup>2</sup>		

**Array losses**

Array Soiling Losses											
Average loss Fraction		6.2 %									
Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.
27.3%	19.0%	3.1%	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%	2.5%	15.6%
<b>Thermal Loss factor</b>				<b>DC wiring losses</b>				<b>Module Quality Loss</b>			
Module temperature according to irradiance				Global array res. 2.4 mΩ				Loss Fraction -0.8 %			
Uc (const) 29.0 W/m <sup>2</sup> K				Loss Fraction 1.5 % at STC							
Uv (wind) 0.0 W/m <sup>2</sup> K/m/s											
<b>Module mismatch losses</b>				<b>Strings Mismatch loss</b>							
Loss Fraction 2.0 % at MPP				Loss Fraction 0.1 %							



**PVsyst V7.3.2**

VC0, Simulation date:  
03/03/23 10:52  
with v7.3.2

Norconsult AS (Norway)

**Array losses**

**IAM loss factor**

Incidence effect (IAM): User defined profile

0°	25°	45°	60°	65°	70°	75°	80°	90°
1.000	1.000	0.995	0.962	0.936	0.903	0.851	0.754	0.000

**System losses**

**Auxiliaries loss**

constant (fans)            2.00 kW  
0.0 kW from Power thresh.  
Night aux. cons.            2.00 kW

**AC wiring losses**

**Inv. output line up to MV transfo**

Inverter voltage            800 Vac tri  
Loss Fraction                0.50 % at STC

**Inverter: SG250-HX**

Wire section (26 Inv.)      Alu 26 x 3 x 240 mm<sup>2</sup>  
Average wires length        80 m

**AC losses in transformers**

**MV transfo**

Medium voltage              22 kV

**One transfo parameters**

Nominal power at STC      3.59 MVA  
Iron Loss (24/24 Connexion) 3.59 kVA  
Iron loss fraction            0.10 % at STC  
Copper loss                    35.86 kVA  
Copper loss fraction        1.00 % at STC  
Coils equivalent resistance 3 x 1.78 mΩ

**Operating losses at STC (full system)**

Nb. identical MV transfos            2  
Nominal power at STC                7.17 MVA  
Iron loss (24/24 Connexion)        7.17 kVA  
Copper loss                              71.72 kVA



PVsyst V7.3.2

VCO, Simulation date: 03/03/23 10:52 with v7.3.2

Norconsult AS (Norway)

Horizon definition

Horizon from Meteorom web service, lat=59,3, lon=10,3024

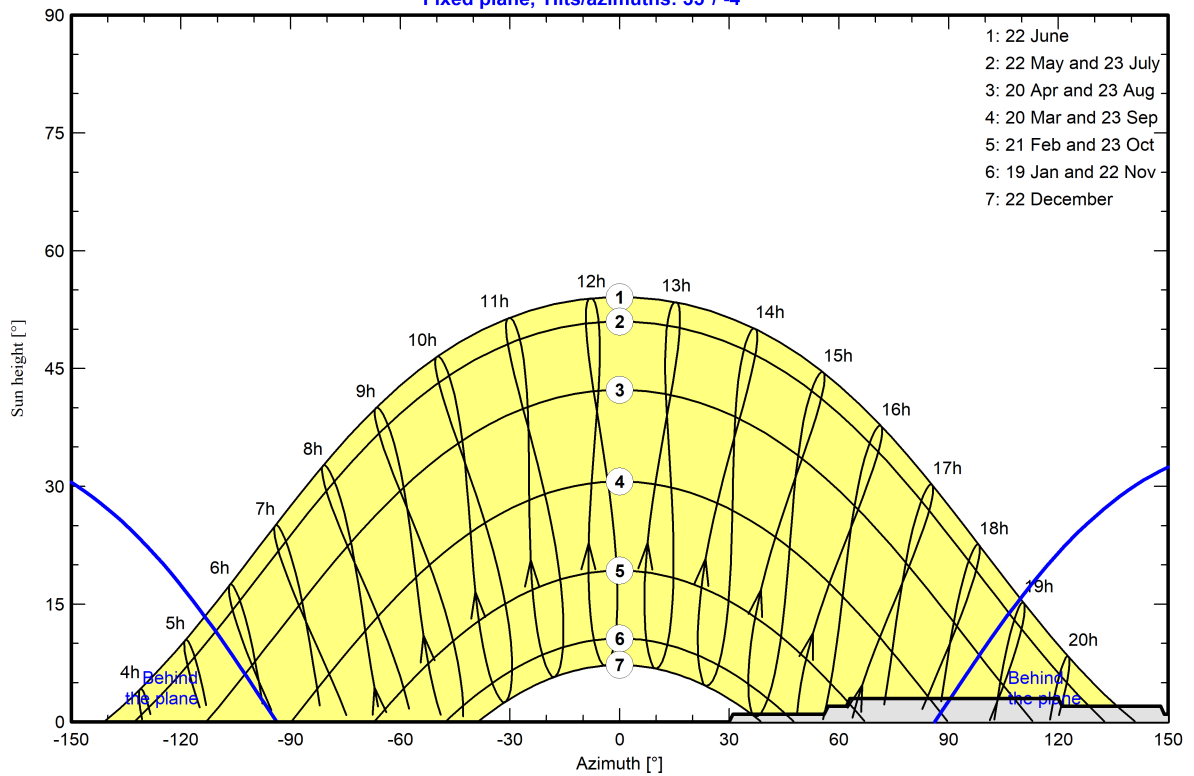
Average Height	0.8 °	Albedo Factor	0.99
Diffuse Factor	1.00	Albedo Fraction	100 %

Horizon profile

Azimuth [°]	-180	30	31	56	57	62	63	120	121	148	149	153	154	179
Height [°]	0.0	0.0	1.0	1.0	2.0	2.0	3.0	3.0	2.0	2.0	1.0	1.0	0.0	0.0

Sun Paths (Height / Azimuth diagram)

Fixed plane, Tilts/azimuths: 35°/ -4°



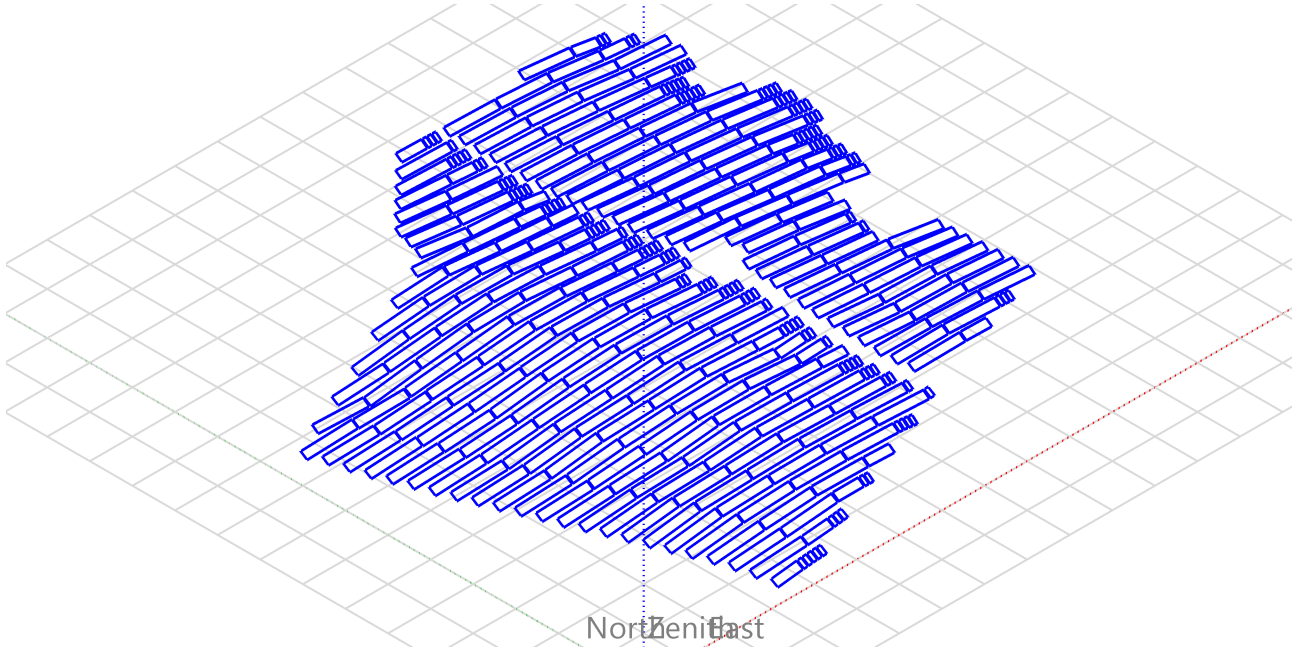


**PVsyst V7.3.2**

VC0, Simulation date:  
03/03/23 10:52  
with v7.3.2

**Near shadings parameter**

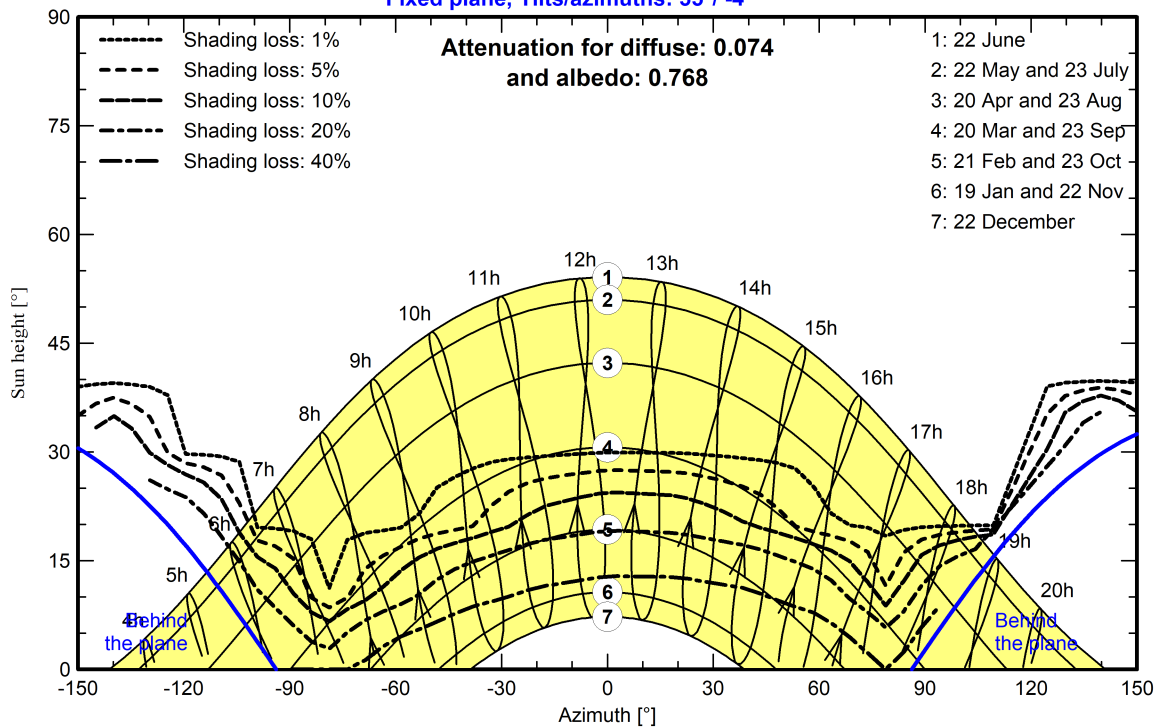
Perspective of the PV-field and surrounding shading scene



**Iso-shadings diagram**

**Orientation #1**

Fixed plane, Tilts/azimuths: 35°/ -4°





**PVsyst V7.3.2**

VC0, Simulation date:  
03/03/23 10:52  
with v7.3.2

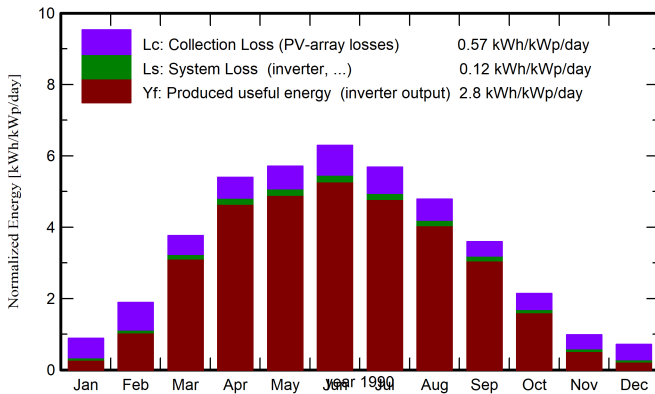
Norconsult AS (Norway)

**Main results**

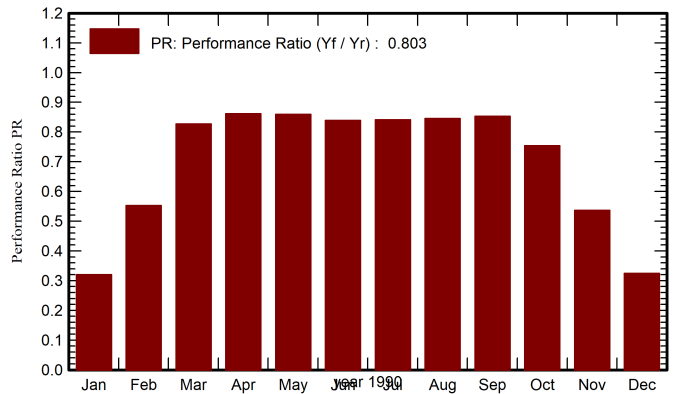
**System Production**

Produced Energy	7412612 kWh/year	Specific production	1023 kWh/kWp/year
Apparent energy	7818717 kVAh/year	Performance Ratio PR	80.26 %

**Normalized productions (per installed kWp)**



**Performance Ratio PR**



**Balances and main results**

	<b>GlobHor</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>DiffHor</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>T_Amb</b> °C	<b>GlobInc</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>GlobEff</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>EArray</b> kWh	<b>E_Grid</b> kWh	<b>PR</b> ratio
<b>Jan. 90</b>	10.1	6.01	-8.64	27.4	10.6	76838	63459	0.320
<b>Feb. 90</b>	26.8	14.95	-0.79	52.8	31.6	228199	211492	0.553
<b>Mar. 90</b>	75.3	33.01	1.21	116.8	103.4	728355	699776	0.827
<b>Apr. 90</b>	124.7	48.06	3.02	162.0	152.4	1047031	1010891	0.861
<b>May 90</b>	160.2	73.43	9.47	176.9	165.9	1141030	1101840	0.860
<b>June 90</b>	178.2	70.04	14.28	188.7	177.5	1188350	1147478	0.839
<b>July 90</b>	165.2	78.21	15.43	176.2	164.9	1113807	1074292	0.842
<b>Aug. 90</b>	125.3	59.34	14.47	148.4	139.5	943638	908687	0.845
<b>Sep. 90</b>	77.9	40.46	11.28	107.9	100.3	694128	666398	0.853
<b>Oct. 90</b>	38.7	21.47	7.71	66.2	54.4	382724	361551	0.754
<b>Nov. 90</b>	13.8	9.19	0.73	29.5	18.1	129692	114736	0.537
<b>Dec. 90</b>	7.6	4.76	-0.54	22.1	9.2	64938	52012	0.325
<b>Year</b>	1003.8	458.95	5.67	1274.8	1127.8	7738732	7412612	0.803

**Legends**

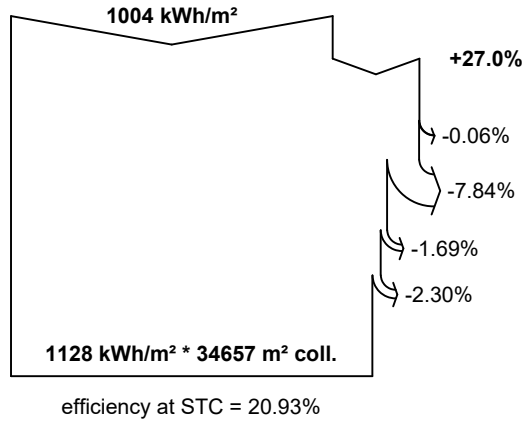
GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_Grid	Energy injected into grid
T_Amb	Ambient Temperature	PR	Performance Ratio
GlobInc	Global incident in coll. plane		
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings		



PVsyst V7.3.2

VCO, Simulation date:  
03/03/23 10:52  
with v7.3.2

Loss diagram



**Global horizontal irradiation**  
**Global incident in coll. plane**

- Far Shadings / Horizon
- Near Shadings: irradiance loss
- IAM factor on global
- Soiling loss factor

**Effective irradiation on collectors**

PV conversion

**Array nominal energy (at STC effic.)**

- PV loss due to irradiance level
- PV loss due to temperature
- Module quality loss

- Mismatch loss, modules and strings
- Ohmic wiring loss

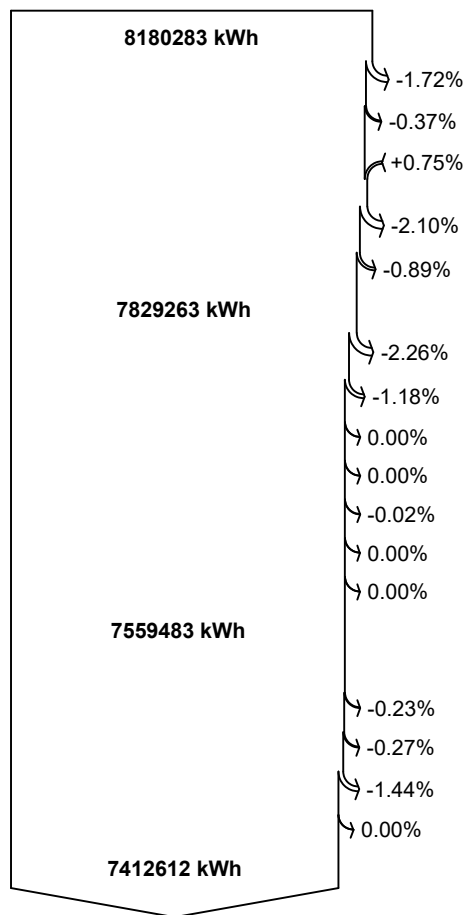
**Array virtual energy at MPP**

- Inverter Loss during operation (efficiency)
- Inverter Loss over nominal inv. power
- Inverter Loss due to max. input current
- Inverter Loss over nominal inv. voltage
- Inverter Loss due to power threshold
- Inverter Loss due to voltage threshold
- Night consumption

**Available Energy at Inverter Output**

- Auxiliaries (fans, other)
- AC ohmic loss
- Medium voltage transfo loss
- MV line ohmic loss

**Active Energy injected into grid**



Reactive energy to the grid: Aver. cos(phi) = 0.948

**Apparent energy to the grid**

2487070 kVARh  
7818717 kVAh



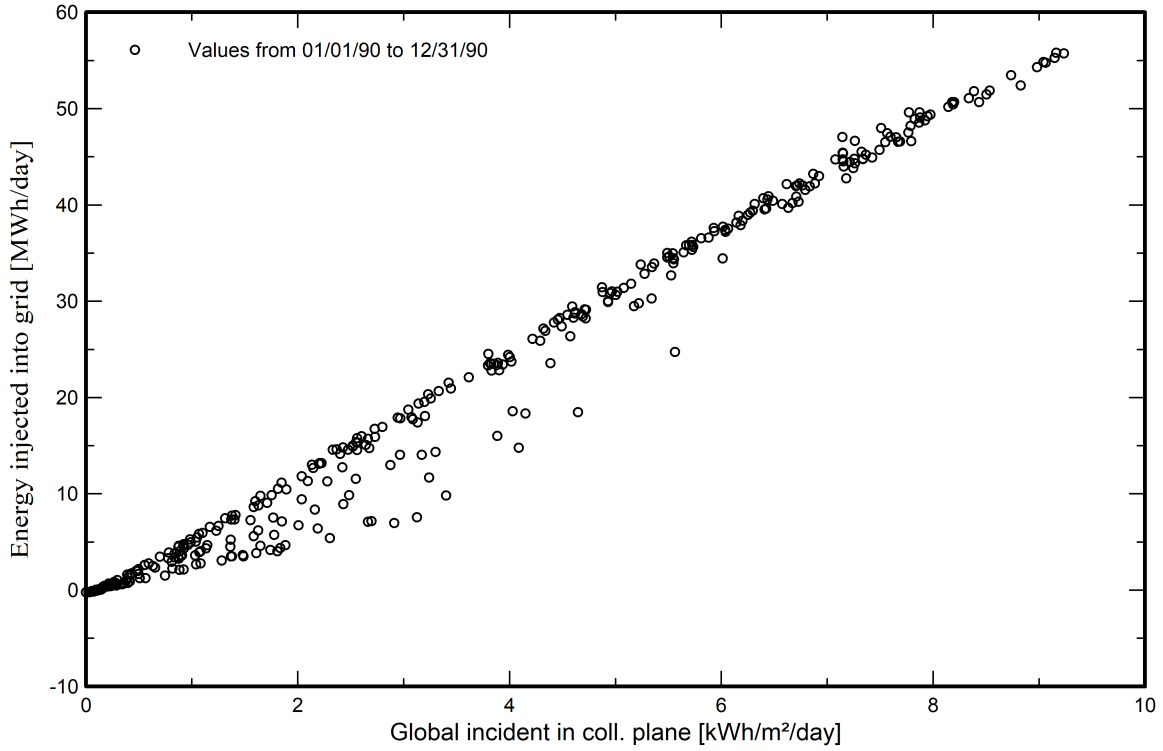
**PVsyst V7.3.2**

VC0, Simulation date:  
03/03/23 10:52  
with v7.3.2

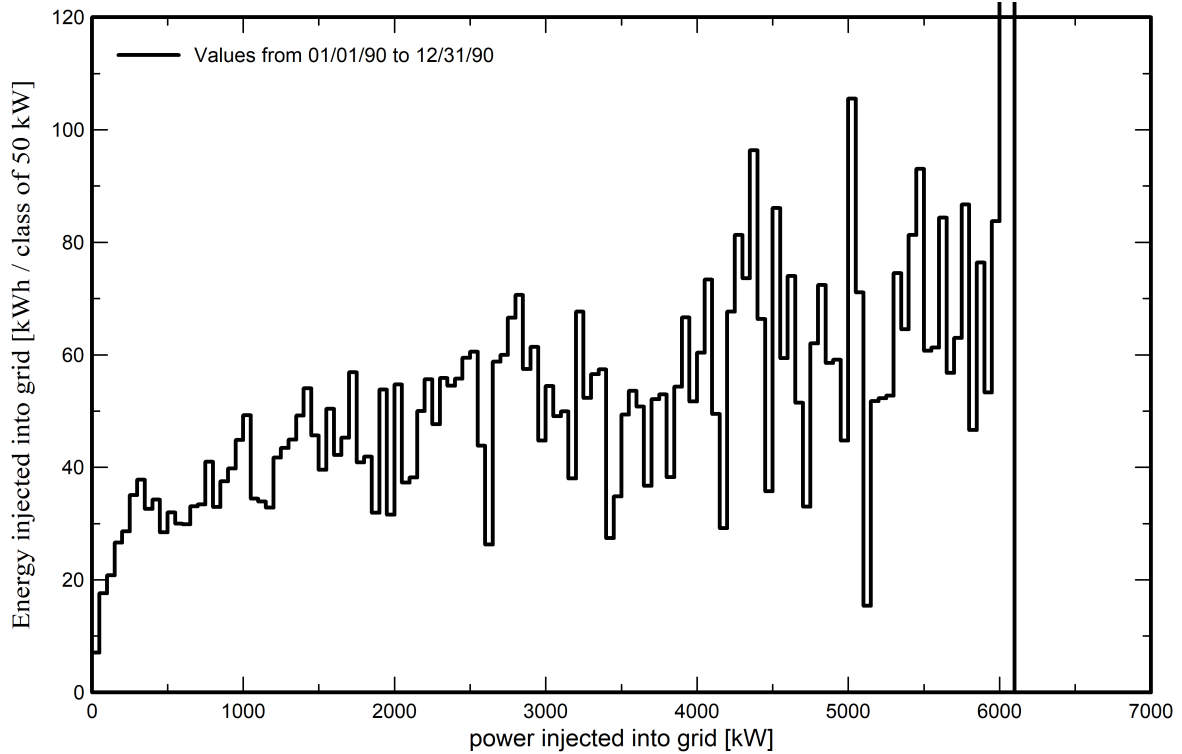
Norconsult AS (Norway)

**Predef. graphs**

**Daily Input/Output diagram**



**System Output Power Distribution**



## Control panel

### Control cells

PV generation and time series congruent	
Bifacial gain set up and calculated correctly if relevant	
Business model valid	
Payment profile valid	
Loan sized correctly	
Loan repaid	
Project costs add up to equity/loan/subsidy	
Plant fully depreciated	
Scenario graphs updated	

### Version

Version	Date	Description	Prepared	Checked	Approved
V03	2023-04-24	Revidert	OleWar	EinRin	MorGle
V02	2023-03-17	Revidert	OleWar	MorGle	MorGle
V01	2023-03-03	Leveranse	MorGle	OleWar	MorGle

## Inputs

### Project

Name		Rygg
Variant		E-10-00-11
Construction start		2025-03-01
Operations start		2025-06-01
Project duration	years	40
Grid limitation	MW	7
Irradiance (GlobHor)	kWh/m2	1 004

### PV plant

Type		Fixed-tilt
Nominal power	MWp	7,2
Plant footprint	ha	7,9
Module power	Wp	540
Module type		Bifacial
Inverter type		String
Module degradation	% p.a.	0,45 %

### Hybrid plant

Hybrid plant type		N/A
Nominal power	MWp	
Generation hybrid plant (year 1)	MWh	

### Investment

Min target equity IRR	%	6,00 %
Total equity	NOK	17 660 534
Total debt	NOK	41 207 912
Loan tenor	years	25
Grace period	months	-
All-in rate	%	3,08 %
WACC	%	3,48 %
Subsidy value	NOK	-
Total capital need	NOK	58 868 446
Specific capital need	NOK/MWp	8 176 173

### OPEX

Fixed operation costs (first full year)	NOK	1 078 215
Variable operation costs (first full year)	NOK	-
Total OPEX (disc. WACC)	NOK	32 549 506
Ongoing CAPEX (disc. WACC)	NOK	448 693

### Business model

	Share	Unit	Starting price
Feed-in tariff		NOK/MWh	N/A
PPA		NOK/MWh	N/A
FiT / PPA inflation		%	
Spot market, year 1	100 %	NOK/MWh	867,00

### Tax and depreciation

Average tax rate	%	22,0 %
Tax depreciation	years	25

## Outputs

### Generation

Performance ratio	%	80,3
Specific yield potential	MWh/MWp	1 063
Potential PV generation for sale (first full year)	MWh	7 652
Actual PV generation for sale (first full year)	MWh	7 652

### LCOE

Nominal LCOE	NOK/MWh	581,7
Real LCOE	NOK/MWh	581,7

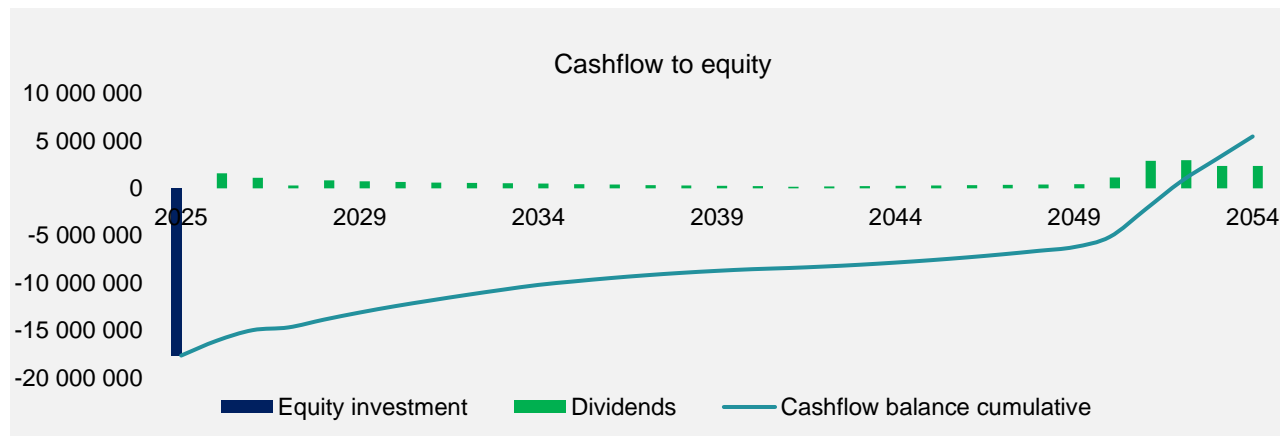
### Profitability

Project IRR (real after-tax)	%	2,14 %
Equity IRR	%	2,96 %
Equity payback	years	35,7
NPV	NOK	2 267 549
Satisfactory equity IRR		

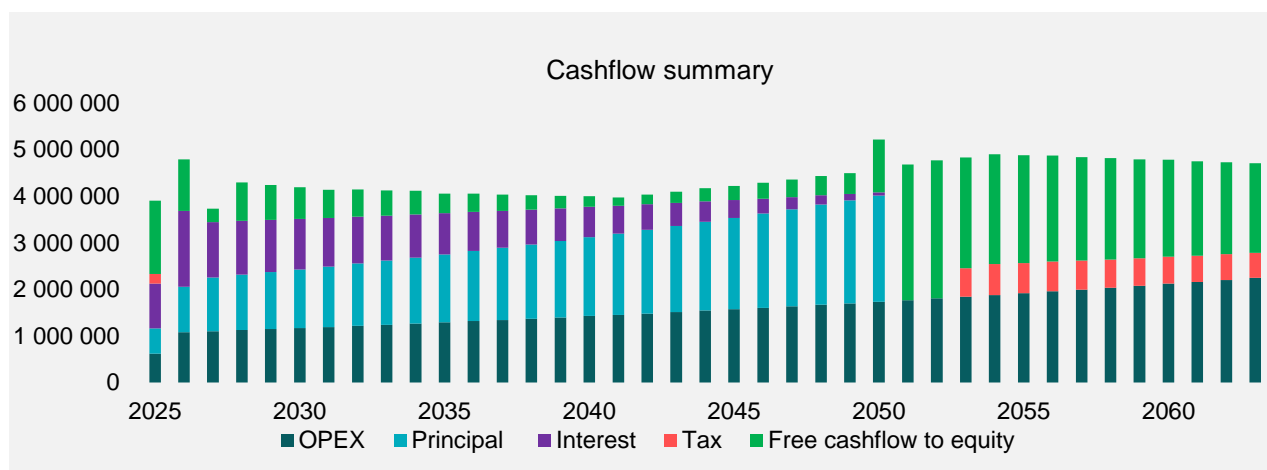
### Debt service

	Min date	
Min LLCR	2039-12-31	1,124x
Min DSCR	2041-12-31	1,068x
DSCR requirement satisfied		

### Cashflow to equity (NOK)



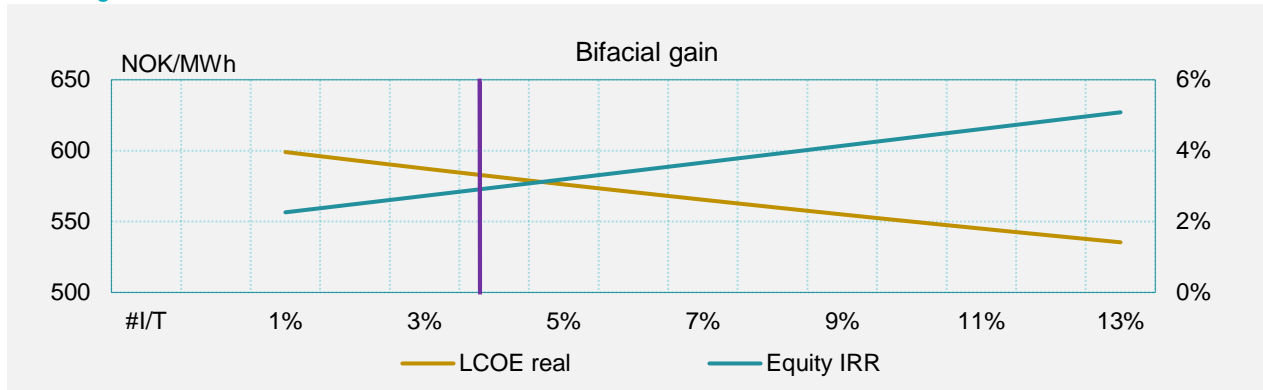
### Cashflow summary (NOK)



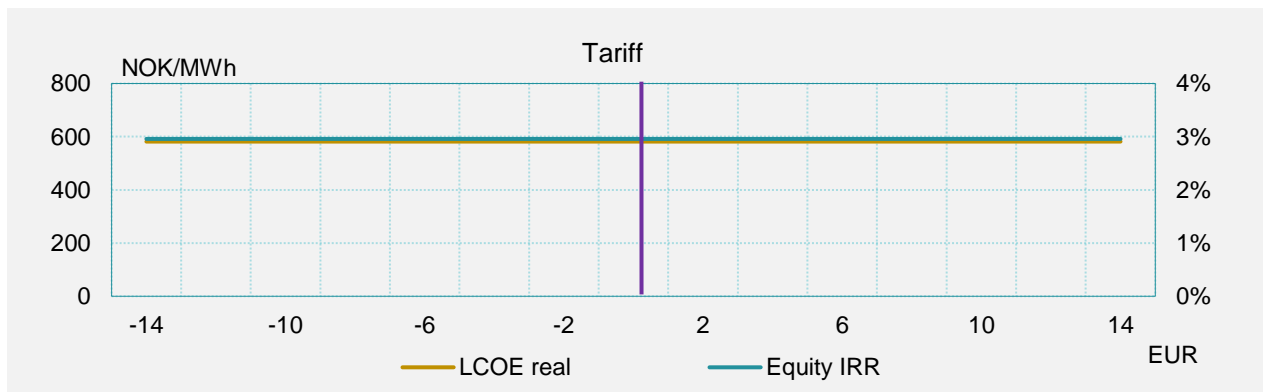
## Sensitivity analysis

Base cases marked with purple line

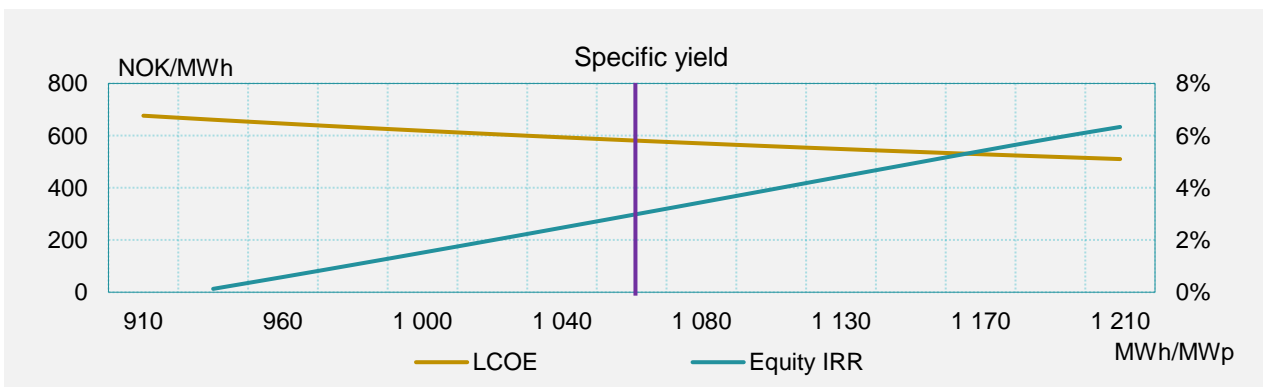
### Bifacial gain



### Tariff



### Specific yield



### System cost per kWp

