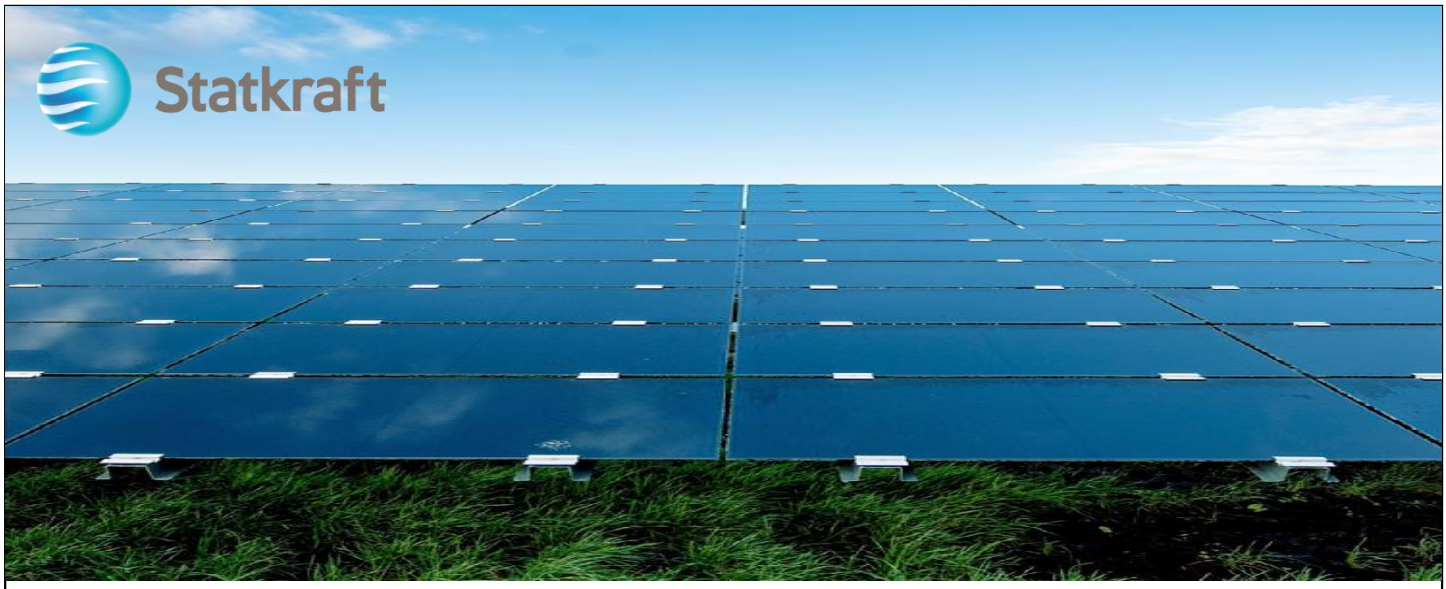

IMPIANTO AGRIVOLTAICO E OPERE DI CONNESSIONE

LA VALENTA

POTENZA IMPIANTO 22,66 MWp - COMUNE DI PREDOSA (AL)

Proponente

SKI 26 S.R.L.
VIA CARADOSSO 9 - 20123 MILANO - P.IVA: 11412940964 – PEC: ski26@pec.it

Progettazione

Ing. Antonello Ruttilio
VIA R. ZANDONAI 4 – 44124 - FERRARA (FE) - P.IVA: 00522150382 – PEC: incico@pec.it
Tel.: +39 0532 202613 – email: a.ruttilio@incico.com

antonello ruttilio
11.08.2023
10:27:00
GMT+01:00

Collaboratori

Ing. Lorenzo Stocchino
VIA R. ZANDONAI 4 – 44124 - FERRARA (FE) - P.IVA: 00522150382 – PEC: incico@pec.it
Tel.: +39 0532 202613 – email: l.stocchino@incico.com

Coordinamento progettuale

Envidev Consulting S.R.L.
CORSO VITTORIO EMANUELE II 287 – 00186 – ROMA (RM) – P.IVA:01653460558 – PEC: envidev_csrl@pec.it
Tel.: +39 3666 376 932 – email: francesco@envidevconsulting.com

Titolo Elaborato

STIMA PRODUCIBILITA'

LIVELLO PROGETTAZIONE	CODICE ELABORATO	FILE NAME	DATA
DEFINITIVO	PD_REL03	23ENV04_PD-REL03.00 - Stima Producibilità	31/07/2023

Revisioni

REV.	DATA	DESCRIZIONE	ESEGUITO	VERIFICATO	APPROVATO
0	31/07/23	EMISSIONE PER PERMITTING	LBO	LST	ARU

COMUNE DI PREDOSA (AL)

REGIONE PIEMONTE

STIMA PRODUCIBILITA’

INDICE

1. INTRODUZIONE 1
2. PROFILO DELL'ORIZZONTE 2
3. RISORSA SOLARE 3
   Fonte dei dati PVGIS 3
   Anno meteorologico tipico (P50) 3
   Albedo Terrestre 4
4. PERDITE 5
   Trasposizione della GHI sul piano inclinato 5
   Effetto delle ombre sul terreno 5
   Perdite per ombreggiatura lontana 5
   Ombreggiatura vicina 6
   Perdite per sporcizia e polvere 6
   Perdite per angolo d'incidenza (IAM) 6
   Modulo PV - Degrado annuale 7
   Perdita per livello di radiazione 7
   Perdite per temperatura 7
   Perdite per qualità del modulo 7
   Degrado indotto dalla luce (LID) 8
   Mismatch bifacciale 8
   Mismatch 8
   Campo solare – Perdite per ombreggiatura 8
   Campo solare – Perdite di cablaggio DC 8
   Perdite nell'inverter 8
   Perdite del cavo AC dall'inverter al trasformatore 9
   Cabina di trasformazione BT/AT – Perdita nel trasformatore della cabina di trasformazione BT/AT 9
   Perdite nella rete di alta tensione (cavi AT) 9
   Consumo ausiliare dell'impianto fotovoltaico 9
   Linea di AT alla rete 9
   Indisponibilità dell'impianto 9
5. RISULTATI DEL RENDIMENTO ENERGETICO 10
   Rendimento energetico e perdite del primo anno (P50) 10
   Consumo notturno del primo anno 12
   Produzione a 25 anni (P50) 12
   Stima probabilistica della produzione 13

1. INTRODUZIONE

Lo scopo di questo report è descrivere la metodologia utilizzata per calcolare il rendimento energetico dell'impianto fotovoltaico e presentare i risultati ottenuti.

Si mostra nella Tabella seguente un riassunto di questi risultati.

Tabella 1-1 Riassunto di risultati

Descrizione	Valore
Risorsa solare	
Irradiazione globale orizzontale	1453.1 kWh/m2
Temperatura media	13.77 °C
Fonte dei dati	NASA POWER
Rendimento energetico (anno 1)	
Produzione specifica	1565.0 kWh/kWp
Performance Ratio	84.80 %
Energia totale iniettata	35.47 GWh
Consumo totale di energia	-622.23 MWh
Rendimento energetico	34.8 GWh
Rendimento energetico (media di 25 anni)	
Produzione specifica	1473.0 kWh/kWp
Rendimento energetico	1001.5 GWh
Performance Ratio	79.81 %

I risultati del rendimento energetico sono stati calcolati considerando tutte le perdite subite fino al livello della SE

Di seguito sono riassunte le principali caratteristiche dell'impianto fotovoltaico.

Tabella 1-2 Caratteristiche del progetto

Progetto La Valenta	
Ubicazione	Italia, Piemonte
Potenza nominale (AC)	19.9 MWac
Potenza picco (CC)	22.7 MWdc
Rapporto DC/AC	1.14
Tipo di struttura	Inseguitore monoassiale
Moduli fotovoltaici (700.0 Wp)	32376
Cabina di trasformazione BT/AT (fino a 3437.0 kW)	7
Numero di inverter (fino a 250.0 kVA)	80
Area disponibile	25.36 ha

Il sistema di AC è stato dimensionato per soddisfare un requisito di fattore di potenza all'uscita della sottostazione, il cui valore è 1.000. Per soddisfare questo requisito, è stato stabilito che il fattore di potenza ai morsetti degli inverter sarà 0.997.

2. PROFILO DELL'ORIZZONTE

L'irraggiamento solare che raggiunge i moduli fotovoltaici cambierà se ci sono delle colline o delle montagne all'orizzonte. Questi ostacoli fisici bloccheranno la componente diretta dell'irradianza durante alcuni periodi della giornata ed avranno un impatto anche sulla componente diffusa. Pertanto, il profilo dell'orizzonte influisce direttamente sul rendimento energetico dell'impianto fotovoltaico.

La linea dell'orizzonte ha un'elevazione media di 0.8° ed un'elevazione massima di 1.9°. Durante l'anno, il sole sarà bloccato sulla linea dell'orizzonte per un totale di 36 ore. La fonte dei dati per la linea dell'orizzonte è stato il database PVGIS 5.2.

Si mostra nella Figura sottostante il valore dell'elevazione bloccata sull'intero intervallo azimut.

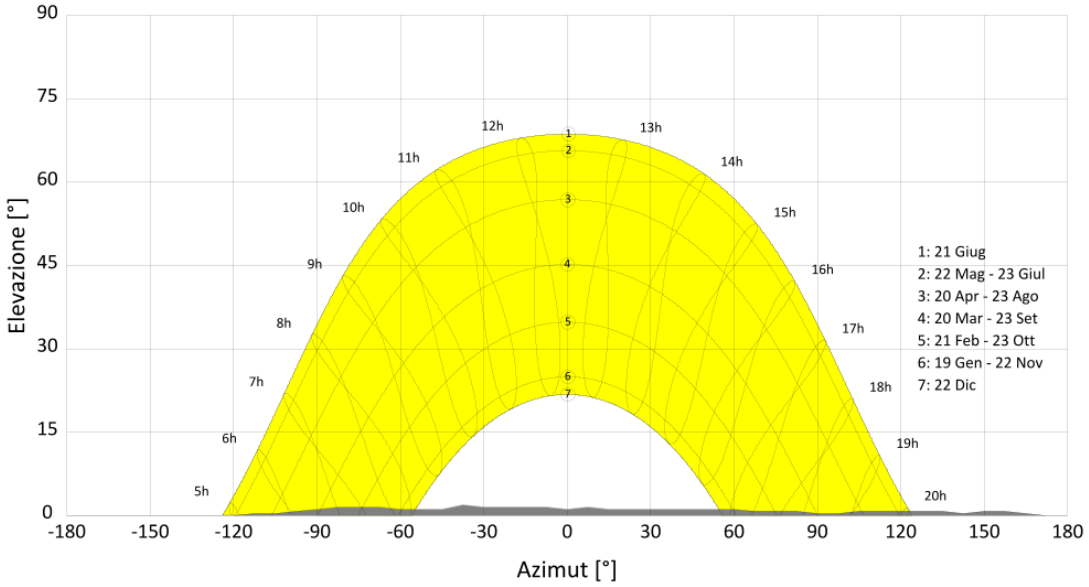

Figura 2-1 Profilo dell'orizzonte (fonte dei dati :PVGIS 5.2)

3. RISORSA SOLARE

Fonte dei dati PVGIS

La fonte usata per generare il TMY è stata NASA POWER. La risoluzione temporale della fonte è mensile.

Anno meteorologico tipico (P50)

L'anno meteorologico tipico (TMY – Typical Meteorological Year) è un insieme di valori rappresentativi di qualsiasi parametro meteorologico, per una data ubicazione. È dato in risoluzione oraria e deriva da dati meteorologici di lungo termine.

Tabella 3-1 Irradiazione e temperature mensile per il TMY

Mese	GHI [kWh/m2]	DHI [kWh/m2]	Temperatura
1	49.3	21.7	2.83 °C
2	66.6	28.3	4.53 °C
3	112.5	47.7	8.88 °C
4	144.0	62.4	13.1 °C
5	182.3	80.0	17.36 °C
6	200.4	81.9	22.14 °C
7	212.4	75.3	25.07 °C
8	181.4	67.5	24.72 °C
9	132.0	52.5	19.87 °C
10	82.2	38.4	14.35 °C
11	48.6	22.5	8.29 °C
12	41.5	17.7	3.43 °C
Anno	**1453.1**	**596.0**	**13.71 °C**

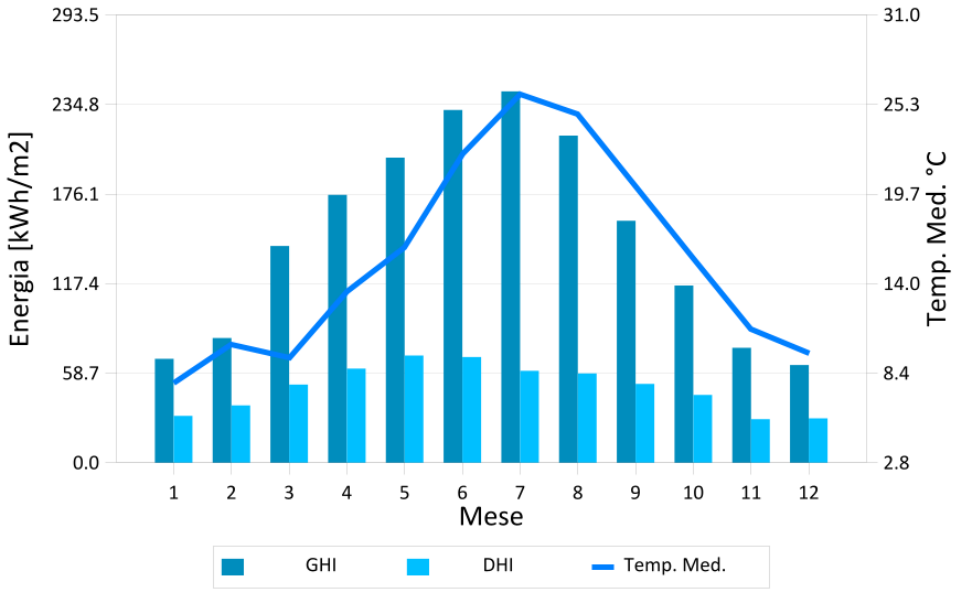

Figura 3-1 Rappresentazione della risorsa solare

Albedo Terrestre

Sono stati utilizzati dati di albedo terreste dal sensore MODIS (Moderate Resolution Imaging Spectroradiometer), uno strumento a bordo dei satelliti Terra e Aqua della NASA.

Il database ha una risoluzione temporale mensile, derivata da misurazioni effettuate tra 2000 e 2017. Il valore dell'albedo di ogni mese è stato calcolato come la media aritmetica di tutte le misurazioni disponibili per ogni mese.

La risoluzione spaziale è di 0.1 gradi in latitudine e 0.1 gradi in longitudine, che equivale a una griglia di 11x11km sull'equatore. Nelle ubicazioni più lontane dall'equatore, la risoluzione in chilometri aumenta.

Il valore medio dell'albedo per tutto l'anno è di 16,05% %.

Tabella 3-2 Valori mensili dell'albedo

Valori mensili dell'albedo	
Gennaio	19.13 %
Febbraio	19.82 %
Marzo	14.86 %
Aprile	15.78 %
Maggio	16.37 %
Giugno	16.09 %
Giulio	16.30 %
Agosto	15.55 %
Settembre	14.76 %
Ottobre	13.96 %
Novembre	13.13 %
Dicembre	16.83 %
Valore medio annuale	**16.05 %**

4. PERDITE

L'energia generata dipende:

- dal sito di installazione (latitudine, radiazione solare disponibile, temperatura, riflettanza della superficie antistante i moduli);
- dall'esposizione dei moduli: angolo di inclinazione (Tilt) e angolo di orientazione (Azimut);
- da eventuali ombreggiamenti o insudiciamenti del generatore fotovoltaico;
- dalle caratteristiche dei moduli: potenza nominale, coefficiente di temperatura, perdite per disaccoppiamento o mismatch;
- dalle caratteristiche del BOS (Balance Of System).

Il valore del BOS può essere stimato direttamente oppure come complemento all'unità del totale delle perdite di seguito riportate

Trasposizione della GHI sul piano inclinato

L'irradiazione che arriva sul piano inclinato è calcolata dalla trasposizione della radiazione globale sul piano inclinato. A causa dell'angolo inclinato dei moduli, la trasposizione comporta un guadagno rispetto alla radiazione un piano orizzontale riceverebbe. Questo guadagno sarà maggiore se la struttura del montaggio ha un inseguitore monoassiale.

La trasposizione della GHI sul piano inclinato nel lato anteriore ha portato un guadagno di +27.03 %.

Sul lato posteriore, è stata calcolata la trasposizione della radiazione riflessa per il terreno al piano inclinato. Inoltre, il piano inclinato percepisce radiazione diffusa e radiazione diretta. La trasposizione ha portato un guadagno di +15.02 %.

Effetto delle ombre sul terreno

Le ombre proiettate a terra dalle strutture portano ad una perdita di radiazioni riflesse dal terreno. Alcuni parametri, come la distanza tra le file, l'altezza minima della struttura o la frazione di trasparenza, influiscono in modo particolare su questa perdita.

È stato considerato un valore di 0.00 % per modellare la trasparenza della struttura e dei moduli.

La perdita dovuta alle ombre sul terreno è stata di -67.28 %.

Perdite per ombreggiatura lontana

La presenza di ostacoli sulla linea dell'orizzonte (come colline o edifici) avrà un impatto negativo sull'irraggiamento che raggiunge i moduli fotovoltaici. Ciò si verificherà nelle ore del giorno in cui l'elevazione del sole è più bassa. Un ostacolo è solitamente considerato parte del profilo dell'orizzonte se le dimensioni della sua ombra sono più di dieci volte superiori a quelle dell'impianto fotovoltaico. Le perdite per ombreggiatura lontana si calcolano contro un ipotetico impianto senza ostacoli all'orizzonte. Nella Figura sottostante viene mostrato il profilo dell'orizzonte considerato.

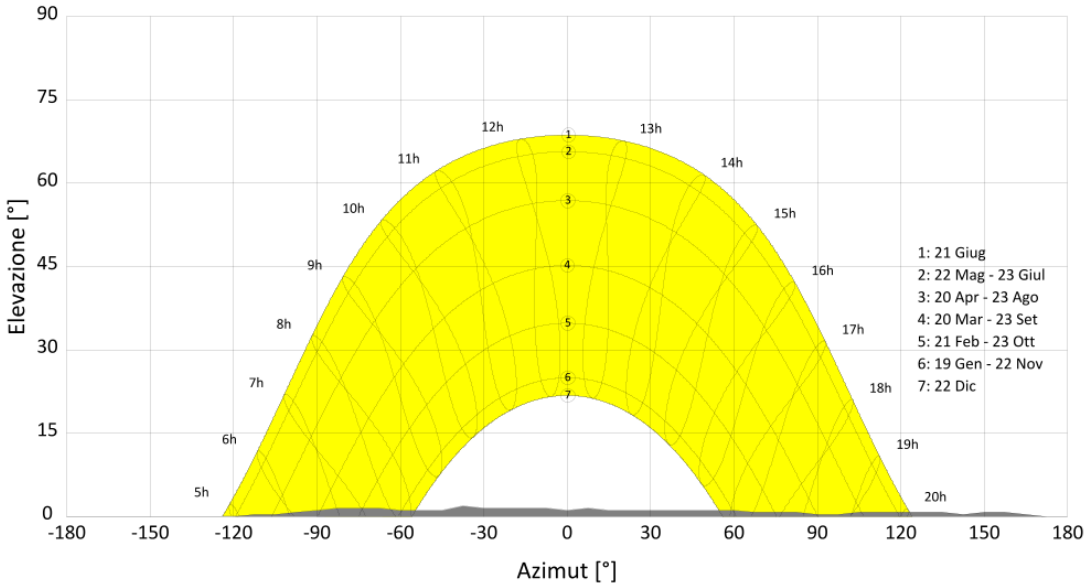

Figura 4-1 Profilo dell'orizzonte (fonte: PVGIS 5).

Tenendo conto di questo profilo di orizzonte, le perdite sono state stimate a -0.16 % sul lato anteriore.

Sul lato posteriore, il profilo dell'orizzonte è considerato solo per la componente diretta, risultando una perdita di 0.00 %.

Ombreggiatura vicina

Nei momenti della giornata in cui l'elevazione solare è bassa, si possono produrre ombre tra le file dei moduli fotovoltaici. Queste ombre provocano una riduzione della radiazione ricevuta sui moduli ombreggiati.

La perdita annuale dovuta alle ombre vicine sul lato anteriore è stata -2.95 %. Ciò è dovuto alle ombre proiettate da una struttura all'altra.

Parte della radiazione riflessa dal terreno è bloccata dalle strutture stesse e dalla trave di torsione. Il valore della perdita dovuta alle ombre vicine sul lato posteriore è stato di -18.74 %.

Perdite per sporcizia e polvere

Il deposito di polvere e sporcizia sulla superficie dei moduli provoca una riduzione della potenza del generatore fotovoltaico. A parità di sporcizia, l'impatto energetico di questo fenomeno è maggiore per i raggi obliquamente incidenti che per quelli perpendicolari.

La perdita di sporco viene facilmente ridotta al minimo pulendo regolarmente i moduli fotovoltaici. Inoltre, viene ridotta ogni volta che le condizioni atmosferiche provocano la rimozione dello sporco dalla loro superficie (attraverso la pioggia o il vento). Tuttavia, in condizioni transitorie di elevato inquinamento, la perdita può raggiungere l'8%, ad esempio tra un'operazione di pulizia e l'altra. Altre condizioni che influenzano la perdita di sporco sono la vicinanza delle strade, le caratteristiche del terreno o l'angolo di inclinazione dei moduli.

La perdita di sporco sulla faccia anteriore è modellata come un valore medio costante per tutto l'anno, con un valore di -2,00%.

Lo sporco sul retro è modellato come un valore medio costante per tutto l'anno, con un valore dello 0,00%.

Perdite per angolo d'incidenza (IAM)

Le perdite angolari si producono quando l'incidenza della radiazione solare sulla superficie del modulo ha un angolo diverso da 0º. Questa perdita è diversa da quella per l'effetto coseno ed è dovuta alla riflessione della luce solare nella superficie

del vetro del modulo fotovoltaico. Questa perdita viene calcolata utilizzando un coefficiente IAM (Incidence Angle Modifier), il cui valore dipende delle proprietà del di cui è fatto il vetro del modulo fotovoltaico.

Le perdite per angolo d'incidenza sulla faccia anteriore del modulo sono state modellate secondo le specifiche del produttore, utilizzando il profilo personalizzato che si trova nel file PAN.

Le perdite per angolo d'incidenza sulla faccia posteriore del modulo sono state modellate secondo il modello aria-vetro per vetri normali, con un indice di rifrazione pari a 1.526 (parametro n).

Le perdite per angolo d'incidenza nella faccia anteriore del modulo sono di -0.21 %, e nella faccia posteriore del modulo hanno un valore di -9.30 %.

Modulo PV - Degrado annuale

Quando i moduli sono esposti per la prima volta alla luce solare, avviene un degrado iniziale delle prestazioni del modulo, conosciuto come Light Induced Degradation Loss (LID).

Dopo questo degrado, si verifica un processo più a lungo termine che si traduce in una perdita di prestazioni annuale.

Questo degrado si verifica a causa della corrosione dei conduttori e di un graduale cedimento del back-sheet del retro del modulo. Condizioni atmosferiche come oscillazioni di temperatura elevate, pioggia, umidità ambientale e salinità possono accelerare la corrosione.

Il valore di degrado annuale è -0.30 % per il primo anno di funzionamento, e -0.30 % per gli anni successivi.

Perdita per livello di radiazione

La perdita per livello di radiazione si riferisce alla produzione inferiore dei moduli fotovoltaici quando la radiazione è inferiore a 1000 W/m2 (condizioni STC).

Il valore di questa perdita è di +0.11 %.

Perdite per temperatura

La produzione delle celle fotovoltaiche diminuisce quando la temperatura di operazione è elevata. La perdita viene influenzata dalle caratteristiche del modulo fotovoltaico. La temperatura di cella è sempre più alta dalla temperatura ambiente.

È stato considerato un valore di 29.00 W/m2/K per la componente constante del coefficiente di trasmittanza termica. Il valore della componente di vento è di 0.00 W·s/m3/K.

La perdita annuale dovuta alla temperatura di cella del modulo è di -3.54 %.

Perdite per qualità del modulo

La potenza nominale dei moduli fotovoltaici prodotti in serie varia da modulo a modulo. Questa dispersione del rendimento del modulo è generalmente modellata come una percentuale di variazione rispetto alla potenza nominale in condizioni STC. La dispersione si traduce spesso in un guadagno netto, in quanto i produttori di solito cercano tolleranze più strette per avere un rendimento leggermente superiore a quello nominale.

Il guadagno dovuto alla dispersione della qualità del modulo è di +0.70 %.

Degrado indotto dalla luce (LID)

Il degrado indotto dalla luce avviene durante le prime ore di esposizione alla luce solare del modulo fotovoltaico. Dopo queste prime ore iniziali, il degrado si stabilizza e rimane constante durante il ciclo di vita restante del modulo. Questo effetto non viene riflesso normalmente nella scheda tecnica del modulo.

Il valore della perdita per digrado indotto dalla luce è di 0.00 %.

Mismatch bifacciale

Il mismatch bifacciale è causato dall'illuminazione eterogenea sulla faccia posteriore. Si tratta di un effetto più pronunciato quando si utilizzano inseguitori 1V, in cui la trave di torsione blocca parte della luce che raggiunge la faccia posteriore.

È stato considerato un valore di 3.00 % per il mismatch bifacciale. Questo valore non è direttamente usato per la perdita per mismatch bifacciale, ma si applica di modo proporzionale al rapporto di radiazione anteriore a posteriore.

La perdita per mismatch bifacciale conseguente è di -0.11 %.

Mismatch

Le perdite per mismatch si riferiscono al fatto che i moduli collegati in serie che formano un array hanno caratteristiche elettriche diverse. Ciò significa che i moduli non sono sempre in grado di funzionare al loro punto di funzionamento di massima potenza.

Il valore della perdita è costante durante tutto l'anno, -1.00 %.

Campo solare – Perdite per ombreggiatura

La presenza di ombreggiature parziali in un array di moduli fotovoltaici risulta in perdite per mismatch tra i moduli ombreggiati parzialmente e quelli non illuminati. Queste perdite possono essere minimizzate aumentando la distanza tra le file, o utilizzando backtracking se la struttura è tipo inseguitore.

Le perdite per ombreggiatura nel campo sono di 0.00 %.

Campo solare – Perdite di cablaggio DC

C'è una perdita dovuta all'effetto Joule nella trasmissione elettrica dell'alimentazione di DC. Questa perdita accade nei cavi che collegano le stringhe di moduli fotovoltaici ai quadri di stringa ed agli inverter (o direttamente agli inverter se l'impianto è progettato usando un sistema di bus di DC).

Il valore delle perdite di trasmissione dipende dalle sezioni trasversali e le lunghezze dei cavi, che di solito vengono calcolate specificando un valore per la caduta di tensione in condizioni di STC.

La media della perdita oraria nei cavi DC è stata di -1.27 %.

Perdite nell'inverter

La perdita principale dell'inverter elettrico è la conversione da DC a AC, di solito conosciuta come perdita d'efficienza. Possono avere ulteriori perdite se il dimensionamento del campo DC rispetto alla potenza nominale dell'inverter non è ottimale (perdite nella finestra di funzionamento dell'inverter).

Le perdite combinate nell'inverter sono state di -1.96 % (questo valore include la perdita d'efficienza, le perdite della finestra di funzionamento e le perdite di consumo ausiliario).

Il fattore di potenza (coseno di phi) all'uscita dell'inverter è 0.997.

Perdite del cavo AC dall'inverter al trasformatore

Le perdite subite nei cavi AC a causa dell'effetto Joule dipendono dalle sezioni e le lunghezze dei cavi. In generale, la perdita è specificata come una percentuale di caduta di tensione in condizioni STC. A causa della breve lunghezza dei cavi che collegano l'inverter al trasformatore, questa perdita è generalmente bassa.

Le perdite del cavo di AC nei cavi che collegano gli inverter agli trasformatori sono state di 2.56 %.

Cabina di trasformazione BT/AT – Perdita nel trasformatore della cabina di trasformazione BT/AT

Le perdite del trasformatore di potenza sono doppie: un valore di perdita costante, conosciuto come perdite di ferro o nucleo, e una perdita dipendente dalla potenza convertita, conosciuta come perdita di rame o di avvolgimento. Sebbene queste perdite siano generalmente molto basse, poiché il trasformatore ha un'efficienza molto elevata, devono essere considerate.

Le perdite derivanti dai componenti di ferro e di rame hanno un valore di -0.23 % e -0.62 %, rispettivamente.

La perdita media annua nei trasformatori della cabina di trasformazione è -0.85 %.

Perdite nella rete di alta tensione (cavi AT)

Le perdite subite nella rete di AT dovuto all'effetto Joule dipendono dalle sezioni e dalle lunghezze dei cavi. In generale, la perdita è specificata come una percentuale di caduta di tensione in condizioni STC.

La rete di alta tensione è costituita da una serie di linee che collegano i trasformatori delle cabine di trasformazione alle celle della sottostazione. La energia perduta nella rete è di -0.29 %.

Consumo ausiliare dell'impianto fotovoltaico

L'impianto fotovoltaico consuma parte dell'energia che produce per alimentare i propri sistemi, come i dispositivi di sicurezza, attrezzature per la pulizia o l'illuminazione notturna. Questi consumi potrebbero anche esserci durante la notte.

I consumi ausiliari dell'impianto fotovoltaico comportano una perdita di -1.18 %.

Linea di AT alla rete

La perdita subita nella linea AC che collega l'impianto fotovoltaico alla rete è dovuta all'effetto Joule e dipende dalla sezione trasversale e la lunghezza dei cavi. In generale, la perdita è specificata come percentuale di caduta di tensione in condizioni STC.

La perdita della linea di alta tensione AC è stata di -1.2 %.

Indisponibilità dell'impianto

L'indisponibilità dell'impianto fotovoltaico è stata stimata in 0.00 %. L'indisponibilità accade a causa delle operazioni di manutenzione programmate, che può richiedere che l'impianto non sia produttivo e le fermate non programmate dovuto a circostanze inaspettate. Il valore della perdita dipende dell'ubicazione dell'impianto.

5. RISULTATI DEL RENDIMENTO ENERGETICO

Nella Tabella seguente si mostra una sintesi dei risultati per il primo anno. Il performance ratio è stato calcolato utilizzando la radiazione frontale, che può portare ad un PR maggiore da 100% per simulazione bifacciali con una radiazione nella faccia posteriore molto elevata.

Tabella 5-1 Sintesi dei risultati per il primo anno.

Descrizione	Valore	Unità
Produzione del primo anno	35.47	GWh
Performance ratio	84.80 %	-
Produzione specifica	1565.0	kWh/kWp
Guadagno bifacciale	3.02 %	-

Rendimento energetico e perdite del primo anno (P50)

I risultati d'irradiazione nella faccia anteriore si mostrano nella Tabella 5-2, e i risultati della faccia posteriore nella Tabella 5-3. Le perdite subite dopo la conversione fotovoltaica si mostrano nella Tabella 5-4 per il primo anno di produzione.

Tabella 5-2 Risultati d'irradiazione per la faccia anteriore

Descrizione	Valore	Unità	Perdita
Risorsa solare			
Irradiazione globale orizzontale	1452.9	kWh/m2	
Globale incidente piano ricezione	1845.6	kWh/m2	+27.03 %
Ombre lontane/Profilo di ostacoli	1842.6	kWh/m2	-0.16 %
Ombre vicine: perdita d'irraggiamento	1788.3	kWh/m2	-2.95 %
Perdite per sporcizia e polvere	1752.5	kWh/m2	-2.00 %
Fattore IAM globale	1748.9	kWh/m2	-0.21 %
Irradiazione efficace nella faccia anteriore	**1748.9**	**kWh/m2**	

Tabella 5-3 Risultati d'irradiazioni per la faccia posteriore

Descrizione	Valore	Unità	Perdita
Risorsa solare			
Irradiazione globale orizzontale	1452.9	kWh/m2	
Irradiazione riflessa per il terreno	231.3	kWh/m2	-84.08 %
Trasposizione al piano di ricezione	266.0	kWh/m2	+15.02 %
Effetto delle ombre sul terreno	87.0	kWh/m2	-67.28 %
Ombre lontane/Profilo di ostacoli	87.0	kWh/m2	0.00 %
Ombre vicine: perdita d'irraggiamento	70.7	kWh/m2	-18.74 %
Perdite per sporcizia e polvere	70.7	kWh/m2	0.00 %
Fattore IAM globale	64.1	kWh/m2	-9.30 %
Irradiazione efficace nella faccia posteriore	**64.1**	**kWh/m2**	

Tabella 5-4 Rendimento e perdite del primo anno

Descrizione	Valore	Unità	Perdita
Risorsa solare			
Irradiazione efficace nella faccia anteriore	1748.9	kWh/m2	
Irradiazione efficace nella faccia posteriore	64.1	kWh/m2	
Irradiazione efficace nei ricevitori	**1813.0**	**kWh/m2**	
Conversione fotovoltaica (efficienza nominale)			
Area totale di moduli	100571	m2	
Energia ricevuta nei moduli	182.3	GWh	
Energia efficace dopo aver applicato il fattore di bifaccialità	181.4	GWh	-0.53 %
Efficienza STC	22.59	%	
Energia nominale	**40.98**	**GWh**	
Perdite del modulo			
Degrado del modulo	40.86	GWh	-0.30 %
Perdita PV dovuto al livello d'irraggiamento	40.9	GWh	+0.11 %
Perdita PV dovuto alla temperatura	39.46	GWh	-3.54 %
Correzione spettrale	39.46	GWh	0.00
Perdita di qualità del modulo	39.73	GWh	+0.70 %
LID (Light Induced Degradation)	39.73	GWh	0.00 %
Mismatch bifacciale	39.69	GWh	-0.11 %
Perdita di mismatch tra moduli	39.29	GWh	-1.00 %
Perdite di mismatch per le ombre	39.29	GWh	0.00 %
Perdita ohmica del cablaggio	38.79	GWh	-1.27 %
Energia disponibile all'ingresso del inverter	**38.79**	**GWh**	
Conversione DC ad AC nell'inverter			
Perdita dell'inverter dovuto alla soglia di tensione	38.79	GWh	0.00 %
Perdita dell'inverter dovuto a massima tensione	38.79	GWh	0.00 %
Perdita per soglia di potenza minima	38.79	GWh	0.00 %
Perdita per limite di potenza massima	38.61	GWh	-0.48 %
Consumo ausiliare	38.61	GWh	0.00 %
Perdita di conversione (efficienza)	38.03	GVAh	-1.48 %
Energia disponibile nell'uscita del inverter	**38.03**	**GWh**	
Perdite nel sistema di alta tensione			
Perdite ohmiche AC dall'inverter al trasformatore	37.06	GWh	-2.56 %
Perdite di ferro del trasformatore	36.97	GWh	-0.23 %
Perdite di rame del trasformatore	36.74	GWh	-0.62 %
Perdite ohmiche cablaggio AT	36.64	GWh	-0.29 %
Energia disponibile all'uscita del sistema di AT	**36.64**	**GWh**	
Energia reattiva disponibile all'uscita del sistema di AT	0.01	GVArh	
Fattore di potenza all'uscite del sistema di AT	1.000		
Perdite nella sottostazione			
Perdite per consumo ausiliare dell'impianto	36.2	GWh	-1.18 %
Perdite di ferro nel trasformatore della sottostazione	36.12	GWh	-0.24 %
Perdite di rame nel trasformatore della sottostazione	35.9	GWh	-0.60 %
Perdita per limitazione al punto di consegna	35.9	GWh	0.00 %
Energia disponibile all'uscita della sottostazione	**35.9**	**GWh**	
Energia reattiva disponibile all'uscita della sottostazione	-3.28	GVArh	
Fattore di potenza all'uscita della sottostazione	0.996		
Linea di alta tensione e disponibilità			
Perdite dalla sottostazione a rete (linea AT)	35.47	GWh	-1.20 %
Perdite di disponibilità dell'impianto	35.47	GWh	0.00 %
Perdite di disponibilità della rete	35.47	GWh	0.00 %

SKI 26 S.r.l. | Società con Socio Unico |Sede Legale: Via Caradosso, 9, 20123 Milano
Indirizzo PEC: ski26@pec.it
P.IVA 11412940964 e C.F.: 12128980963| Capitale Sociale: Euro 10.000,00 i.v.
Iscritta presso il Registro delle Imprese di Milano – REA 2642373
Società soggetta all'attività di direzione e coordinamento di STATKRAFT ITALIA S.R.L.

ENERGIA TOTALE INIETTATA	**35.47**	**GWh**	
ENERGIA REATTIVA TOTALE INIETTATA	-3.28	GVArh	
FATTORE DI POTENZA NEL PUNTO DI CONSEGNA	0.996		

Consumo notturno del primo anno

Nella Tabella 5-5 si mostrano i consumi notturni dell'impianto fotovoltaico del primo anno. I consumi notturni vengono dalla perdita notturna dell'inverter, le perdite di ferro nei trasformatori, ed il consumo ausiliare dell'impianto.

Il consumo d'energia ha avuto un valore totale di -622.23 MWh, che significa il 0.00 % dell'energia totale prodotta di 35.47 GWh..

Tabella 5-5 Consumi notturni per il primo anno

Descrizione	Valore	Unità	Percentuale del totale
Inverter			
Consumo notturno dell'inverter	-0.67	MWh	0.11 %
Cabina di trasformazione			
Perdite di ferro del trasformatore	-88.78	MWh	14.27 %
Sottostazione			
Consumo ausiliare dell'impianto	-443.84	MWh	71.33 %
Perdita di ferro del trasformatore della sottostazione	-88.78	MWh	14.27 %
CONSUMO TOTALE DI ENERGIA	**-622.23**	**MWh**	**99.97 %**

Produzione a 25 anni (P50)

La produzione dell'impianto fotovoltaico è stata calcolata per un periodo di 30 anni. Nella Tabella 5-6 la produzione, produzione specifica e il performance ratio si mostrano per ogni anno.

Tabella 5-6 Risultati per il periodo di 30 anni

Anno	Produzione [GWh]	Produzione specifica [kWh/kWp]	Performance ratio [%]
1	34.8	1537.6	83.31
2	34.7	1533.2	83.07
3	34.6	1528.9	82.84
4	34.5	1524.5	82.60
5	34.5	1520.1	82.36
6	34.4	1515.7	82.12
7	34.3	1511.3	81.88
8	34.1	1506.8	81.64
9	34.0	1502.4	81.40
10	33.9	1498.0	81.16
11	33.8	1493.5	80.92
12	33.7	1489.0	80.68
13	33.6	1484.6	80.44
14	33.5	1480.1	80.19
15	33.4	1475.6	79.95
16	33.3	1471.1	79.71
17	33.2	1466.6	79.46
18	33.1	1462.0	79.22
19	33.0	1457.5	78.97
20	32.9	1453.0	78.73

21	32.8	1448.4	78.48
22	32.7	1443.8	78.23
23	32.6	1439.3	77.98
24	32.5	1434.7	77.74
25	32.4	1430.1	77.49
26	32.3	1425.6	77.24
27	32.2	1421.0	76.99
28	32.1	1416.4	76.74
29	32.0	1411.8	76.49
30	31.9	1407.2	76.24
Total	**1001.5**	**1473.0**	**79.8**

Stima probabilistica della produzione

La stima probabilistica della produzione è un'analisi statistica. Può essere utilizzata per verificare l'effetto che alcune incertezze hanno sulla produzione nel corso di diversi anni. Il peso di queste incertezze viene quantificato utilizzando la deviazione standard (valore sigma), che rappresenta la variabilità annuale attesa. Può essere utilizzata per considerare le incertezze nei dati meteorologici, nelle prestazioni delle apparecchiature o nel degrado a lungo termine.

L'analisi consiste nell'assumere che la produzione segua una distribuzione normale per tutta la durata di vita dell'impianto fotovoltaico. La media della distribuzione normale sarà la produzione del primo anno (35.47 GWh).

La deviazione standard della distribuzione normale è stata ipotizzata al 3.00 %.

Tabella 5-7 Stima probabilistiva della produzione

Probabilità	Produzione [GWh]
P50	35.5
P75	34.8
P90	34.1
P95	33.7
P99	33.0

SKI 26 S.r.l. | Società con Socio Unico |Sede Legale: Via Caradosso, 9, 20123 Milano
Indirizzo PEC: ski26@pec.it
P.IVA 11412940964 e C.F.: 12128980963| Capitale Sociale: Euro 10.000,00 i.v.
Iscritta presso il Registro delle Imprese di Milano – REA 2642373
Società soggetta all'attività di direzione e coordinamento di STATKRAFT ITALIA S.R.L.