

IMPIANTO FOTOVOLTAICO CON OPERE DI CONNESSIONE E PRODUZIONE IDROGENO

BIO3 PV HYDROGEN S.R.L.

POTENZA IMPIANTO 24,60 MW FV + 4,00 MW H₂ - COMUNE DI STATTE (TA)

Proponente

BIO3 PV HYDROGEN S.R.L.

VIA GIOVANNI BOVIO 84 - 76014 SPINAZZOLA (BT) - P.IVA: 08695720725 - PEC: bio3pvhydrogen@pec.it

Progettazione

Ing. Antonello Rutilio

VIA R. ZANDONAI 4 - 44124 - FERRARA (FE) - P.IVA: 00522150382 - PEC: incico@pec.it

Tel.: +39 0532 202613 - email: a.rutilio@incico.com

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

Relazione illustrativa

LIVELLO PROGETTAZIONE	CODICE ELABORATO	FILE NAME	DATA
DEFINITIVO	PD_REL01	22ENV02_PD-REL01.00-Relazione illustrativa.docx	12/10/2023

Revisioni

REV.	DATA	DESCRIZIONE	ESEGUITO	VERIFICATO	APPROVATO
0	OTTOBRE '23	EMISSIONE PER PERMITTING	LBO	LST	ARU



COMUNE DI STATTE (TA)
REGIONE PUGLIA



**H BIO3 PV
HYDROGEN**

Relazione illustrativa

INDICE

1. PREMESSA	1
2. INTRODUZIONE.....	2
3. RIFERIMENTI NORMATIVI.....	3
4. UBICAZIONE IMPIANTO	4
5. DESCRIZIONE IMPIANTO FOTOVOLTAICO	5
CARATTERISTICHE SALIENTI	5
CONNESSIONE ALLA RTN E IMPIANTO FOTOVOLTAICO	6
6. DESCRIZIONE IMPIANTO PRODUZIONE IDROGENO VERDE.....	7
7. DIMENSIONAMENTO DEGLI IMPIANTI	8
8. PRINCIPALI COMPONENTI DI IMPIANTO	9
MODULI FOTOVOLTAICI	9
SOLAR INVERTER	13
STRUTTURE DI FISSAGGIO	16
9. IMPIANTI AUSILIARI E OPERE CIVILI	17
IMPIANTO DI TERRA ED EQUIPOTENZIALE.....	17
IMPIANTO DI ILLUMINAZIONE PERIMETRALE	17
IMPIANTO DI VIDEOSORVEGLIANZA	17
METEO STATION.....	17
SISTEMA DI SUPERVISIONE	17
RECINZIONE PERIMETRALE	18
ELETTRDOTTO ED OPERE DI CONNESSIONE	19

1. PREMESSA

L'opera oggetto della presente relazione illustrativa, riveste un ruolo di importanza strategica nell'assetto energetico Nazionale, in quanto contribuisce, in modo molto significativo, al raggiungimento degli obiettivi energetici proposti dall'Italia e inseriti nel Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (NECP), come indicato nel documento "National Survey Report of PV Power Application in Italy 2018" redatto a cura del GSE e dell'RSE.

A tal proposito, il Paese si è impegnato ufficialmente ad incrementare la quota di energia elettrica consumata e prodotta da fonti rinnovabili (FER), passando di fatto dal 34% nel 2017 al 55% nel 2030. Il raggiungimento di un tale ottimistico risultato non può, in alcun modo, prescindere dal contributo fornito dalla produzione di energia elettrica da fonte solare (fotovoltaica) che rappresenta la quota parte più importante di energia "verde" prodotta in Italia.

Quanto sopra descritto si traduce, in pratica, in un necessario incremento della capacità fotovoltaica installata che, per perseguire gli obiettivi prefissati, nel 2030 dovrebbe raggiungere i 50 GW complessivi, attualmente si attesta attorno ai 20 GW complessivi. Molto è stato fatto in passato da parte del Governo per incentivare la produzione di energia da fonte solare fotovoltaica, e, dopo un breve periodo di stallo durato circa 4/5 anni, oggi sono state profuse nuove forze e nuove idee propedeutiche al conseguimento dei suddetti obiettivi energetici e dare nuovo slancio al mercato Nazionale delle energie rinnovabili.

Tuttavia, da analisi effettuate risulterebbe che tutti gli sforzi profusi non sarebbero sufficienti per il raggiungimento degli obiettivi energetici 2030, e quindi sarebbero destinati a rimanere un miraggio senza l'apporto fornito allo scopo dalle grandi centrali fotovoltaiche, ovvero da impianti in utility scale che producono energia rinnovabile in regime di grid parity. Le stesse considerazioni vanno ovviamente fatte anche in relazione al Piano Energetico Regionale, lo strumento di programmazione strategica con il quale la Regione ha definito gli obiettivi e le modalità per far fronte agli impegni fissati dall'UE attraverso la Roadmap al 2050.

Con il Decreto Ministeriale 15 marzo 2012, cosiddetto Burden Sharing, sono state assegnate alle Regioni le rispettive quote di produzione di energia da fonti rinnovabili elettriche e termiche per concorrere al raggiungimento dell'obiettivo nazionale. Tra i macro-obiettivi del PER c'è non solo quello di allinearsi alla media nazionale, ma quello di divenire esempio virtuoso per produzione energetica da fonti rinnovabili e nell'innovazione energetica. In tale contesto le opere oggetto della presente relazione possono essere considerate di importanza fondamentale, quasi strategica, nel panorama energetico Nazionale.

2. INTRODUZIONE

Scopo del presente documento è quello di illustrare i criteri progettuali e le principali caratteristiche tecniche relative alla costruzione di un impianto fotovoltaico da 24,60 MW connesso alla rete pubblica e a servizio della produzione di idrogeno verde. Entrambi gli impianti sono associati alla proponente Società BIO3 PV HYDROGEN srl con Sede Legale in Via Giovanni Bovio, 84 - 76014 Spinazzola (BT).

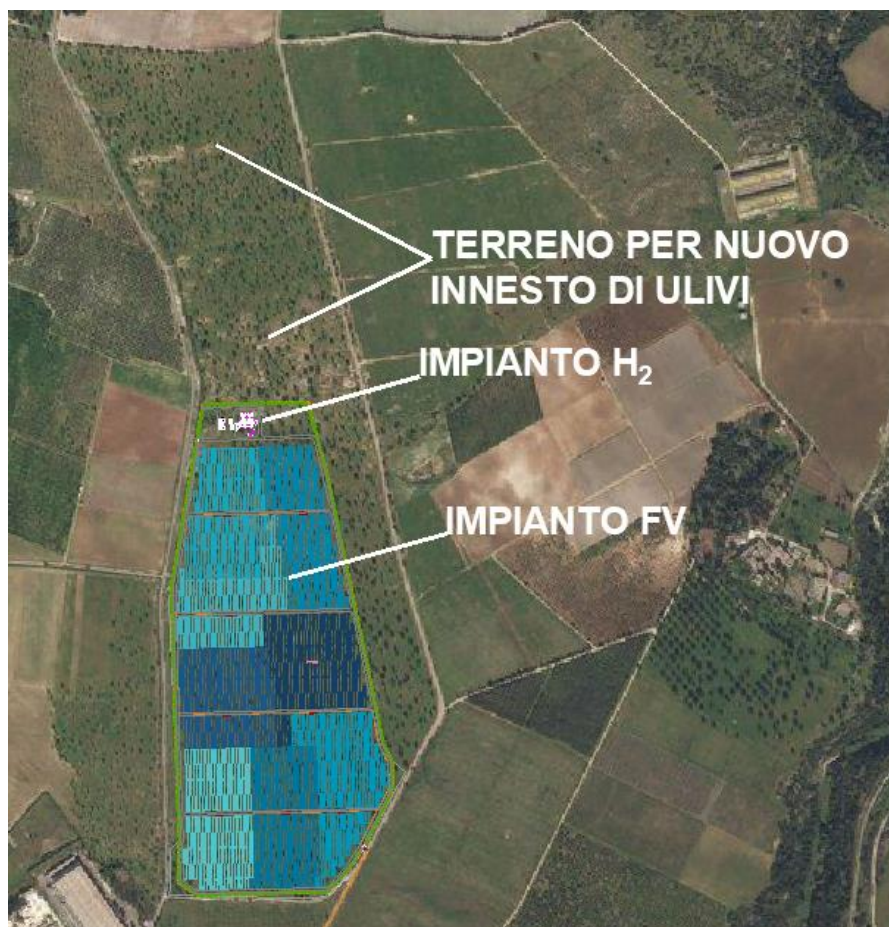
Tutte le parti di impianto oggetto della presente valutazione saranno realizzate nel territorio del comune di Statte (TA), con moduli installati su strutture a terra a tracker Mono-Assiali, ovvero su apposite strutture di sostegno direttamente infisse nel terreno senza l'ausilio di elementi in calcestruzzo, sia prefabbricato che gettato in opera.

Di seguito si riporta la denominazione e la potenza nominale di picco (DC) e la potenza di immissione in rete (AC) dell'impianto agrivoltaico oggetto della presente relazione illustrativa:

DENOMINAZIONE IMPIANTO	BIO3 PV HYDROGEN srl
POTENZA NOMINALE AC (MWac)	23,40
POTENZA PICCO DC (MWdc)	24,60
POTENZA IMPIANTO IDROGENO (MW)	4,00

L'idea alla base del presente sviluppo progettuale è quella di massimizzare la potenza di picco dell'impianto fotovoltaico, in rapporto alla superficie utile di terreno disponibile, nel pieno rispetto di tutte le norme tecniche di costruzione e di esercizio vigenti.

La scelta dell'architettura di impianto e dei materiali da utilizzare per la costruzione tengono conto, da un lato di quanto la moderna tecnologia è in grado di offrire in termini di materiali, e dall'altro degli standard costruttivi e di sicurezza propri della Società proponente.



3. RIFERIMENTI NORMATIVI

Dovranno essere rispettate le prescrizioni imposte dalla D.M. 37/2008: Regolamento concernente l'attuazione dell'articolo 11, comma 13, lettera a) della legge n. 248 del 2 dicembre 2005, recante riordino delle disposizioni in materia di attività di installazione degli impianti all'interno degli edifici. Devono essere altresì rispettate le prescrizioni dettate dalle seguenti disposizioni legislative:

- Legge nr. 186/1968: "Disposizioni concernenti la produzione di materiali, apparecchiature, macchinari, installazioni ed impianti elettrici ed elettronici";
- D.Lgs. nr. 81 del 9/04/2008: "Attuazione dell'articolo 1 della legge 3 agosto 2007, nr. 123, in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro";
- Legge 791/77: "Attuazione della direttiva europea n.73/23/CEE - Direttiva Bassa Tensione";
- D.Lgs. 14/08/96 nr. 493: "Segnaletica di sicurezza e/ o salute sul luogo del lavoro";
- D.Lgs. 12/11/96 nr. 615: "Attuazione della direttiva 89/336/CEE del Consiglio del 03/05/1989 in materia di riavvicinamento delle legislazioni degli stati membri relative alla compatibilità elettromagnetica, modificata ed integrata dalla direttiva 92/31/CEE del Consiglio del 28/04/1992, dalla direttiva 93/68/CEE del Consiglio del 22/07/1993 e dalla direttiva 93/97/CEE del Consiglio del 29/10/1993". D.G.R. 5/1 del 28/01/2016.

In base alla destinazione finale d'uso degli ambienti interessati, dovranno essere rispettate le prescrizioni normative tecniche dettate da:

- CEI 64-8: "Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in C.A. e a 1500 V in C.C.";
- CEI 17-13/1: "Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per Bassa Tensione. Parte 1: Apparecchiature di serie soggette a prove di tipo (AS) ed apparecchiature non di serie parzialmente soggette a prove di tipo (ANS)";
- CEI 23-51: "Prescrizioni per la realizzazione, le verifiche e le prove dei quadri di distribuzione per installazioni fisse per uso domestico e similare." Si sottolinea come, in conformità a quanto prescritto dalla Normativa;
- CEI 23-51, i quadri di distribuzione con corrente nominale maggiore di 32A (e minore di 125A), sono sottoposti a verifiche analitiche dei limiti di sovratemperatura, secondo le modalità illustrate dalla stessa CEI 11-17 "Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica – Linee in cavo";
- CEI 20-22: "Prova dei cavi non propaganti l'incendio";
- CEI 20-38: "Cavi isolati con gomma non propaganti l'incendio ed a basso sviluppo di fumi e gas tossici e corrosivi";
- ISO 3684: "Segnali di sicurezza, colori";
- CEI 81-3: "Valori medi del numero di fulmini a terra per anno e per chilometro quadrato nei comuni d'Italia, in ordine alfabetico";
- CEI 81-10/1: "Protezione contro i fulmini" Principi generali CEI 81-10/2: "Protezione contro i fulmini" Valutazione del rischio CEI 81-10/3: "Protezione contro i fulmini" Danno materiale alle strutture e pericolo per le persone CEI 81-10/4: "Protezione contro i fulmini" Impianti elettrici ed elettronici nelle strutture;

Sono inoltre considerate le raccomandazioni contenute all'interno delle seguenti Guide:

- CEI 82-25: Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa tensione;
- CEI 11-35: Guida per l'esecuzione di cabine elettriche MT/BT del cliente/utente finale;
- CEI 11-25: "Correnti di corto circuito nei sistemi trifasi in corrente alternata. Parte 0. Calcolo delle correnti";
- CEI 11-28: "Guida d'applicazione per il calcolo delle correnti di cortocircuito nelle reti radiali a bassa tensione";
- CEI 64-50: "Guida per l'integrazione nell'edificio degli impianti elettrici utilizzatori e per la predisposizione per impianti ausiliari, telefonici e di trasmissione dati. Criteri generali";
- CEI 64-53: "Guida per l'integrazione nell'edificio degli impianti elettrici utilizzatori e per la predisposizione per impianti ausiliari, telefonici e di trasmissione dati. Criteri particolari per edifici ad uso prevalentemente residenziale;

- CEI 0-14 “Guida all’applicazione del DPR 462/01 relativa alla semplificazione del procedimento per la denuncia di installazioni e dispositivi di protezione contro le scariche atmosferiche, di dispositivi di messa a terra degli impianti elettrici e di impianti elettrici pericolosi”
- CEI 99-2 “Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in c.a.”
- CEI 99-3 “Messa a terra degli impianti elettrici a tensione superiore a 1 kV in c.a.”
- CEI 11-4 “Esecuzione delle linee elettriche aeree esterne”
- CEI 11-17 “Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica – Linee in cavo”
- CEI 11-32 “Impianti di produzione di energia elettrica connessi a sistemi di III categoria”
- CEI 11-46 “Strutture sotterranee polifunzionali per la coesistenza di servizi a rete diversi – Progettazione, costruzione, gestione ed utilizzo – Criteri generali di posa”
- CEI 11-47 “Impianti tecnologici sotterranei – Criteri generali di posa”
- CEI 11-62 “Stazioni del cliente finale allacciate a reti di terza categoria”
- CEI 103-6 “Protezione delle linee di telecomunicazione dagli effetti dell’induzione elettromagnetica provocata dalle linee elettriche vicine in caso di guasto”
- CEI EN 50086 2-4 “Sistemi di tubi ed accessori per installazioni elettriche Parte 2-4: Prescrizioni particolari per sistemi di tubi interrati”
- CEI 0-16; V2: “Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti AT e MT delle imprese distributrici di energia elettrica”;
- Codice di Rete Terna e allegati relativi;

4. UBICAZIONE IMPIANTO

L’impianto fotovoltaico in progetto, sarà realizzato interamente nel territorio del comune di Statte Provincia di Taranto, su terreni regolarmente censiti al catasto come da piano particellare riportato nel documento PD_REL17.

Il design di impianto ha tenuto conto delle superfici di terreno disponibile all’installazione del generatore fotovoltaico.

Rispetto all’agglomerato urbano della città, l’area di impianto è ubicata in un’area individuata nella zona periferica a Sud-Ovest dell’abitato della cittadina ad una distanza media di circa 3,00 km in linea d’aria dal suo centro.

LATITUDINE	40,543417
LONGITUDINE	17.176094
QUOTA s.l.m.	50/75
FOGLIO CATASTALE	vedi PD_REL17
PARTICELLE	vedi PD_REL17



Nell'immagine satellitare, si evince l'area occupata dal Generatore Fotovoltaico (24,6 MW), l'area destinata all'impianto di produzione di idrogeno verde per n° 2 elettrolizzatori da 2,00 MW (4,00 MW totali), l'area nella disponibilità del proponente utilizzata per innesto nuovi ulivi e l'elettrodotto a 36 kV in collegamento alla Stazione Elettrica (SE) come indicato nella Soluzione Tecnica Minima Generale (STMG).

5. DESCRIZIONE IMPIANTO FOTOVOLTAICO

CARATTERISTICHE SALIENTI

L'intero campo fotovoltaico si estenderà su una superficie di terreno a destinazione agricola (*seminativa, uliveto e pascolo*) nel territorio del comune di STATTE (TA).

Di seguito si riportano le caratteristiche principali per ciascun impianto:

SUPERFICIE RECINTATA COMPLESSIVA (Ha)	30,05
POTENZA NOMINALE AC (MWac)	23,40
POTENZA PICCO DC (MWdc)	24,60
POTENZA IMMISSIONE LIMITATA AC (kWac)	21,00
MODULI INSTALLATI	36.736
TOTALE STRINGHE INSTALLATE	1.312
NUMERO INVERTER DI STRINGA	109

I moduli fotovoltaici installati avranno potenza nominale per unità (STC) pari a 670 W. Saranno del tipo bifacciali, Mono PERC e installati "a terra" su strutture a inseguimento solare (tracker) con asse di rotazione Nord/Sud ed inclinazione massima di circa 60°.

I moduli fotovoltaici scelti per la realizzazione dell'impianto oggetto della presente relazione sono di tipo bifacciale in grado cioè di captare la radiazione luminosa sia sul fronte che sul retro del modulo, avranno dimensioni pari a 2384 H x 1303 L x 35 P mm e sono composti da 132 celle per faccia (22x6) in silicio monocristallino tipo P con massima tensione 1.500V.

Ciascuno di essi sarà fissato su struttura in modalità Landscape 2xN, ovvero in file composte da due moduli con lato corto parallelo al terreno. Le strutture utilizzate nel presente progetto saranno essenzialmente di tre configurazioni in funzione della loro lunghezza ovvero file 2x14 moduli a cui corrispondono strutture di lunghezza circa 20 metri, 2x28 moduli a cui corrispondono strutture di lunghezza circa 40 metri e 2x42 moduli a cui corrispondono strutture di lunghezza circa 56 metri.

La struttura sarà collegata a pali di sostegno verticali infissi nel terreno senza l'ausilio di opere in calcestruzzo. I moduli saranno collegati tra di loro in serie, a formare stringhe ciascuna delle quali composta da 28 moduli. La lunghezza di stringa è stabilita in funzione delle caratteristiche del sistema fotovoltaico, in termini di tensione massima ammissibile e della potenza complessiva.

Per la conversione della corrente continua prodotta dai moduli fotovoltaici, sono previsti inverter di stringa che saranno di tipo outdoor ovvero unità statiche di conversione della corrente DC/AC caratterizzate da potenze nominali elevate e dotate di 14 ingressi con elevato grado di protezione esterno IP66 e sistema di raffreddamento Smart Air Cooling, verranno installati in corrispondenza delle strutture dei tracker.

CONNESSIONE ALLA RTN E IMPIANTO FOTOVOLTAICO

La “Cabina di Interfaccia 36kV”, secondo la recente guida tecnica A68 di Terna, alla quale si attesterà l’elettrodotto per la connessione alla RTN, sarà costituita da una cabina prefabbricata in CAV di dimensioni circa ml 16,45x4,00x3,00 dove saranno installati tutti gli scomparti a 36kV come da schema elettrico unifilare e in sintesi :

- ✓ N°. 1 scomparto “arrivo elettrodotto in cavo da RTN”, predisposto con tutte le protezioni elettriche tarate contro i guasti esterni ed in conformità alle connessioni Terna di tipo 2 (produzione energia fotovoltaica);
- ✓ N°. 2 scomparti partenze linee a 36 KV per le n° 2 linee in entra-esci previsti per i sottocampi fotovoltaici (2-4-6-8) e (1-3-5), con tutte le protezioni elettriche tarate contro i guasti interni all’impianto fotovoltaico ed in conformità alle connessioni Terna di tipo 2;
- ✓ N°.1 scomparto misure, con TV 36KV;
- ✓ N°.1 scomparto dedicato e a protezione del reattore shunt di compensazione in conformità alle connessioni di tipo 2 suddette.
- ✓ N°. 1 scomparto per il trasformatore di spillamento da 100 kVA (TRAUX) dedicato all’alimentazione di tutti i servizi ausiliari a corredo dell’impianto fotovoltaico e tutti gli apparati necessari alla gestione del sistema.

Farà anche parte della Cabina di Interfaccia 36KV una sezione Control Room, ovvero il locale all’interno del quale saranno collocati il quadro generale dei servizi ausiliari, l’armadio rack con i principali apparati ausiliari che consentono la corretta gestione ed esercizio dell’impianto (trasmissione dati, telelettura, misure di energia, ecc.),

Il collegamento tra la Cabina di Interfaccia 36 kV e la stazione elettrica “Taranto N2” distante circa 18,80 km, sarà realizzato mediante Elettrodotto, interrato e utilizzerà, per quanto possibile le viabilità comunali, provinciali e rurali esistenti. I cavi saranno posati direttamente interrati in trincea ad una profondità di estradosso minima di 120 cm. La segnalazione della presenza dell’elettrodotto interrato sarà resa obbligatoria.

Come indicato nell’allegato 1 della STMG di Terna (Codice Pratica: 202200528 del 14/06/2022), il collegamento alla Stazione Elettrica sarà del tipo “in Antenna”

DENOMINAZIONE IMPIANTO	BIO3 PV HYDROGEN srl
POTENZA NOMINALE AC (MWac)	23,40
POTENZA PICCO DC (MWdc)	24,60
POTENZA IMMISSIONE LIMITATA AC (MWac)	21,00

Si precisa che la “POTENZA IMMISSIONE LIMITATA AC” è relativa alla potenza totale degli inverter pari a 21000 kWac (21 MW). L’impianto sarà collegato in alta tensione a 36 kV come da Soluzione Tecnica Minima Generale che prevede venga collegato in antenna mediante elettrodotto in cavo, sul futuro ampliamento della Stazione Elettrica (SE) della RTN 380/150 kV denominata “Taranto N2”.

L’elettrodotto a 36 kV costituisce l’impianto di utenza per la connessione. Mentre lo stallo di arrivo della Stazione Elettrica di arrivo, costituisce l’impianto di rete per la connessione (a cura TERNA).

Per quanto riguardano tutte le opere e sistemi di connessione saranno rispondenti all’aggiornamento dell’allegato A68 di Terna “*Requisiti tecnici di connessione alle reti AT aggiornati allo standard 36 kV per connessione alla RTN degli impianti fotovoltaici*”.

In conformità a quanto riportato nel codice di rete TERNA, l’impianto sarà configurato affinché, in fase di esercizio, non venga superata la potenza di immissione in rete di 21 MWac.

Il campo fotovoltaico sarà suddiviso in n° 8 SOTTOCAMPI e tutti gli inverter, del tipo multi-stringa saranno collocati opportunamente per ogni sottocampo e collegati alle rispettive n° 8 Cabine di Trasformazione BT/AT 0.8/36KV come da schema unifilare (TAV11.00).

Le Cabine di Trasformazione BT/AT raggrupperanno ognuno la potenza di n°14 inverter fatta eccezione per il sottocampo 6 che raggrupperà n°11 inverter.

In sintesi elettrica ogni quadro BT 800V sarà collegato al rispettivo trasformatore elevatore BT/AT – 0.8 kV/36 V.

Dal punto di vista strutturale ogni cabina di trasformazione BT/AT sarà composta da un box container di dimensioni pari a 12,29 L x 3,10 H x 2,48 P m, ospitante tutti gli apparati di gestione dell'energia proveniente dal generatore fotovoltaico.

Di seguito si riportano i principali componenti del box container stazione di trasformazione:

1. Trasformatore BT/AT per l'elevazione della tensione nominale da 800V, valore disponibile all'uscita degli inverter, a 36.000V, valore al quale verrà evacuata l'energia dal campo fotovoltaico verso la stazione utente. Si prevede l'installazione di trasformatori di taglia pari a 3150KVA;
2. Quadro di Alta tensione, che prevede la presenza della protezione e dei servizi ausiliari, in particolare delle linee provenienti dal sottocampo di riferimento e dalle altre cabine di trasformazione a formare la rete AT del campo.
3. Quadro elettrico generale di bassa tensione, lato c.a. a protezione dell'impianto fotovoltaico, con tensione non superiore a 1000 V in c.a. e 1500 V in c.c., Norma CEI EN 61439, completo di interruttore generale di protezione, misure, partenze linee ad inverter in campo ed eventuali riserve.

All'interno del campo fotovoltaico sia le linee di bassa tensione (sia in corrente continua che in corrente alternata), che le linee di alta tensione a 36 kV, saranno realizzate totalmente all'interno dell'area occupata dal campo fotovoltaico.

Tutti i cavi, ad eccezione dei cavi stringa (collegamento moduli inverter), saranno posati in trincea, direttamente interrati senza l'ausilio di cavidotti o protezioni meccaniche. In tal caso ci saranno diverse profondità di posa dei cavi ovvero, l'illuminazione perimetrale, sarà posata a 50 cm dal piano campagna; i cavi di bassa tensione a 80 cm; i cavi di media tensione a 100 cm e quelli di alta tensione a 120 cm (minimo estradosso). Tutti i cavi saranno opportunamente segnalati mediante la posa di nastro ad una distanza di circa 30 cm dal piano campagna.

Fanno eccezione alla posa direttamente interrata, i soli cavi stringa che collegano ciascuna stringa all'inverter di riferimento, che saranno posati fuori terra, in cavidotto corrugato o piccola passerella in acciaio zincato.

6. DESCRIZIONE IMPIANTO PRODUZIONE IDROGENO VERDE

L'impianto per la produzione di Idrogeno Verde è progettato e realizzato in forma modulare e containerizzata. La taglia prevista dell'impianto idrogeno è di 4 MW, suddivisa in 2 elettrolizzatori identici da 2 MW ciascuno.

I vantaggi di questo approccio sono i seguenti:

- minimizzare la necessità di realizzare opere civili presso il sito, minimizzando di conseguenza anche la movimentazione del terreno;
- minimizzare l'impatto ambientale evitando la realizzazione di edifici in muratura ed installando apparecchiature e moduli caratterizzati da un'altezza fuori terra limitata;
- consentire una modulazione della capacità produttiva nel tempo, garantendo la predisposizione del sito verso l'installazione di ulteriori moduli di elettrolisi (container) così da poter soddisfare efficacemente l'aumento futuro della domanda di idrogeno da parte degli utilizzatori finali.

L'impianto Idrogeno riceverà tutta l'energia necessaria, per la realizzazione di elettrolisi, dell'intero campo fotovoltaico, sfruttando al massimo perciò l'intera dimensione del campo FV e consentendo così la produzione di Idrogeno Verde in un ampio range di insolazioni.

Quando la produzione del campo fotovoltaico sarà superiore ai consumi dell'impianto di elettrolisi (4 MW), l'eccedenza di energia prodotta dai pannelli fotovoltaici verrà esportata sulla rete.

In generale, considerando un'efficienza del 75% dell'elettrolizzatore, il valore stimato di produzione annua di Idrogeno Verde è di circa 267 t/a, corrispondente ad un funzionamento di 3700 h alla portata nominale di 800 Nm³/h con un consumo specifico di circa 56 kWh/kg di H₂.

Inoltre si può stimare l'energia elettrica esportata sulla rete in circa 32.5 GWh/a.

L'impianto Idrogeno sarà pertanto composto da:

- 2x50% elettrolizzatori modulari in parallelo, ciascuno della potenzialità di 2 MW nominali, completi di sistemi ausiliari e quadri elettrici. Il sistema di elettrolisi sarà basato su una serie di celle elettrolitiche (stack) costituite da anodo, catodo ed elettrolita (membrana di Nafion nel caso di celle PEM). Gli elettrolizzatori avranno saranno in grado di produrre idrogeno fra il 20 e il 100% della loro capacità nominale;

- Uno Sistema di stoccaggio in sito dell'idrogeno gassoso (buffer-tank) composto da un gruppo di compressione e da un sistema fisso di stoccaggio.
- Un sistema di alloggiamento e caricamento di carro bombolaio per la movimentazione dell'idrogeno dal sito di produzione a quello di utilizzo.
- Sistemi d'impianto ausiliari elettrici e meccanici.

Globalmente, il consumo specifico di energia è stimato in:

- Consumo Elettrolizzatori: 56.0 kWh/kgH₂
- Consumo Compressori: 1.0
- Altre utenze d'impianto: 0.5

per uno specifico di 57.5 kWh/kgH₂.

Dalla Cabina di Interfaccia 36KV dipartirà una linea dedicata all'impianto idrogeno, che si attesterà alla Cabina Idrogeno 36KV dove sarà predisposto 1 interruttore di protezione ed un gruppo misure.

La suddetta cabina sarà realizzata in struttura prefabbricata di dimensioni pari a 3,00 x 4 x 3,10 m, con interruttore a 36 KV da cui partirà la linea in cavo che si attesterà al trasformatore AT/MT 36/20 KV da 4,5 MVA.

In uscita dal trasformatore partirà il cavidotto 20KV in cavo elicordato tipo ARE4H5EX 18/30KV di sez. pari a 3x1x120 mmq, che alimenterà la "CABINA IDROGENO 20 kV" al cui interno sarà installato il quadro generale MT a 20 kV.

La cabina "20 kV IDROGENO" sarà un locale prefabbricato in cemento armato vibrato (CAV) di dimensioni ~6,06x 2,44 x 2,95 m; al suo interno il quadro generale MT sarà così composto:

1. Scomparto arrivo linea dal trasformatore 4,5 MVA,
2. Scomparto Misure;
3. Scomparto partenza linea all'Elettrolizzatore "1" da 2 MVA;
4. Scomparto partenza linea all'Elettrolizzatore "2" da 2 MVA;
5. Scomparto partenza linea al QBT e servizi aux.

7. DIMENSIONAMENTO DEGLI IMPIANTI

Con riferimento alla tecnologia fotovoltaica attualmente disponibile per impianti utility scale, per il presente progetto sono state implementate le migliori soluzioni di sistema che consentono al contempo di massimizzare la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile e minimizzare l'occupazione di suolo e l'utilizzo di risorse naturali.

L'evoluzione tecnologica consente di raggiungere, mediante l'installazione di un numero di moduli relativamente ridotto, potenze di picco molto rilevanti. La soluzione progettuale di impianto prevede che la corrente continua prodotta dal generatore fotovoltaico, venga convertita in corrente alternata mediante inverter multi stringa.

Ciascun inverter di stringa sarà collocato in campo esattamente tra due strutture e fissato ad un sostegno metallico appositamente realizzato e infisso nel terreno.

L'uscita di ciascun inverter di stringa sarà collegata ad un quadro di bassa tensione, posto all'interno della cabina di trasformazione BT/AT.

L'esercizio ordinario degli impianti fotovoltaici non richiede l'ausilio o presenza di personale addetto, tranne che per le eventuali operazioni di riparazione in caso di guasto o per le operazioni di manutenzione ordinarie e straordinarie.

Con cadenza saltuaria sarà necessario provvedere alla pulizia dell'impianto, che si divide in due operazioni: lavaggio dei pannelli fotovoltaici per rimuovere lo sporco naturalmente accumulatosi sulle superfici captanti (trasporto eolico e meteorico) e taglio dell'erba sottostante i pannelli. La frequenza delle suddette operazioni avrà indicativamente carattere stagionale, salvo casi particolari individuati durante la gestione dell'impianto. Le operazioni di taglio dell'erba saranno effettuate, mediante tagliaerba motorizzato.

Le operazioni di lavaggio dei pannelli saranno invece effettuate con un trattore di piccole dimensioni equipaggiato con una lancia in pressione e una cisterna di acqua demineralizzata. Il trattore passerà sulla viabilità di impianto e laverà i pannelli alla bisogna. L'azione combinata di acqua demineralizzata e pressione assicura una pulizia ottimale delle superfici captanti evitando sprechi di acqua potabile e il ricorso a detersivi e sgrassanti.

Tutte le operazioni di manutenzione e riparazione di natura elettrica saranno effettuate da ditte specializzate, con proprio personale e mezzi, con cadenze programmate o su chiamata del gestore dell'impianto.

Tutto l'impianto fotovoltaico sarà altresì dotato di un sistema di telecontrollo (SCADA) attraverso il quale sarà possibile monitorare in tempo reale i principali parametri elettrici sia lato impianto che lato rete ed acquisire i dati di misurazione meteorologici eseguiti dalla meteo station in campo (piranometri, anemometri, etc.). Tutti i dati acquisiti renderanno possibile la valutazione e il controllo delle prestazioni dell'intero sistema, nonché il sistema antintrusione e la videosorveglianza per tutto il campo fotovoltaico.

Il campo fotovoltaico prevede la realizzazione di un sistema di viabilità interna e/o perimetrale che possa consentire in modo agevole il raggiungimento di tutti i componenti in campo, sia per garantire la sicurezza dell'opera, che per la corretta gestione nelle operazioni di manutenzione.

L'impianto sarà protetto contro gli accessi indesiderati mediante l'installazione di una recinzione perimetrale e dal sistema di illuminazione e videosorveglianza. L'accesso carrabile sarà costituito da un cancello a due ante in pannellature metalliche di larghezza 4 metri e montato su pali in castagno infissi al suolo. La recinzione perimetrale sarà realizzata con rete metallica rombata a maglia larga alta 2 metri e sormontata da filo spinato, collegata a pali di castagno alti 3 metri infissi direttamente nel suolo per una profondità di 100 cm.

La rete metallica non sarà realizzata a totale chiusura del perimetro, rispetto al piano campagna, infatti, sarà lasciato un passaggio di altezza 20 cm che consenta il passaggio della fauna selvatica di piccola taglia. Sia la viabilità perimetrale che quella interna avranno larghezza di 5 m; entrambe i tipi di viabilità saranno realizzate in battuto e ghiaia (materiale inerte di cava a diversa granulometria).

Il sistema di illuminazione e videosorveglianza prevede l'installazione dei componenti in campo su pali in acciaio zincato fissati al suolo con pozzetto di fondazione in calcestruzzo dedicato. I pali avranno una altezza 4, saranno dislocati ogni 24 metri lungo la recinzione perimetrale e su di essi saranno montati corpi illuminanti (che si attiveranno in caso di allarme/intrusione) e le videocamere del sistema di sorveglianza.

I cavi di collegamento del sistema saranno alloggiati nello scavo perimetrale eventualmente sfruttando quello già previsto per il passaggio dei cavidotti di ciascun impianto fotovoltaico.

Nell'esercizio ordinario degli impianti non sono previsti consumi di energia, eccezion fatta per il sistema di illuminazione e videosorveglianza che avrà una sua linea di alimentazione elettrica tradizionale in partenza dal quadro BT della cabina di interfaccia, dove è prevista l'installazione di un trasformatore di spillamento di 100 kVA per il funzionamento di tutti i gli impianti e sistemi ausiliari comuni a tutta l'area.

8. PRINCIPALI COMPONENTI DI IMPIANTO

Gli impianti fotovoltaici sono sistemi in grado di captare e trasformare l'energia solare in energia elettrica, connessi alla rete elettrica di distribuzione (grid-connected): l'energia viene convertita in corrente elettrica alternata per alimentare il carico-utente e/o immessa in rete, con la quale lavora in regime di interscambio. Un impianto fotovoltaico è costituito da un insieme di componenti meccanici, elettrici ed elettronici che captano l'energia solare, la trasformano in energia elettrica, sino a renderla disponibile all'utilizzatore. Esso sarà quindi costituito dal generatore fotovoltaico e da un sistema di controllo e condizionamento della potenza. Il rendimento di conversione complessivo di un impianto è il risultato di una serie di rendimenti, che a partire da quello della cella, passando per quello del modulo, del sistema di controllo della potenza e di quello di conversione, e quello di accumulo, permette di ricavare la percentuale di energia incidente che è possibile trovare all'uscita dell'impianto, sotto forma di energia elettrica, resa al carico utilizzatore. Nel seguito del paragrafo si descriveranno le tecniche e le tecnologie scelte con indicazioni delle prestazioni relative, nonché sulle soluzioni progettuali e operative adottate per minimizzare le emissioni e il consumo di risorse naturali.

MODULI FOTOVOLTAICI

Lo stato dell'arte sulle tecnologie disponibili per il settore fotovoltaico prevede l'utilizzo, per i grandi impianti utility scale, di moduli fotovoltaici le cui celle sono realizzate prettamente in silicio cristallino sia nella versione monocristallino che policristallino. Tutte le altre tecnologie si sono dimostrate o troppo costose o poco efficienti. Le prestazioni raggiunte dai

moduli fotovoltaici in silicio cristallino attualmente disponibili sul mercato, in termini di efficienza e di comportamento in funzione della temperatura, sono notevolmente migliori rispetto a quelle disponibili anche solo un paio di anni fa. Attualmente il grado di efficienza di conversione si attesta attorno al 18% per i moduli in silicio policristallino e ben oltre il 20% per quelli in silicio monocristallino sia tradizionali che con tecnologia PERC (Passivated Emitter and Rear Cell). Questo risultato tecnologico ha consentito ai moduli fotovoltaici di raggiungere potenze nominali maggiori a parità di superficie del modulo. Per il presente progetto la scelta dei moduli è ricaduta sulla tecnologia in silicio monocristallino del tipo bifacciale con moduli di potenza pari a 670W e dimensioni 2384x1303x35 mm, il modulo individuato è CanadianSolar modello CS7N-670MB-AG, Bifacial Mono Perc. I moduli fotovoltaici bifacciali permettono di catturare la luce solare da entrambi i lati, garantendo così maggiori performance del modulo e, di conseguenza, una produzione nettamente più elevata dell'intero impianto fotovoltaico.

Il termine che indica la capacità della cella fotovoltaica di sfruttare la luce sia frontalmente che posteriormente viene definito, appunto, "bifaccialità": un fenomeno reso possibile, in fisica, dal cosiddetto Fattore di Albedo della superficie su cui i moduli vengono installati, noto anche come "coefficiente di Albedo", si tratta dell'unità di misura che indica la capacità riflettente di un oggetto o di una superficie. Solitamente viene espressa con un valore da 0 a 1, che può variare a seconda dei singoli casi. Ad esempio:

- Neve e ghiaccio hanno un alto potere riflettente, quindi un Fattore di Albedo pari a 0,75;
- Superfici chiare di edifici (in mattoni o vernici chiare) possono raggiungere anche lo 0,6;
- Superfici scure di edifici (in mattoni o vernici scure) vedono un dato più ridotto (attorno allo 0,27);

Maggiore è l'albedo di una superficie, maggiore è la quantità di luce che è in grado di riflettere: di conseguenza, anche la produzione di energia dei pannelli fotovoltaici bifacciali sarà più o meno elevata.

Il valore aggiunto dei moduli fotovoltaici bifacciali riguarda, innanzitutto, le migliori performance lungo l'intera vita utile del sistema, dovute a una maggior produzione e resistenza del pannello. Inoltre, grazie all'elevata efficienza di conversione, il modulo bifacciale è in grado di diminuire i costi BOS (Balance of System), che rappresentano una quota sempre maggiore di quelli totali del sistema (data l'incidenza in costante calo dei costi legati a inverter e moduli). Riassumendo, i 3 principali vantaggi sono:

1. Prestazioni migliori. Poiché anche il lato posteriore del modulo è in grado di catturare la luce solare, è possibile ottenere un notevole incremento nella produzione di energia lungo tutta la vita del sistema. Ricerche e test sul campo dimostrano che un impianto realizzato con moduli bifacciali può arrivare a produrre fino al 30% in più in condizioni ideali. In realtà, misurazioni in campo su impianti già realizzati con questa tecnologia attestano l'incremento della produzione attorno al 10/15%.
2. Maggior durabilità. Spesso il lato posteriore di un modulo bifacciale è dotato di uno strato di vetro aggiuntivo (modulo vetro-vetro), per consentire alla luce di essere raccolta anche dal retro della cella fotovoltaica. Questo conferisce al modulo caratteristiche di maggior rigidità, fattore che riduce al minimo lo stress meccanico a carico delle celle, dovuto al trasporto e all'installazione o a fattori ambientali esterni (come il carico neve o vento).
3. Riduzione dei costi BOS. La "bifaccialità", incrementando notevolmente l'efficienza del modulo e facendo quindi aumentare la densità di potenza dell'impianto, rende possibile la riduzione dell'area di installazione dell'impianto stesso e, quindi, anche i costi relativi al montaggio e cablaggio del sistema (strutture, cavi, manodopera, etc.).

Di seguito si riportano le principali proprietà valutate dal costruttore in condizioni standard di misura (Standard Test Condition).



BiHiKu7

BIFACIAL MONO PERC




640 W ~ 670 W

CS7N-640 | 645 | 650 | 655 | 660 | 665 | 670MB-AG

MORE POWER

-  Module power up to 670 W
Module efficiency up to 21.6 %
-  Up to 8.9 % lower LCOE
Up to 4.6 % lower system cost
-  Comprehensive LID / LeTID mitigation technology, up to 50% lower degradation
-  Compatible with mainstream trackers, cost effective product for utility power plant
-  Better shading tolerance

MORE RELIABLE

-  40 °C lower hot spot temperature, greatly reduce module failure rate
-  Minimizes micro-crack impacts
-  Heavy snow load up to 5400 Pa, wind load up to 2400 Pa*

* For detailed information, please refer to the Installation Manual.

 **12 Years** Enhanced Product Warranty on Materials and Workmanship*

 **30 Years** Linear Power Performance Warranty*

1st year power degradation no more than 2%
Subsequent annual power degradation no more than 0.45%

*According to the applicable Canadian Solar Limited Warranty Statement.

MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES*

ISO 9001:2015 / Quality management system
ISO 14001:2015 / Standards for environmental management system
ISO 45001: 2018 / International standards for occupational health & safety

PRODUCT CERTIFICATES*

IEC 61215 / IEC 61730 / CE / INMETRO / MCS / UKCA
CEC listed (US California) / FSEC (US Florida)
UL 61730 / IEC 61701 / IEC 62716 / IEC 60068-2-68
Take-e-way

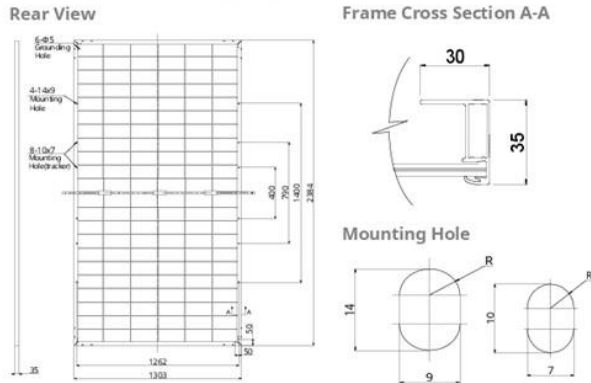


* The specific certificates applicable to different module types and markets will vary, and therefore not all of the certifications listed herein will simultaneously apply to the products you order or use. Please contact your local Canadian Solar sales representative to confirm the specific certificates available for your Product and applicable in the regions in which the products will be used.

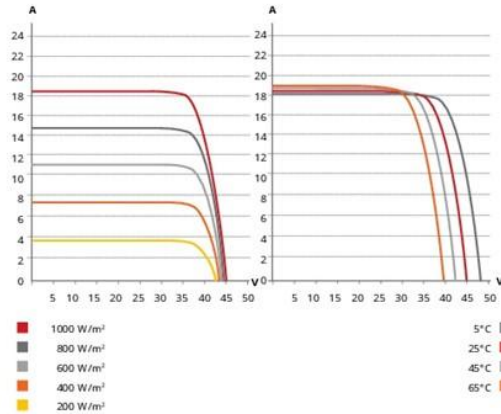
CSI Solar Co., Ltd. is committed to providing high quality solar photovoltaic modules, solar energy and battery storage solutions to customers. The company was recognized as the No. 1 module supplier for quality and performance/price ratio in the IHS Module Customer Insight Survey. Over the past 20 years, it has successfully delivered over 63 GW of premium-quality solar modules across the world.

CSI Solar Co., Ltd.
199 Lushan Road, SND, Suzhou, Jiangsu, China, 215129, www.csisolar.com, support@csisolar.com

ENGINEERING DRAWING (mm)



CS7N-650MB-AG / I-V CURVES



ELECTRICAL DATA | STC*

	Nominal Max. Power (Pmax)	Opt. Operating Voltage (Vmp)	Opt. Operating Current (Imp)	Open Circuit Voltage (Voc)	Short Circuit Current (Isc)	Module Efficiency	
CS7N-640MB-AG	640 W	37.5 V	17.07 A	44.6 V	18.31 A	20.6%	
Bifacial Gain**	5%	672 W	37.5 V	17.92 A	44.6 V	19.23 A	21.6%
	10%	704 W	37.5 V	18.78 A	44.6 V	20.14 A	22.7%
	20%	768 W	37.5 V	20.48 A	44.6 V	21.97 A	24.7%
CS7N-645MB-AG	645 W	37.7 V	17.11 A	44.8 V	18.35 A	20.8%	
Bifacial Gain**	5%	677 W	37.7 V	17.97 A	44.8 V	19.27 A	21.8%
	10%	710 W	37.7 V	18.84 A	44.8 V	20.19 A	22.9%
	20%	774 W	37.7 V	20.53 A	44.8 V	22.02 A	24.9%
CS7N-650MB-AG	650 W	37.9 V	17.16 A	45.0 V	18.39 A	20.9%	
Bifacial Gain**	5%	683 W	37.9 V	18.03 A	45.0 V	19.31 A	22.0%
	10%	715 W	37.9 V	18.88 A	45.0 V	20.23 A	23.0%
	20%	780 W	37.9 V	20.59 A	45.0 V	22.07 A	25.1%
CS7N-655MB-AG	655 W	38.1 V	17.20 A	45.2 V	18.43 A	21.1%	
Bifacial Gain**	5%	688 W	38.1 V	18.06 A	45.2 V	19.35 A	22.1%
	10%	721 W	38.1 V	18.93 A	45.2 V	20.27 A	23.2%
	20%	786 W	38.1 V	20.64 A	45.2 V	22.12 A	25.3%
CS7N-660MB-AG	660 W	38.3 V	17.24 A	45.4 V	18.47 A	21.2%	
Bifacial Gain**	5%	693 W	38.3 V	18.10 A	45.4 V	19.39 A	22.3%
	10%	726 W	38.3 V	18.96 A	45.4 V	20.32 A	23.4%
	20%	792 W	38.3 V	20.69 A	45.4 V	22.16 A	25.5%
CS7N-665MB-AG	665 W	38.5 V	17.28 A	45.6 V	18.51 A	21.4%	
Bifacial Gain**	5%	698 W	38.5 V	18.14 A	45.6 V	19.44 A	22.5%
	10%	732 W	38.5 V	19.02 A	45.6 V	20.36 A	23.6%
	20%	798 W	38.5 V	20.74 A	45.6 V	22.21 A	25.7%
CS7N-670MB-AG	670 W	38.7 V	17.32 A	45.8 V	18.55 A	21.6%	
Bifacial Gain**	5%	704 W	38.7 V	18.20 A	45.8 V	19.48 A	22.7%
	10%	737 W	38.7 V	19.05 A	45.8 V	20.41 A	23.7%
	20%	804 W	38.7 V	20.78 A	45.8 V	22.26 A	25.9%

* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

** Bifacial Gain: The additional gain from the back side compared to the power of the front side at the standard test condition. It depends on mounting (structure, height, tilt angle etc.) and albedo of the ground.

ELECTRICAL DATA | NMOT*

	Nominal Max. Power (Pmax)	Opt. Operating Voltage (Vmp)	Opt. Operating Current (Imp)	Open Circuit Voltage (Voc)	Short Circuit Current (Isc)
CS7N-640MB-AG	480 W	35.2 V	13.64 A	42.2 V	14.77 A
CS7N-645MB-AG	484 W	35.3 V	13.72 A	42.3 V	14.80 A
CS7N-650MB-AG	487 W	35.5 V	13.74 A	42.5 V	14.83 A
CS7N-655MB-AG	491 W	35.7 V	13.76 A	42.7 V	14.86 A
CS7N-660MB-AG	495 W	35.9 V	13.79 A	42.9 V	14.89 A
CS7N-665MB-AG	499 W	36.1 V	13.83 A	43.1 V	14.93 A
CS7N-670MB-AG	502 W	36.3 V	13.85 A	43.3 V	14.96 A

* Under Nominal Module Operating Temperature (NMOT), irradiance of 800 W/m², spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Mono-crystalline
Cell Arrangement	132 [2 x (11 x 6)]
Dimensions	2384 x 1303 x 35 mm (93.9 x 51.3 x 1.38 in)
Weight	37.9 kg (83.6 lbs)
Front Glass	2.0 mm heat strengthened glass with anti-reflective coating
Back Glass	2.0 mm heat strengthened glass
Frame	Anodized aluminium alloy
J-Box	IP68, 3 bypass diodes
Cable	4.0 mm² (IEC), 10 AWG (UL)
Cable Length (Including Connector)	460 mm (18.1 in) (+) / 340 mm (13.4 in) (-) or customized length*
Connector	T4 series or MC4-EVO2
Per Pallet	31 pieces
Per Container (40' HQ)	527 pieces or 465 pieces (only for US)

* For detailed information, please contact your local Canadian Solar sales and technical representatives.

ELECTRICAL DATA

Operating Temperature	-40°C ~ +85°C
Max. System Voltage	1500 V (IEC/UL) or 1000 V (IEC/UL)
Module Fire Performance	TYPE 29 (UL 61730) or CLASS C (IEC61730)
Max. Series Fuse Rating	35 A
Application Classification	Class A
Power Tolerance	0 ~ + 10 W
Power Bifaciality*	70 %

* Power Bifaciality = $P_{max_{rear}} / P_{max_{front}}$, both $P_{max_{rear}}$ and $P_{max_{front}}$ are tested under STC. Bifaciality Tolerance: ± 5 %

* The specifications and key features contained in this datasheet may deviate slightly from our actual products due to the on-going innovation and product enhancement. CSI Solar Co., Ltd. reserves the right to make necessary adjustment to the information described herein at any time without further notice.

Please be kindly advised that PV modules should be handled and installed by qualified people who have professional skills and please carefully read the safety and installation instructions before using our PV modules.

CSI Solar Co., Ltd.
199 Lushan Road, SND, Suzhou, Jiangsu, China, 215129, www.csisolar.com, support@csisolar.com

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.34 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.26 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature	41 ± 3°C

PARTNER SECTION



L'efficienza di un modulo fotovoltaico, e più in generale le sue prestazioni complessive, subiscono un degrado costante e lineare nel tempo a causa di fenomeni di degradazione sia meccanica che elettrica, su scala sia macroscopica che microscopica (degradazione delle giunzioni, deriva elettronica, degradazione della struttura cristallina del silicio, etc.). Di fatto, la vita utile di un modulo fotovoltaico si attesta tra i 25 e i 30 anni, oltre i quali si impone una sostituzione del modulo per via della bassa efficienza raggiunta, dopodiché sarà necessaria una sostituzione dell'intero generatore per ripristinarne le prestazioni.

SOLAR INVERTER

L'inverter (convertitore statico) rappresenta il cuore di un sistema fotovoltaico ed è l'apparato al quale è demandata la funzione di conversione della corrente continua prodotta dal generatore fotovoltaico in corrente alternata, l'unica in grado di poter essere sfruttata da un eventuale utilizzatore finale oppure essere immessa in rete.

Nel presente progetto si considerano inverter di stringa come riportato al capitolo 6. L'inverter è installato in prossimità delle strutture porta pannelli dislocati all'interno del campo fotovoltaico. Le unità previste sono tutte uguali ed hanno una potenza massima attiva alle condizioni di test standard di 215 kVA ($\cos \phi = 0,1$) e con 3 MPPT $I_{max} 100^\circ N.5$ Input, per ciascuna unità. Di seguito si riporta una tabella con evidenziato il numero e la taglia degli inverter utilizzati per ciascun impianto e i relativi valori di rapporto DC/AC (potenza ingresso/uscita).

Gli inverter previsti (o meglio l'intera stazione di trasformazione), sono in grado di supportare gli impianti di nuova generazione operanti a tensioni limiti in corrente continua pari a 1.500 V, di seguito se ne riportano le principali caratteristiche tecniche

NUMERO INVERTER PREVISTI	109
RAPPORTO DC/AC	1,05

L'MPPT, ovvero Maximum Power Point Tracker, rappresenta un sistema elettronico in grado di far lavorare l'inverter al pieno delle sue possibilità in funzione delle condizioni al contorno presenti (irraggiamento, temperatura, etc.).

In particolare sposta il punto di lavoro della macchina sulla curva tensione/corrente in modo da avere sempre le migliori prestazioni possibili.

Come anticipato ogni unità di conversione statica sarà posizionata direttamente in campo e sarà collocata a ridosso degli inseguitori solari, fissati sui montanti piantati nel terreno.

Ad oggi gli inverter previsti per i progetti sono di marca HUAWEI modello SUN2000- 215KTL-H3, esso è in grado di supportare gli impianti di nuova generazione operanti a tensioni limite in corrente continua pari a 1.500 V, di seguito se ne riportano le principali caratteristiche tecniche:

SUN2000-215KTL-H3
Smart String Inverter



100A
Per MPPT



99.0%
Max. Efficiency



String-Smart
Switch



Smart I-V Curve
Diagnosis Supported



MBUS
Supported



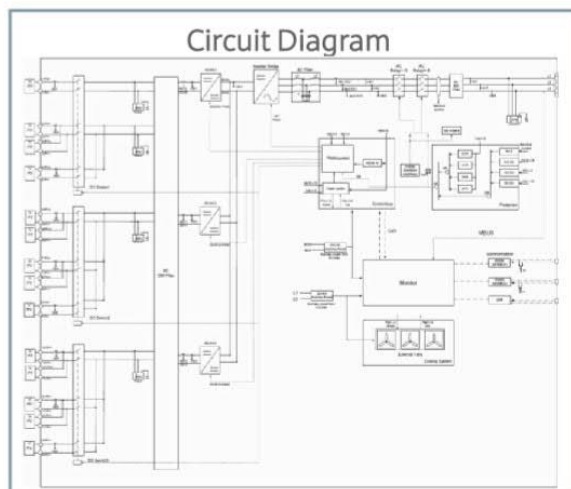
Fuse Free
Design



Surge Arresters for
DC & AC



IP66
Protection

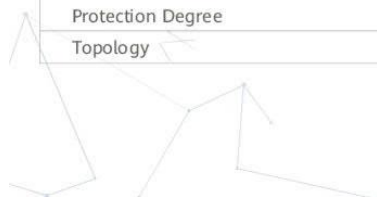


SOLAR.HUAWEI.COM

SUN2000-215KTL-H3

Technical Specifications

Efficiency	
Max. Efficiency	≥99.0%
European Efficiency	≥98.6%
Input	
Max. Input Voltage	1,500 V
Number of MPP Trackers	3
Max. Current per MPPT	100A/100A/100A
Max. PV Inputs per MPPT	4/5/5
Start Voltage	550 V
MPPT Operating Voltage Range	500 V ~ 1,500 V
Nominal Input Voltage	1,080 V
Output	
Nominal AC Active Power	200,000 W
Max. AC Apparent Power	215,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	215,000 W
Nominal Output Voltage	800 V, 3W + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Nominal Output Current	144.4 A
Max. Output Current	155.2 A
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ... 0.8 LD
Max. Total Harmonic Distortion	< 1%
Protection	
Input-side Disconnection Device	Yes
Anti-islanding Protection	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
DC Insulation Resistance Detection	Yes
Residual Current Monitoring Unit	Yes
Communication	
Display	LED Indicators, WLAN + APP
USB	Yes
MBUS	Yes
RS485	Yes
General	
Dimensions (W x H x D)	1,035 x 700 x 365 mm (40.7 x 27.6 x 14.4 inch)
Weight (with mounting plate)	≤86 kg (191.8 lb.)
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C (-13°F ~ 140°F)
Cooling Method	Smart Air Cooling
Max. Operating Altitude without Derating	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0 ~ 100%
DC Connector	Staubli MC4 EVO2
AC Connector	Waterproof Connector + OT/DT Terminal
Protection Degree	IP66
Topology	Transformerless



SOLAR.HUAWEI.COM

STRUTTURE DI FISSAGGIO

Come anticipato, per l'impianto oggetto di richiesta autorizzativa unica, si è optato per un sistema di strutture a inseguimento solare (tracker) con asse di rotazione Nord/Sud e inclinazione massima di 60° e si prevede di sfruttare strutture da 60 moduli.

I moduli fotovoltaici saranno installati in doppia fila, configurazione 2xN, con il lato inferiore ad una quota di 0,50 metri dal piano campagna in tal modo l'altezza massima dei moduli, corrispondente ad una inclinazione di 60°, sarà di circa 4,4 metri. Il pitch, ovvero l'interdistanza tra le strutture, sarà di 9,50 metri.

Le strutture utilizzate nel presente progetto saranno essenzialmente di tre configurazioni in funzione della loro lunghezza ovvero file 2x14 moduli a cui corrispondono strutture di lunghezza circa 20 metri, 2x28 moduli a cui corrispondono strutture di lunghezza circa 40 metri e 2x42 moduli a cui corrispondono strutture di lunghezza circa 56 metri.

La struttura di sostegno e fissaggio moduli fotovoltaici prevede la posa di pali circolari in acciaio zincato infissi nel terreno, che andranno a sostenere l'intera struttura, anch'essa in acciaio zincato, senza la necessità di alcuna fondazione in calcestruzzo, compatibilmente alle caratteristiche geologiche del terreno e alle prove che dovranno essere eseguite per la fase di costruzione dell'impianto (penetrazione e pull out test). Inoltre, le strutture dovranno essere in grado di supportare il peso dei moduli anche in presenza di raffiche di vento di elevata velocità, di neve e altri carichi accidentali.

Di seguito si riportano degli stralci grafici di progetto in cui sono evidenziate le caratteristiche salienti del sistema di fissaggio dei moduli. Tutte le misure riportate nel presente paragrafo in riferimento agli aspetti strutturali come la larghezza e lo spessore dei pali e delle travi, l'interdistanza dei pali in direzione longitudinale, etc. sono puramente indicative, per il valore corretto si rimanda ai relativi calcoli strutturali e alle prove strumentali sul campo.

Caratteristiche dell'inseguitore monoassiale	
Modello	SF7 Bi-facial ver. 2
Produttore	Soltec
Tecnologia	Single-row
Configurazione	2V
Angoli limite d'inseguimento	+60 / -60 °
Distanza tra le file (pitch distance)	9.5 m
Altezza del punto più basso	0.5 m
Progettati per moduli	BIFACIAL
Distanza aggiuntiva per il motore	481.0 mm
Distanza aggiuntiva per travi di torsione	150.0 mm
Distanza tra i moduli in direzione assiale	29.0 mm
Distanza tra i moduli in direzione pitch	0.0 mm

9. IMPIANTI AUSILIARI E OPERE CIVILI

L'impianto fotovoltaico in progetto si completa con alcune opere "accessorie" ma fondamentali per il corretto esercizio e manutenzione dello stesso.

IMPIANTO DI TERRA ED EQUIPOTENZIALE

Si provvederà alla posa diretta interrata di una corda di rame nudo della sezione minima pari a 50 e 35 mm² che andrà a collegare tutte le masse estranee presenti in campo e tutti i componenti dell'impianto che necessitano di questo collegamento, inoltre, vista la vastità del campo, si provvederà altresì a realizzare tramite il medesimo collegamento un sistema equipotenziale in grado di evitare l'introduzione nel sistema di potenziali pericolosi sia per gli apparati che per il personale.

Al sistema di messa a terra saranno anche collegati tutti gli apparati esistenti come quelli del sistema di supervisione (SCADA), dell'illuminazione perimetrale, video-sorveglianza etc., mentre non saranno ad esso collegati i componenti di classe II e le masse estranee aventi valori di resistenza verso terra maggiori dei limiti imposti da normativa tecnica.

Le corde nude di rame saranno riportate all'interno delle stazioni di trasformazione dove è presente un collettore di terra al quale sarà attestato anche il dispersore lato AT, collegato ad anello, anch'esso realizzato tramite corda di rame nudo di sezione minima pari a 50 mm².

IMPIANTO DI ILLUMINAZIONE PERIMETRALE

L'impianto fotovoltaico sarà corredato di un sistema di illuminazione perimetrale realizzato con corpi illuminanti a led installati su pali di altezza fuori terra pari a 4 metri con distanziamento tra i pali di 24 metri. L'accensione sarà comandata, tramite contattore, dal sistema antintrusione, in particolare la centrale invierà un segnale attraverso il quale si accenderanno le luci perimetrali.

L'accensione sarà inibita durante il giorno mediante l'installazione di un dispositivo crepuscolare, inoltre, l'accensione potrebbe essere anche settorializzata in funzione della tipologia di allarme registrato dalla centrale antintrusione. I pali di illuminazione saranno installati ad una distanza tale da garantire un adeguato livello di illuminamento del campo, indicativamente la distanza tra un palo e l'altro può essere stimata in circa 24 metri, non è richiesta particolare uniformità nell'illuminazione delle zone di interesse.

Su ciascun palo di illuminazione si provvederà all'installazione di un corpo illuminante a LED di potenza 25W che sviluppa un flusso luminoso pari a 3204lm con grado di protezione adeguato alla posa all'aperto.

IMPIANTO DI VIDEOSORVEGLIANZA

Il sistema di sicurezza sarà realizzato perimetralmente al campo in corrispondenza dei corpi illuminanti e ad una distanza di 100 metri l'uno dall'altro o comunque ad una distanza al fine di garantire una corretta copertura di tutto il perimetro. Gli apparati di registrazione e gestione come NVR e switch saranno collocati all'interno della Control Room e tutti gli elementi in campo saranno collegati mediante fibra ottica multimodale. Oltre al perimetro si prevede di installare anche telecamere tipo dome in corrispondenza delle stazioni di trasformazioni e dell'accesso al campo. Tutte le telecamere saranno dotate di sensore di movimento in modo che si eviti un elevato flusso di segnale da gestire dalla centrale.

METEO STATION

La meteo station è un sistema in grado di misurare i parametri ambientali ed inviare informazioni al sistema di supervisione per esseri trattati. Essa è costituita da un anemometro, termometro e piranometro, pertanto, sarà in grado di fornire informazioni in merito a velocità del vento, temperatura ambiente e dei moduli, irraggiamento. Per avere parametri attendibili si potrà provvedere all'installazione di più meteo station in campo.

SISTEMA DI SUPERVISIONE

La realizzazione degli impianti prevede anche un sistema per il monitoraggio e il controllo da remoto in grado di fornire informazioni, anche grafiche, dell'intero "percorso energetico". Il sistema sarà collegato, ricevendone informazioni, agli apparati principali del sistema fotovoltaico come: inverter, stazione meteo, quadri elettrici, etc. I parametri gestiti saranno utilizzati per valutare le prestazioni dell'impianto in termini di produzione di energia stimata e reale e quindi con il calcolo del PR (Performance Ratio).

Verrà realizzata un'apposita interfaccia grafica per la gestione dell'impianto. Oltre ai parametri energetici per la valutazione delle prestazioni, il sistema sarà in grado anche di gestire le immagini provenienti dal sistema di videosorveglianza in tempo reale e la possibilità di visione di quelle registrate, trovando quindi applicazione anche in ambito di sicurezza. Tutti gli

apparati interessati dal sistema di supervisione saranno ad essi collegati mediante fibra ottica (multimodale e ridondante) in posa interrata in appositi cavidotti, in corrispondenza degli apparati saranno previsti dei dispositivi transponder per la conversione dei segnali da fibra in rame.

Inoltre, per la gestione delle informazioni si prevede l'installazione in campo di diversi cassette ottici in appositi involucri protettivi dagli agenti atmosferici. Gli apparati principali per la gestione del sistema saranno invece collocati all'interno della Control Room. Il sistema di supervisione e telecontrollo riveste un ruolo di fondamentale importanza nella gestione dell'impianto in quanto, oltre a trovare applicazioni in ambito di sicurezza e di valutazione delle prestazioni, esso rappresenta lo strumento attraverso il quale il distributore di rete (Terna) può agire sull'impianto. Infatti, inviando le direttive al gestore di impianto quest'ultimo può settare i parametri di rete con cui l'impianto si interfaccia alla RTN oppure disconnettere l'impianto in caso di necessità.

RECINZIONE PERIMETRALE

Opera propedeutica alla costruzione di ciascun impianto è la realizzazione di una recinzione perimetrale a protezione del generatore fotovoltaico e degli apparati dell'impianto. Tale recinzione non presenterà cordoli di fondazione posti alla base, ma si procederà con la sola infissione di pali in castagno. Le opere di recinzione e mitigazione a verde saranno particolarmente curate.

La recinzione verrà arretrata di 1 m rispetto al confine del lotto. All'interno della recinzione verrà realizzata una fascia di schermatura, differente a seconda dei tratti, così come riportato nelle tavole allegate (opere di mitigazione). In questo modo si potrà perseguire l'obiettivo di costituire una barriera visiva per un miglior inserimento paesaggistico dell'impianto. Come sostegni alla recinzione verranno utilizzati pali sagomati in legno di castagno, che garantiscono una maggiore integrazione con l'ambiente circostante. I pali, alti 3 m, verranno infissi nel terreno per una profondità pari a 1 m.

Questi presenteranno giunti di fissaggio laterale della rete sul palo e giunti in metallo per il fissaggio di angoli retti e ottusi. La rete metallica che verrà utilizzata sarà di tipo "a maglia romboidale" e avrà un'altezza di 2 metri sul piano campagna. Il tipo di recinzione sopra descritto è rappresentato, a titolo indicativo, nella foto seguente:



ELETTRODOTTO ED OPERE DI CONNESSIONE

Con il termine di elettrodotto ci si riferisce alla linea elettrica in cavo alla tensione nominale di esercizio di 36 kV (AT) che collega l'impianto alla Stazione Elettrica (SE) della RTN a 380/150 kV denominata "Taranto N2", previa razionalizzazione delle linee RTN in ingresso alla suddetta SE RTN. L'elettrodotto che si svilupperà per una lunghezza di circa 18,80 km, sarà realizzato interamente nel sottosuolo, i cavi di alta tensione saranno posati direttamente interrati all'interno della trincea scavata.

I cavi saranno posati su un letto di sabbia e ricoperto dello stesso materiale (fine) a partire dal suo bordo superiore. Il successivo riempimento dello scavo sarà effettuato con modalità differenti a seconda del tratto di strada interessata e secondo gli standard realizzativi prescritti dal Distributore di rete. Nel caso si dovrà procedere al taglio della sezione stradale, lo scavo andrà riempito con magrone dosato con 70 kg di calcestruzzo per mc.

Si procederà quindi con la posa di uno strato di calcestruzzo Rck 250 e con il ripristino del tappetino bituminoso previa fresatura dei fianchi superiori dello scavo, per una larghezza complessiva pari a 3L (essendo L=la larghezza dello scavo), così come da prescrizioni della Provincia, settore viabilità.

Solo nel caso di attraversamento della sede stradale, e solo per il tratto interessato, i cavi saranno posati all'interno di apposite tubazioni in polietilene doppia parete ad elevata resistenza meccanica (450 N o 750 N), questo al fine di garantirne la successiva sfilabilità senza dover incidere sulla superficie stradale. Dove lo scavo non interesserà la sede stradale, invece, si potrà procedere al riempimento con terreno adeguatamente compattato con mezzi meccanici. In corrispondenza dei cavi, immediatamente sopra ad una distanza di circa 30 cm, si provvederà alla posa di un nastro segnalatore che indichi la presenza dell'elettrodotto in caso di manutenzione stradale o di altro tipo di intervento.