CHIRON ENERGY SPV 25 S.r.l.

CHIRON ENERGY SPV 25

Chiron Energy SPV 25 S.r.l.
Via Bigli, 2 - 20121 Milano
P.IVA e C.F. 12456150965

VIA BIGLI N. 2 - MILANO
C.F. e P.IVA 12456150965

Firmato da Paolo Pesaresi
Data: il 30/01/2025 alle 16:38:26 CET

Regione Emilia - Romagna

Comune di Castel Maggiore

Città Metropolitana di Bologna

PROGETTO DEFINITIVO

Titolo:

Lotto di impianti di produzione di energia elettrica da fonte fotovoltaica

"CASTEL MAGGIORE 1" - "CASTEL MAGGIORE 2" - "CASTEL MAGGIORE 3"

Via Stradellaccio snc

Oggetto:

RELAZIONE FENOMENI DI ABBAGLIAMENTO

Num. Rif. Lista:	Codifica Elaborato:
-	RT.07

Società di Ingegneria:

Solux s.r.l.
Via del Molino 28, 60035 Jesi (AN)
Tel: 0731 20 50 54 - Email: info@soluxengineering.it
C.F. e P.IVA 02851330429 | Num. REA: AN - 263477
WWW.SOLUXENGINEERING.IT

Progettista:

Ordine degli ingegneri della provincia di ANCONA
Dott. Ing. Gabriele NITRATI
A 2931
Ingegneria civile e ambientale
Industriale e dell'informazione

Gabriele Nitrati

Firmato da Gabriele Nitrati
Data: 30/01/2025 16:27:37 CET

Incarico professionale ricevuto dalla Chiron Energy Asset Management S.r.l., società facente parte del Gruppo Chiron Energy

Cod. File:	Scala:	Formato:	Codice:	Rev.:
260S22_PD_RT.07_00.01	-	-	PD	01

Rev.	Data	Descrizione revisione:	Redatto:	Controllato:	Approvato:
0	01/2025	Prima emissione	Ing. Marco Montalbini	Ing. Marco Montalbini	Ing. Gabriele Nitrati
1	01/2025	Riscontro parere ASPI prot. ASPI/RM/2025/0001449/EU del 24.01.2025	Ing. Marco Montalbini	Ing. Marco Montalbini	Ing. Gabriele Nitrati
2	-				

SOLUX S.r.l. e CHIRON ENERGY SPV 25 S.r.l. si riservano la proprietà del presente elaborato che non può essere nè riprodotto nè comunicato a terzi senza autorizzazione.

r_emilro.Giunta - Prot. 31/01/2025.0101549.E - Copia conforme dell'originale sottoscritto digitalmente da Pesaresi Paolo, Nitrati Gabriele, Info Cert GoSign Web eSeal

INDICE

1. PREMESSA 2
2. DESCRIZIONE DEI DATI COSTRUTTIVI DEI PANNELLI E DI INSTALLAZIONE DELL'IMPIANTO 2
3. STRUTTURE DI SOSTEGNO PER MODULI FOTOVOLTAICI 2
4. VALUTAZIONE ABBAGLIAMENTO 3
5. CONCLUSIONI 7

1. PREMESSA

Il presente documento, completo degli elaborati grafici allegati, ha lo scopo di illustrare la valutazione dei possibili fenomeni di abbagliamento visivo che potrebbero generarsi nei confronti degli utenti autostradali in relazione alla presenza di un lotto di impianti fotovoltaici denominati "CASTEL MAGGIORE 1" e "CASTEL MAGGIORE 2" "CASTEL MAGGIORE 3" della potenza nominale di 24.161,28 kWp che la Società Proponente CHIRON ENERGY SPV 25 S.r.l., con sede in Via Bigli n.2 del Comune di Milano (MI), intende realizzare presso il Comune di Castel Maggiore nella Città metropolitana di Bologna.

2. DESCRIZIONE DEI DATI COSTRUTTIVI DEI PANNELLI E DI INSTALLAZIONE DELL'IMPIANTO

I lavori in progetto riguardano la realizzazione di un impianto fotovoltaico a terra della potenza complessiva di 24.161,28 kW e sarà composto da 36.608 moduli fotovoltaici in silicio monocristallino di potenza 660 Wp (tipo LONGI LR7-72HYD-660M o similare) e n.72 inverter multistringa (tipo SUN 2000-330KTL-H1 o equivalente).

L'impianto ha una superficie attiva complessivamente installata di pannelli fotovoltaici risulterà di circa 98.885 m^2.

La superficie dei pannelli proiettata a terra risulterà pari a circa 89.620 m^2.

I moduli fotovoltaici saranno della tipologia al silicio monocristallino, monofacciale o bifacciale, composta da materiali quali vetro, alluminio, plastica, ecc… Non saranno utilizzati moduli fotovoltaici contenenti tellururo di cadmio o altri prodotti chimici inquinanti.

L'impianto sarà di tipo fisso, senza parti in movimento (tracker). I moduli fotovoltaici saranno esposti a sud (orientamento di 0°) e un'inclinazione rispetto al piano orizzontale di 25° (tilt).

3. STRUTTURE DI SOSTEGNO PER MODULI FOTOVOLTAICI

Le strutture metalliche di sostegno dei moduli fotovoltaici saranno costituite da un sistema modulare di vele di tipo bipalo che offre possibilità quasi illimitate di assemblaggio per i moduli fotovoltaici esistenti oggi sul mercato in modalità portrait (modulo verticale) caratterizzate da un tilt fisso.

Si tratterà di una struttura metallica costituita essenzialmente da:

- pali infissi al suolo in acciaio zincato a caldo S355 con certificato di ispezione CE 3.1 e dichiarazione di conformità della zincatura a caldo secondo EN 1461;
- traverse fissate al sostegno (costituite da profili integrati da scanalature per un facile montaggio);
- viteria classe 8.8 con rivestimento speciale anticorrosione;
- morsettiere in alluminio con vite a sfera antirapina in acciaio inox.

Ciascuna vela sarà costituita da 26 moduli, collocati su 2 file da 13 moduli ciascuna.

La struttura avrà un'altezza dal livello del terreno inferiore a 3 metri.

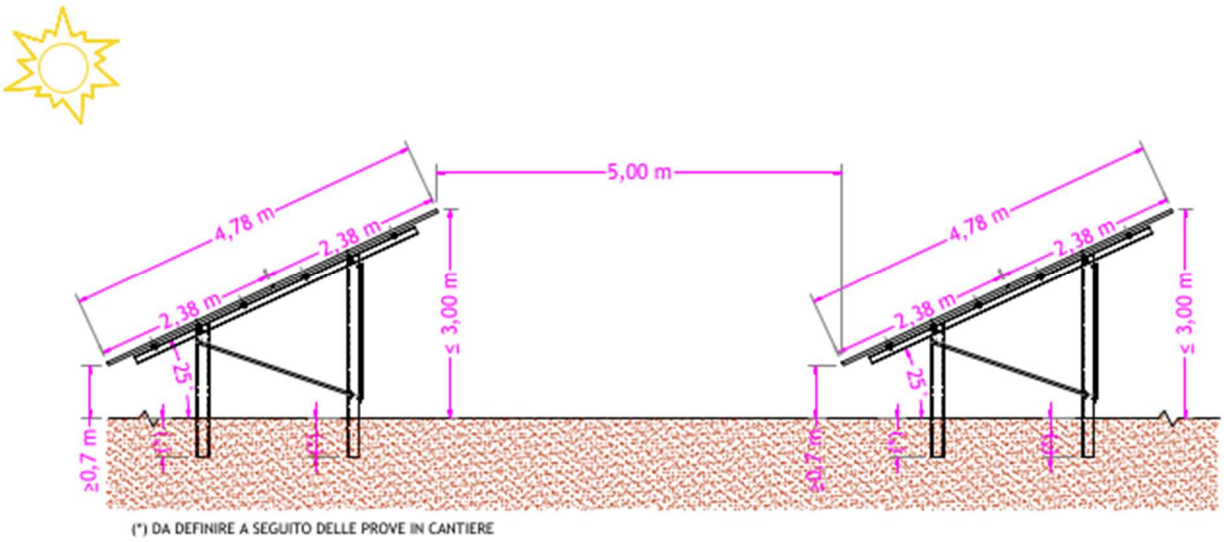


Figura 1- Dettaglio strutture

4. VALUTAZIONE ABBAGLIAMENTO

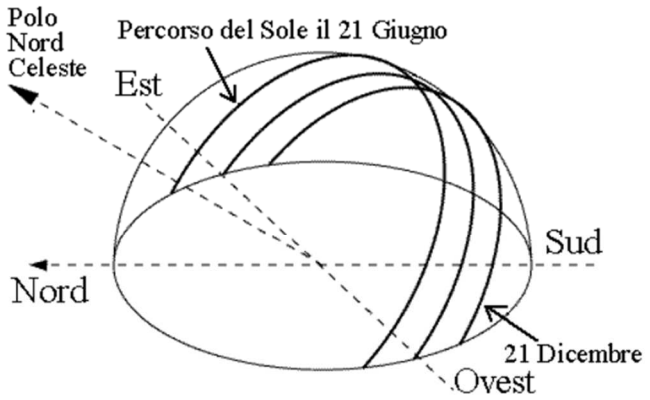
Con abbagliamento visivo si intende la compromissione temporanea della capacità visiva dell'osservatore a seguito dell'improvvisa esposizione diretta ad una intensa sorgente luminosa.

L'irraggiamento globale è la somma dell'irraggiamento diretto e di quello diffuso, ossia l'irraggiamento che non giunge al punto di osservazione seguendo un percorso geometricamente diretto a partire dal sole, ma che viene precedentemente riflesso o scomposto.

Per argomentare il fenomeno dell'abbagliamento generato da moduli fotovoltaici nelle ore diurne occorre considerare diversi aspetti legati alla loro tecnologia, struttura e orientazione, nonché al movimento apparente del disco solare nella volta celeste e alle leggi fisiche che regolano la diffusione della luce nell'atmosfera.

Come è ben noto, in conseguenza della rotazione del globo terrestre attorno al proprio asse e del contemporaneo moto di rivoluzione attorno al sole, nell'arco della giornata il disco solare sorge ad est e tramonta ad ovest.

In questo movimento apparente il disco solare raggiunge il punto più alto nel cielo al mezzogiorno locale e descrive un semicerchio schiacciato verso la linea dell'orizzonte in direzione sud quanto più ci si avvicina al solstizio d'inverno (21 dicembre) e tanto più in direzione nord quanto più ci si avvicina al solstizio d'estate (21 giugno).



Movimento apparente del disco solare per un osservatore situato ad una latitudine nord attorno ai 45°. Per tutte le località situate tra il Tropico del Cancro e il Polo Nord Geografico il disco solare non raggiunge mai lo zenit

La valutazione del fenomeno dell'abbagliamento è stata effettuata prendendo in considerazione due aspetti principali, quello tecnologico e quello geometrico.

In considerazione quindi dell'altezza dal suolo dei moduli fotovoltaici compresa tra 0,70 e 3,00 m e del loro angolo di inclinazione verso sud (orientamento di 0°) con un'inclinazione rispetto al piano orizzontale di 25°(tilt) rispetto al piano orizzontale, il verificarsi e l'entità di fenomeni di riflessione ad altezza d'uomo della radiazione luminosa incidente alla latitudine a cui è posto l'impianto fotovoltaico in esame sarebbero teoricamente ciclici in quanto legati al momento della giornata, alla stagione nonché alle condizioni meteorologiche.

Le perdite per riflessione rappresentano un importante fattore nel determinare l'efficienza di un modulo fotovoltaico e ad oggi la tecnologia fotovoltaica ha individuato soluzioni in grado di minimizzare un tale fenomeno. Con l'espressione "perdite di riflesso" si intende l'irraggiamento che viene riflesso dalla superficie di un collettore o di un pannello oppure dalla superficie di una cella solare e che quindi non può più contribuire alla produzione di calore e/o di corrente elettrica.

Strutturalmente il componente di un modulo fotovoltaico a carico del quale è principalmente imputabile un tale fenomeno è il rivestimento anteriore del modulo e delle celle solari.

L'insieme delle celle solari costituenti i moduli fotovoltaici di ultima generazione è protetto frontalmente da un vetro temprato anti-riflettente ad alta trasmittanza il quale dà alla superficie del modulo un aspetto opaco che non ha nulla a che vedere con quello di comuni superfici finestrate.

Al fine di minimizzare la quantità di radiazioni luminose riflesse, inoltre, le singole celle in silicio cristallino sono coperte esteriormente da un rivestimento trasparente antiriflesso grazie al quale penetra più luce nella cella, altrimenti la sola superficie in silicio rifletterebbe circa il 30% della luce solare.

I moduli utilizzati nel progetto, vale a dire i LONGI Hi-MO 9 LR7-72HYD-660M, aventi potenza di 660 Wp, presentano le caratteristiche sopra indicate.

Il lotto di impianti fotovoltaici in oggetto sarà posizionato ad est rispetto all'Autostrada A13 Bologna-Padova che presenta un orientamento di -25°direzione Sud-Ovest/ Nord-Est ed in particolare la recinzione del lotto di impianti sarà installata rispettando un'opportuna fascia di rispetto pari a 30 m dal futuro confine della mitigazione in progetto per l'ampliamento autostradale.

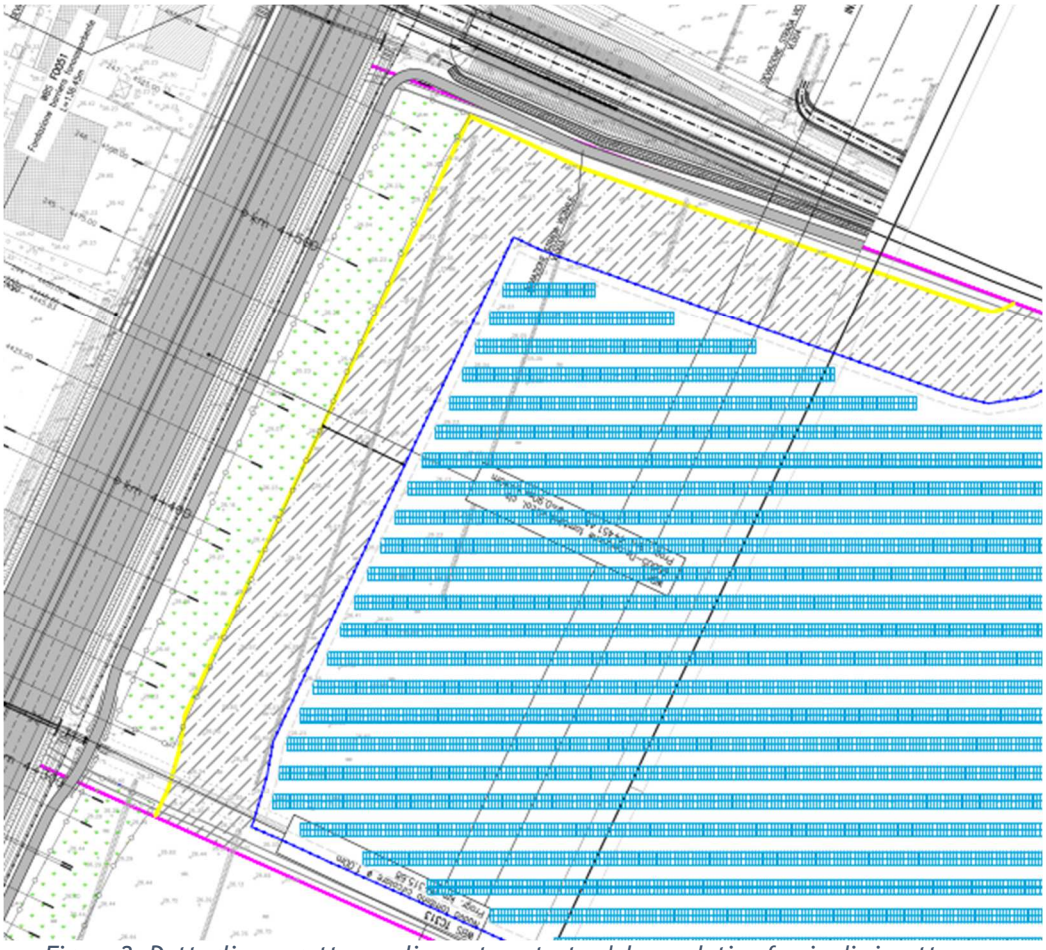


Figura 2- Dettaglio progetto ampliamento autostradale e relativa fascia di rispetto

La fascia mitigativa di progetto autostradale sarà implementa da una mitigazione esterna all'area recintata a cura del proponente. L'inserimento vegetazionale di opere a verde a basso fusto , oltre ai fondamentali aspetti di un riequilibrio ecologico, presenta anche un'importante valenza paesistica, sia da un punto di vista visivo che per quanto riguarda il contenimento di polveri e rumore.

Saranno inoltre presenti opere mitigative su tutto il perimetro dell'impianto ed avranno un'altezza non inferiore a 3 m.

Per la valutazione adeguata dei fenomeni di abbagliamento, vista la vicinanza con l'Autostrada A13, è stato utilizzato il software ForgeSolar di Sims Industries, che presenta le seguenti caratteristiche:

- utilizza il diagramma solare alla latitudine del luogo (per tutti i giorni dell'anno e per ogni minuto);
- costruisce il diagramma dei raggi riflessi a intervalli di un minuto secondo le leggi di riflessione di e la legge di Fresnell.

Inoltre il software quantifica l'effetto dell'abbagliamento solare in base a tre categorie:

- green – basso potenziale di causare un'immagine residua;
- yellow – potenziale di causare un'immagine residua temporanea;
- red – potenziale di causare ustioni alla retina (danno permanente agli occhi).

Si evidenzia che l'ustione della retina in genere non è possibile con l'abbagliamento degli impianti fotovoltaici in quanto i pannelli fotovoltaici non focalizzano la luce solare riflessa.

L'impatto oculare dell'abbagliamento viene visualizzato con il grafico del rischio di abbagliamento, il quale mostra l'impatto oculare in funzione dell'angolo sotteso della sorgente di abbagliamento e dell'irradiazione retinica.

Ogni minuto di abbagliamento viene visualizzato nel grafico come un piccolo cerchio nella rispettiva zona di pericolo.

Per comodità, viene fornito un punto di riferimento che illustra il pericolo derivante dalla visione del sole senza filtraggio, ad es. fissare il sole.

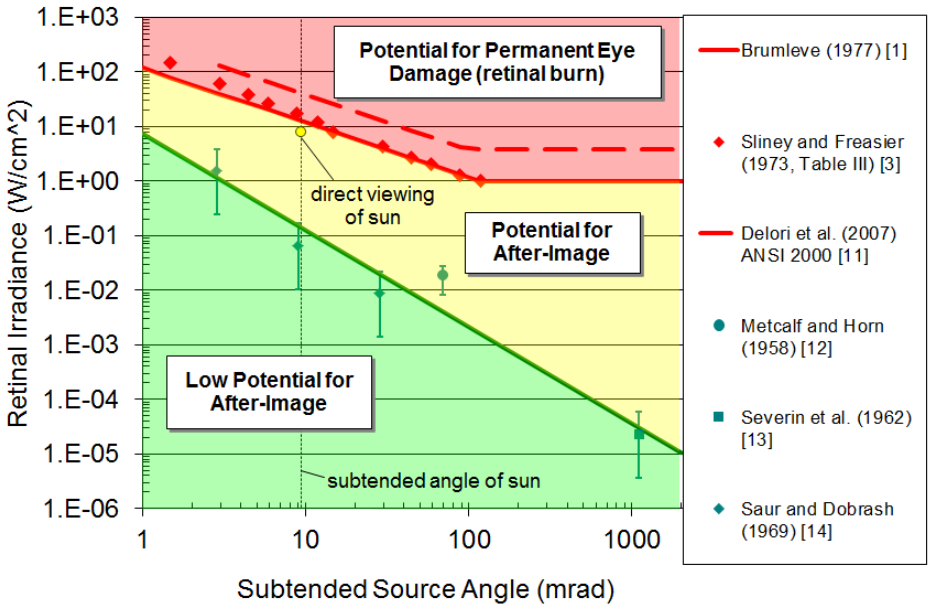


Figura 3- Grafico del rischio di abbagliamento

I risultati dei calcoli effettuati sono riportati nel report del software di calcolo allegato.

Da tale documento risulta che non sono presenti fenomeni di abbagliamento di tipo "yellow".

Sono invece presenti fenomeni di tipo "green", che tuttavia risultano a basso rischio di abbagliamento e si verificheranno per limitati periodi temporali, solo per i conducenti di autoveicoli che si troveranno a passare sull'Autostrada A13 nel periodo tra Aprile e Agosto per circa 30 ore all'anno, nell'arco temporale che va dalle 6:00 alle 6:30 del mattino.

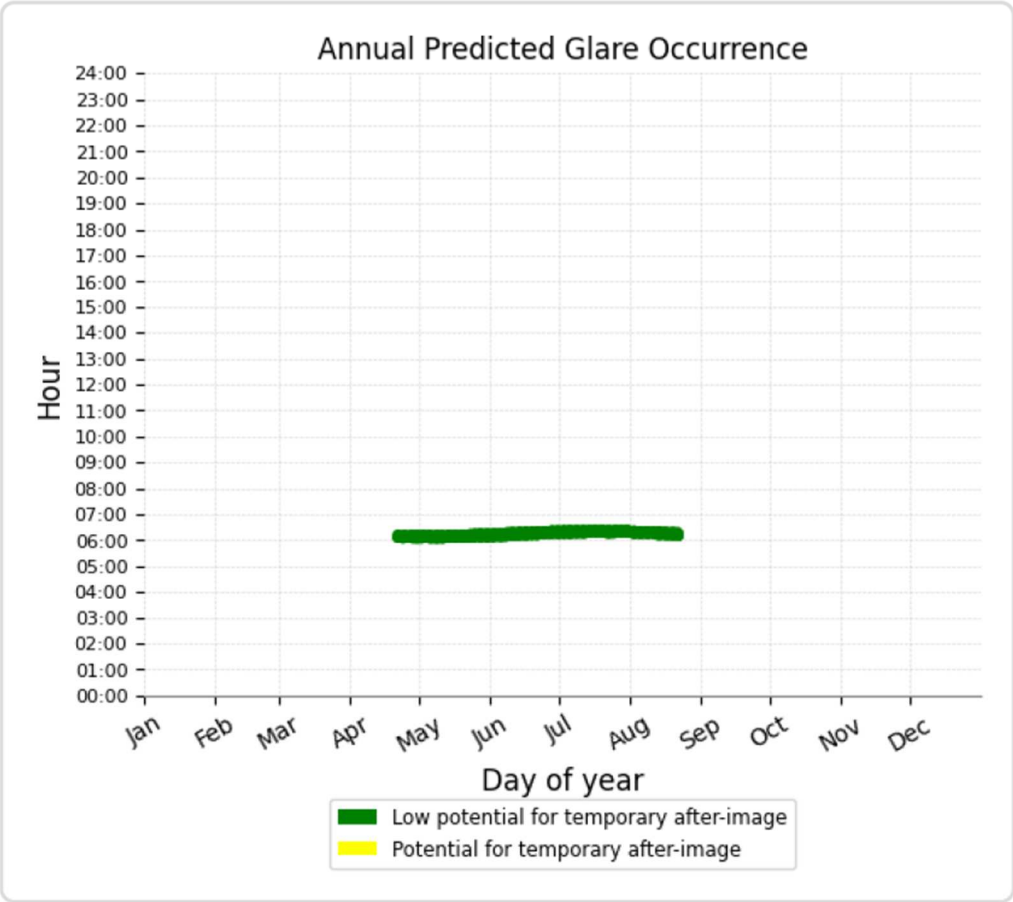


Figura 4- Grafico temporale del rischio di abbagliamento per il lotto di impianti fotovoltaici

5. CONCLUSIONI

In base alla presenza di abbagliamenti esclusivamente di tipo "green", al limitato periodo dell'anno e alla collocazione temporale nel primo mattino, risulta che i rischi di abbagliamento causati dalla riflessione dei pannelli del lotto di impianti fotovoltaici sono trascurabili per gli utenti in transito sull'Autostrada A13 BOLOGNA-PADOVA.

ALLEGATI

Si allega alla presente relazione i seguenti documenti:

- Report risultati software di calcolo;
- Elaborati grafici:
  - Scheda tecnica modulo fotovoltaico;
  - TAV.A06: Strutture di sostegno.

Jesi, Gennaio 2025

FORGESOLAR GLARE ANALYSIS

Project: **260S22_CHIRON (Castel Maggiore 1-2-3)**

Lotto di impianti di produzione di energia elettrica da fonte fotovoltaica "CASTEL MAGGIORE 1" - "CASTEL MAGGIORE 2" - "CASTEL MAGGIORE 3"

Site configuration: **260S22_CHIRON Castel Maggiore 1-2-3-temp-0**

Created 30 Jan, 2025
Updated 30 Jan, 2025
Time-step 1 minute
Timezone offset UTC1
Minimum sun altitude 0.0 deg
DNI peaks at 1,000.0 W/m^2
Category 10 MW to 100 MW
Site ID 140100.23415

Ocular transmission coefficient 0.5
Pupil diameter 0.002 m
Eye focal length 0.017 m
Sun subtended angle 9.3 mrad
PV analysis methodology V2

Summary of Results

Glare with low potential for temporary after-image predicted

PV Array	Tilt	Orient	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare		Energy
	°	°	min	hr	min	hr	kWh
PV array 1	25.0	180.0	1,819	30.3	0	0.0	55,160,000.0

Total glare received by each receptor; may include duplicate times of glare from multiple reflective surfaces.

Receptor	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare	
	min	hr	min	hr
Route 1	1,819	30.3	0	0.0

Component Data

PV Arrays

Name: PV array 1
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 25.0°
Orientation: 180.0°
Rated power: 24161.28 kW
Panel material: Light textured glass with AR coating
Reflectivity: Vary with sun
Slope error: correlate with material

Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)	Height above ground (m)	Total elevation (m)
1	44.560892	11.381349	25.08	2.50	27.58
2	44.561422	11.381698	24.87	2.50	27.37
3	44.562031	11.382098	25.05	2.50	27.55
4	44.562738	11.382562	25.33	2.50	27.83
5	44.562588	11.383109	24.80	2.50	27.30
6	44.562334	11.384047	25.03	2.50	27.53
7	44.562485	11.384368	24.98	2.50	27.48
8	44.562165	11.385588	25.14	2.50	27.64
9	44.561896	11.386628	25.19	2.50	27.69
10	44.561632	11.387622	25.02	2.50	27.52
11	44.561332	11.388769	25.65	2.50	28.15
12	44.561031	11.389915	25.84	2.50	28.34
13	44.560779	11.390877	26.49	2.50	28.99
14	44.560347	11.390492	25.95	2.50	28.45
15	44.559917	11.390106	26.28	2.50	28.78
16	44.559374	11.389719	26.86	2.50	29.36
17	44.559241	11.389615	26.86	2.50	29.36
18	44.559021	11.389324	27.37	2.50	29.87
19	44.559286	11.388377	27.11	2.50	29.61
20	44.559542	11.387423	26.49	2.50	28.99
21	44.559521	11.387370	26.48	2.50	28.98
22	44.558977	11.387103	26.81	2.50	29.31
23	44.558747	11.387842	27.57	2.50	30.07
24	44.558513	11.388563	27.77	2.50	30.27
25	44.558128	11.388152	26.80	2.50	29.30
26	44.557814	11.387924	26.86	2.50	29.36
27	44.557458	11.387723	27.02	2.50	29.52
28	44.556780	11.387272	27.74	2.50	30.24
29	44.556985	11.386608	27.20	2.50	29.70
30	44.557219	11.385849	27.17	2.50	29.67
31	44.557374	11.385348	26.71	2.50	29.21
32	44.557951	11.385633	26.70	2.50	29.20
33	44.558122	11.384947	26.63	2.50	29.13
34	44.558293	11.384260	26.26	2.50	28.76
35	44.559018	11.384596	25.56	2.50	28.06
36	44.559744	11.384931	25.47	2.50	27.97
37	44.560094	11.383842	25.38	2.50	27.88
38	44.560374	11.382968	25.45	2.50	27.95
39	44.560696	11.381970	25.29	2.50	27.79
40	44.560884	11.381374	25.14	2.50	27.64

Route Receptors

Name: Route 1
Path type: Two-way
Observer view angle: 50.0°

Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)	Height above ground (m)	Total elevation (m)
1	44.552211	11.374505	28.96	1.00	29.96
2	44.552975	11.374998	28.78	1.00	29.78
3	44.553663	11.375449	28.75	1.00	29.75
4	44.554336	11.375899	28.26	1.00	29.26
5	44.555070	11.376372	27.73	1.00	28.73
6	44.555833	11.376877	27.15	1.00	28.15
7	44.556599	11.377380	27.02	1.00	28.02
8	44.557440	11.377938	26.40	1.00	27.40
9	44.558205	11.378431	26.23	1.00	27.23
10	44.558877	11.378882	26.39	1.00	27.39
11	44.559703	11.379419	25.74	1.00	26.74
12	44.560452	11.379912	25.14	1.00	26.14
13	44.561173	11.380394	25.43	1.00	26.43
14	44.561869	11.380850	25.51	1.00	26.51
15	44.562552	11.381302	25.55	1.00	26.55
16	44.563203	11.381730	25.55	1.00	26.55
17	44.563846	11.382150	25.03	1.00	26.03
18	44.564548	11.382616	24.62	1.00	25.62
19	44.565252	11.383072	24.80	1.00	25.80
20	44.565890	11.383488	24.67	1.00	25.67
21	44.566621	11.383969	24.47	1.00	25.47

Obstruction Components

Name: Obstruction 1
Top height: 3.0 m

Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)
1	44.562751	11.382551	25.33
2	44.562598	11.383114	24.82
3	44.562347	11.384045	25.10
4	44.562497	11.384368	25.00
5	44.562173	11.385593	25.13
6	44.561910	11.386634	25.19
7	44.561641	11.387629	24.97
8	44.561340	11.388774	25.63
9	44.561040	11.389919	25.84
10	44.560780	11.390890	26.49

Name: Obstruction 10
Top height: 3.0 m

Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)
1	44.557508	11.384472	28.09
2	44.557482	11.384590	27.53
3	44.557401	11.384558	27.21
4	44.557426	11.384439	27.90
5	44.557508	11.384472	28.09

Name: Obstruction 2
Top height: 3.0 m

Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)
1	44.560783	11.390894	26.49
2	44.560345	11.390499	25.97
3	44.559915	11.390113	26.25
4	44.559372	11.389726	26.85
5	44.559238	11.389621	26.86
6	44.559014	11.389323	27.41

Name: Obstruction 3
Top height: 3.0 m

Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)
1	44.559014	11.389323	27.41
2	44.559281	11.388373	27.22
3	44.559535	11.387422	26.49
4	44.559517	11.387375	26.48
5	44.558981	11.387113	26.89
6	44.558753	11.387845	27.57
7	44.558515	11.388576	27.94

Name: Obstruction 4
Top height: 3.0 m

Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)
1	44.558515	11.388576	27.94
2	44.558122	11.388164	26.78
3	44.557810	11.387932	26.88
4	44.557456	11.387730	27.04
5	44.556772	11.387275	27.77

Name: Obstruction 5
Top height: 3.0 m

Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)
1	44.557372	11.385335	26.71
2	44.557946	11.385619	26.71
3	44.558116	11.384943	26.64
4	44.558291	11.384249	26.24
5	44.559021	11.384587	25.52
6	44.559740	11.384917	25.45
7	44.560087	11.383837	25.38
8	44.560369	11.382962	25.48
9	44.560688	11.381963	25.32
10	44.560890	11.381330	25.04

Name: Obstruction 6
Top height: 3.0 m

Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)
1	44.560891	11.381331	25.04
2	44.561428	11.381679	24.88
3	44.562038	11.382079	25.04
4	44.562751	11.382551	25.33

Name: Obstruction 7
Top height: 3.0 m

Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)
1	44.556772	11.387275	27.77
2	44.556981	11.386605	27.23
3	44.557215	11.385842	27.18
4	44.557372	11.385335	26.71

Name: Obstruction 8
Top height: 6.0 m

Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)
1	44.557717	11.384600	27.84
2	44.557672	11.384792	27.77
3	44.557849	11.384876	27.42
4	44.557897	11.384684	27.36
5	44.557717	11.384600	27.84

Name: Obstruction 9
Top height: 6.0 m

Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)
1	44.557809	11.384334	27.88
2	44.557771	11.384478	27.73
3	44.557599	11.384387	28.28
4	44.557638	11.384242	28.14
5	44.557809	11.384334	27.88

Glare Analysis Results

Summary of Results Glare with low potential for temporary after-image predicted

PV Array	Tilt	Orient	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare		Energy
	°	°	min	hr	min	hr	kWh
PV array 1	25.0	180.0	1,819	30.3	0	0.0	55,160,000.0

Total glare received by each receptor; may include duplicate times of glare from multiple reflective surfaces.

Receptor	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare	
	min	hr	min	hr
Route 1	1,819	30.3	0	0.0

PV: PV array 1 low potential for temporary after-image

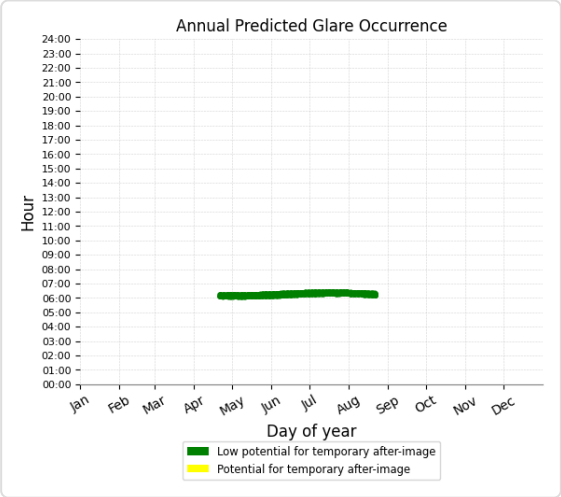
Receptor results ordered by category of glare

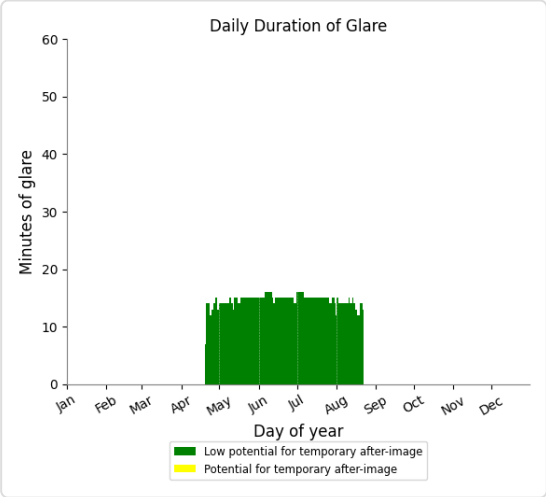
Receptor	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare	
	min	hr	min	hr
Route 1	1,819	30.3	0	0.0

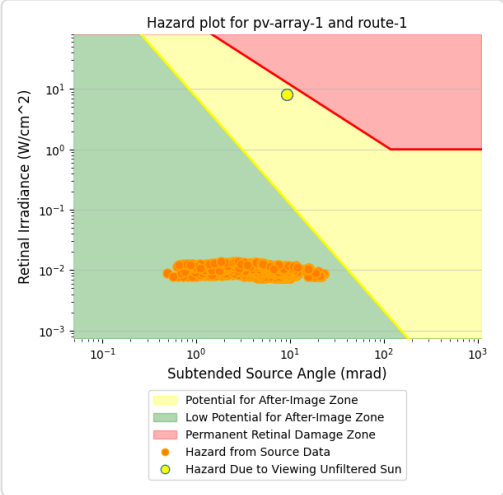
PV array 1 and Route: Route 1

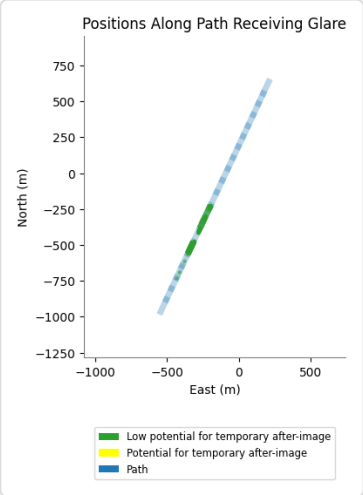
Yellow glare: none

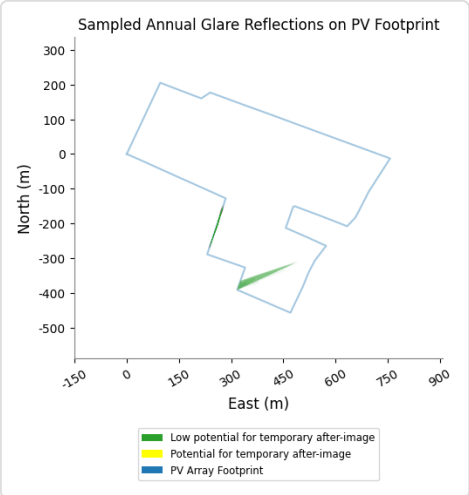
Green glare: 1,819 min.











Assumptions

"Green" glare is glare with low potential to cause an after-image (flash blindness) when observed prior to a typical blink response time.
"Yellow" glare is glare with potential to cause an after-image (flash blindness) when observed prior to a typical blink response time.
Times associated with glare are denoted in Standard time. For Daylight Savings, add one hour.
The algorithm does not rigorously represent the detailed geometry of a system; detailed features such as gaps between modules, variable height of the PV array, and support structures may impact actual glare results. However, we have validated our models against several systems, including a PV array causing glare to the air-traffic control tower at Manchester-Boston Regional Airport and several sites in Albuquerque, and the tool accurately predicted the occurrence and intensity of glare at different times and days of the year.
Several V1 calculations utilize the PV array centroid, rather than the actual glare spot location, due to algorithm limitations. This may affect results for large PV footprints. Additional analyses of array sub-sections can provide additional information on expected glare. This primarily affects V1 analyses of path receptors.
Random number computations are utilized by various steps of the annual hazard analysis algorithm. Predicted minutes of glare can vary between runs as a result. This limitation primarily affects analyses of Observation Point receptors, including ATCTs. Note that the SGHAT/ ForgeSolar methodology has always relied on an analytical, qualitative approach to accurately determine the overall hazard (i.e. green vs. yellow) of expected glare on an annual basis.
The analysis does not automatically consider obstacles (either man-made or natural) between the observation points and the prescribed solar installation that may obstruct observed glare, such as trees, hills, buildings, etc.
The subtended source angle (glare spot size) is constrained by the PV array footprint size. Partitioning large arrays into smaller sections will reduce the maximum potential subtended angle, potentially impacting results if actual glare spots are larger than the sub-array size. Additional analyses of the combined area of adjacent sub-arrays can provide more information on potential glare hazards. (See previous point on related limitations.)
The variable direct normal irradiance (DNI) feature (if selected) scales the user-prescribed peak DNI using a typical clear-day irradiance profile. This profile has a lower DNI in the mornings and evenings and a maximum at solar noon. The scaling uses a clear-day irradiance profile based on a normalized time relative to sunrise, solar noon, and sunset, which are prescribed by a sun-position algorithm and the latitude and longitude obtained from Google maps. The actual DNI on any given day can be affected by cloud cover, atmospheric attenuation, and other environmental factors.
The ocular hazard predicted by the tool depends on a number of environmental, optical, and human factors, which can be uncertain. We provide input fields and typical ranges of values for these factors so that the user can vary these parameters to see if they have an impact on the results. The speed of SGHAT allows expedited sensitivity and parametric analyses.
The system output calculation is a DNI-based approximation that assumes clear, sunny skies year-round. It should not be used in place of more rigorous modeling methods.
Hazard zone boundaries shown in the Glare Hazard plot are an approximation and visual aid based on aggregated research data. Actual ocular impact outcomes encompass a continuous, not discrete, spectrum.
Glare locations displayed on receptor plots are approximate. Actual glare-spot locations may differ.
Refer to the Help page at **www.forgesolar.com/help/** for assumptions and limitations not listed here.

Default glare analysis parameters and observer eye characteristics (for reference only):

- Analysis time interval: 1 minute
- Ocular transmission coefficient: 0.5
- Pupil diameter: 0.002 meters
- Eye focal length: 0.017 meters
- Sun subtended angle: 9.3 milliradians

© Sims Industries d/b/a ForgeSolar, All Rights Reserved.

Hi-MO 9

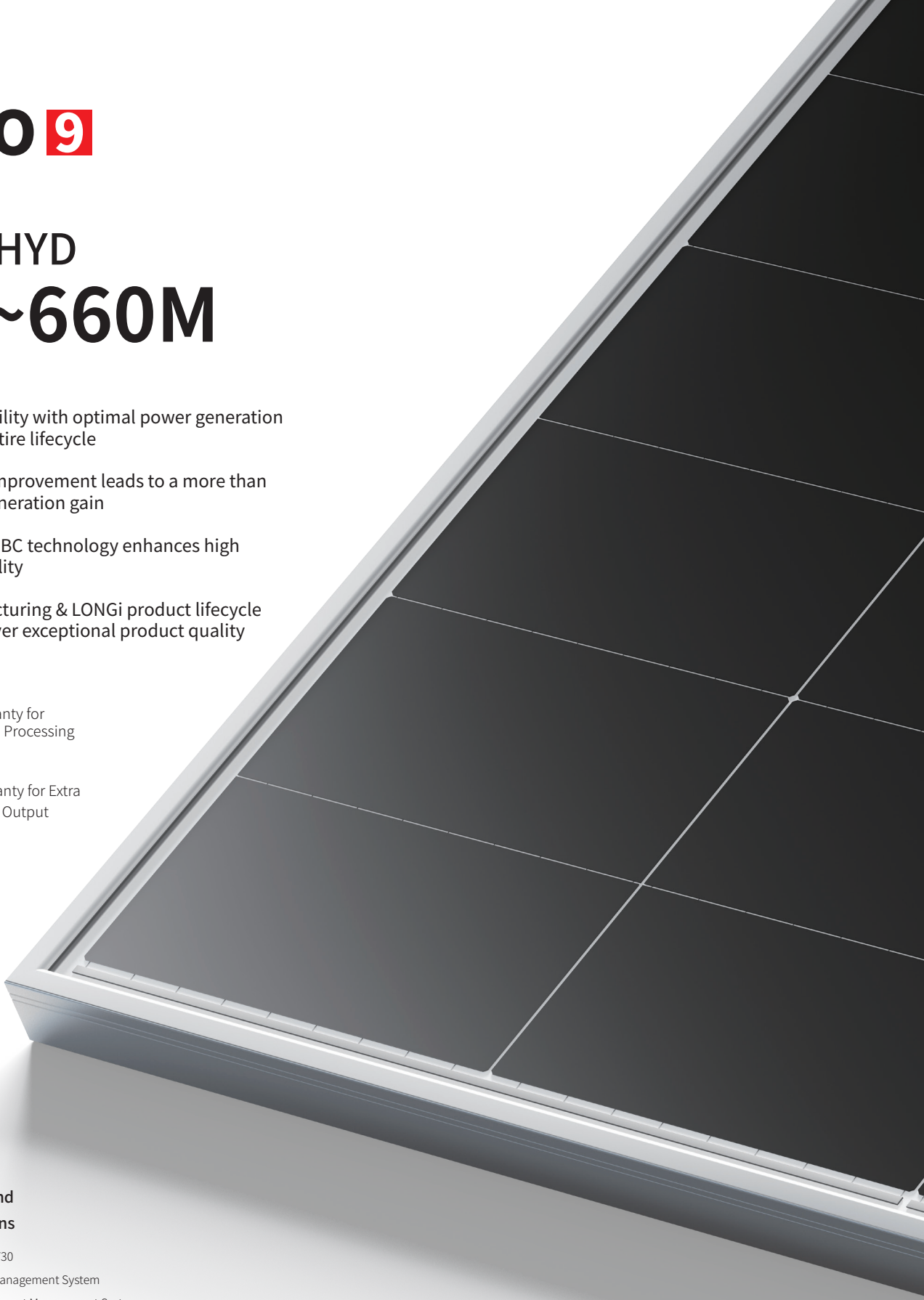
LR7-72HYD

625~660M

- Products for utility with optimal power generation through the entire lifecycle
- Performance improvement leads to a more than 6.5% power generation gain
- TaiRay wafer & BC technology enhances high product reliability
- Smart manufacturing & LONGi product lifecycle standards deliver exceptional product quality

12 12-year Warranty for Materials and Processing

30 30-year Warranty for Extra Linear Power Output



Complete System and Product Certifications

IEC 61215, IEC 61730, UL 61730

ISO9001:2015: ISO Quality Management System

ISO14001: 2015: ISO Environment Management System

ISO45001: 2018: Occupational Health and Safety

IEC62941: Guideline for module design qualification and type approval

LONGi

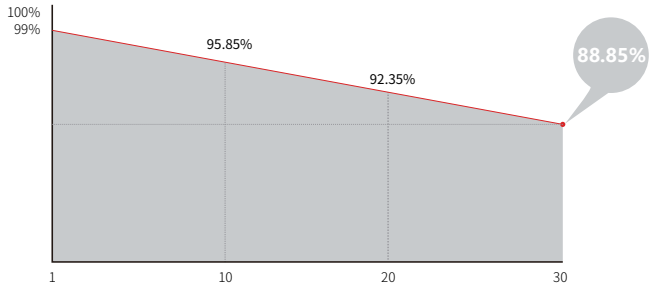
Hi-MO 9

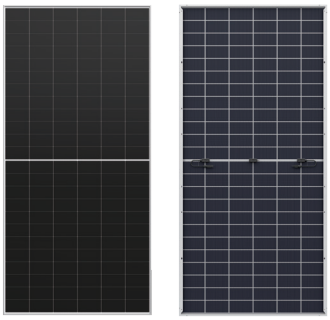
LR7-72HYD 625~660M

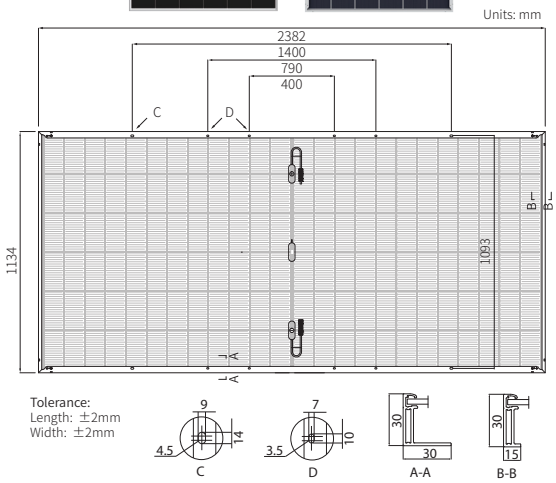
24.4%	0~3%	<1%	0.35%	BC-CELL
MAX MODULE EFFICIENCY	POWER TOLERANCE	FIRST YEAR POWER DEGRADATION	YEAR 2-30 POWER DEGRADATION	LOWER OPERATING TEMPERATURE

Additional Value

30-Year Power Warranty







Mechanical Parameters

Cell Orientation	144 (6×24)
Junction Box	IP68, three diodes
Output Cable	4mm², +400, -200mm/±1400mm length can be customized
Glass	Dual glass, 2.0+2.0mm heat strengthened glass
Frame	Anodized aluminum alloy frame
Weight	33.5kg
Dimension	2382×1134×30mm
Packaging	36pcs per pallet / 144pcs per 20' GP / 720pcs per 40' HC

Electrical Characteristics

STC : AM1.5 1000W/m² 25°C NOCT : AM1.5 800W/m² 20°C 1m/s

Test uncertainty for Pmax: ±3%

Module Type	LR7-72HYD-625M		LR7-72HYD-630M		LR7-72HYD-635M		LR7-72HYD-640M		LR7-72HYD-645M		LR7-72HYD-650M		LR7-72HYD-655M		LR7-72HYD-660M	
Testing Condition	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax/W)	625	475.8	630	479.6	635	483.4	640	487.2	645	491.0	650	494.8	655	498.6	660	502.4
Open Circuit Voltage (Voc/V)	53.72	51.05	53.82	51.15	53.92	51.24	54.02	51.34	54.12	51.43	54.22	51.53	54.32	51.62	54.42	51.72
Short Circuit Current (Isc/A)	14.73	11.83	14.81	11.90	14.89	11.96	14.98	12.03	15.06	12.10	15.14	12.16	15.22	12.22	15.30	12.29
Voltage at Maximum Power (Vmp/V)	44.37	42.17	44.47	42.26	44.57	42.36	44.67	42.45	44.77	42.55	44.87	42.64	44.97	42.74	45.07	42.83
Current at Maximum Power (Imp/A)	14.09	11.29	14.17	11.36	14.25	11.42	14.33	11.49	14.41	11.55	14.49	11.61	14.57	11.68	14.65	11.75
Module Efficiency(%)	23.1		23.3		23.5		23.7		23.9		24.1		24.2		24.4	

Electrical characteristics with different rear side power gain (reference to 645W front)

Pmax /W	Voc/V	Isc /A	Vmp/V	Imp /A	Pmax gain
677	54.12	15.81	44.77	15.13	5%
710	54.12	16.57	44.77	15.85	10%
744	54.22	17.32	44.87	16.57	15%
776	54.22	18.07	44.87	17.29	20%
808	54.22	18.83	44.87	18.01	25%

Operating Parameters

Operational Temperature	-40°C ~ +85°C
Power Output Tolerance	0 ~ 3%
Maximum System Voltage	DC1500V (IEC/UL)
Maximum Series Fuse Rating	30A
Nominal Operating Cell Temperature	45±2°C
Protection Class	Class II
Bifaciality	70±5%
Fire Rating	UL type 29 IEC Class C

Mechanical Loading

Front Side Maximum Static Loading	5400Pa
Rear Side Maximum Static Loading	2400Pa
Hailstone Test	25mm Hailstone at the speed of 23m/s

Temperature Ratings (STC)

Temperature Coefficient of Isc	+0.050%/°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.200%/°C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.260%/°C

LONGi

Web: www.longi.com

Specifications included in this datasheet are subject to change without notice.
LONGi reserves the right of final interpretation. (20241024V01)

CHIRON ENERGY
SPV 25 S.r.l.

Chiron Energy SPV 25 S.r.l.
Via Bigi 2 - 20121 Milano
P.IVA e C.F. 12456150965

CHIRON ENERGY SPV 25 S.r.l.
VIA BIGLI N. 2 - MILANO
C.F. e P.IVA 12456150965

Regione Emilia - Romagna

Comune di Castel Maggiore

Città Metropolitana di Bologna

PROGETTO DEFINITIVO

Titolo:

Lotto di impianti di produzione di energia elettrica da fonte fotovoltaica

"CASTEL MAGGIORE 1" - "CASTEL MAGGIORE 2" - "CASTEL MAGGIORE 3"

Via Strada Facciolo snc

Oggetto:	Num. Rif. Lista:	Codifica Elaborato:
STRUTTURE DI SOSTEGNO	-	TAV.A06

Società di Ingegneria:

Solux s.r.l.
Via del Bosco n. 28, 60035 Jesi (AN)
Tel. 0731 21 93 54 - Email: info@soluxengineering.it
C.F. e P.IVA 02813130429 - Num. REA: AN - 262477
WWW.SOLUXENGINEERING.IT

Progettista:

L'ordine degli ingegneri della provincia di ANCONA
Dott. Ing. Gabriele MIRATI
n. 2197
Ingegneria dell'informazione
Firma digitale non obbligatoria

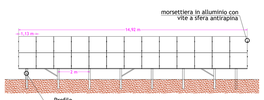
Iscritto professionale riservato della Chiron Energy Asset Management S.r.l., società Gestrice parte del Gruppo Chiron Energy

Cod. File:	Scala:	Formato:	Codice:	Rev.:
3x2022_PD_Tav_A06_00.01	1:100	-	PD	01

Rev.	Data	Descrizione revisione:	Redatto:	Controllato:	Approvato:
0	08/2024	Prima emissione	Nicolò Mandolini	Ing. Gara D'Antonio	Ing. Gabriele Mirati
1	12/2024	Richiesta di Integrazione Regione prot. 16/11/2024.1270806.G	Dott. Nicolò Mandolini	Ing. Gara D'Antonio	Ing. Gabriele Mirati
2					

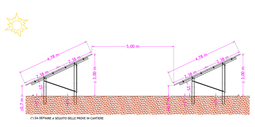
SOLUX S.r.l. e CHIRON ENERGY SPV 25 S.r.l. si riservano la proprietà del presente elaborato che non può essere né riprodotto né comunicato a terzi senza autorizzazione.

VISTA FRONTALE STRUTTURE CON PALI INFISSI AL SUOLO
Scala 1:100



VISTA LATERALE STRUTTURE CON PALI INFISSI AL SUOLO

Scala 1:100



dimensioni modulo LONGI LR7-72HYD-660M o similare - 2.382 x 1.134 x 30 mm