

PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN NUOVO IMPIANTO FOTOVOLTAICO SU CAVA
E DELLE RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE ALLA RTN
LOCALITA' JAZZO DE REI E PEZZA VILLANI
COMUNI DI RUVO E BITONTO (BA)
DENOMINAZIONE IMPIANTO - PVC001 RUVO JAZZO DE REI
POTENZA NOMINALE 37.0 MW

PROGETTO DEFINITIVO - SIA

PROGETTAZIONE E SIA



HOPE engineering
ing. Fabio PACCAPELO
arch. Gaetano FORNARELLI
arch. Andrea GIUFFRIDA
ing. Andrea ANGELINI
dott.ssa Giulia LUCIA



GVC ingegneria
ing. Michele RESTAINO
ing. Giorgio Maria RESTAINO
ing. Carlo RESTAINO
ing. Attilio ZOLFANELLI
Arch. Serena MASI

GEOLOGIA

geol. Luigi BUTTIGLIONE

ACUSTICA

ing. Sabrina SCARAMUZZI

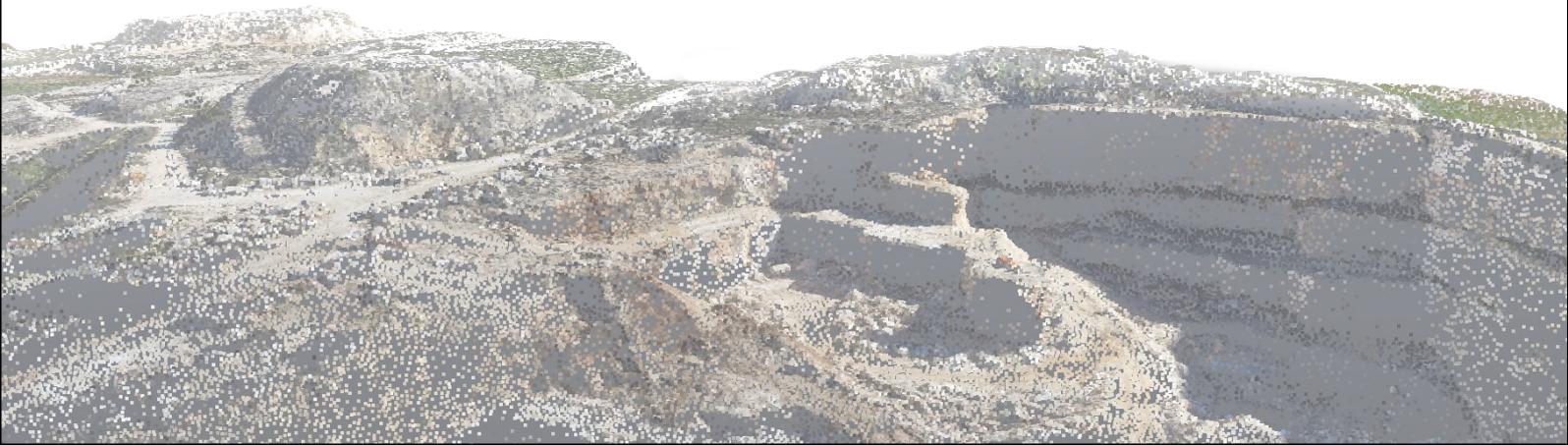
AGRONOMIA, NATURA E BIODIVERSITÀ

dott.ssa agr. Lucia PESOLA

R.2 RELAZIONI SPECIALISTICHE

R.2.11 Relazione tecnica impianti elettrici e componentistiche elettriche

REV.	DATA	DESCRIZIONE
	10/23	prima emissione



INDICE

1.	INTRODUZIONE	2
2.	LEGISLAZIONE VIGENTE	3
3.	DEFINIZIONI	5
3.1	IMPIANTO PER LA CONNESSIONE	5
3.2	IMPIANTO DI RETE PER LA CONNESSIONE	5
3.3	IMPIANTO DI UTENZA PER LA CONNESSIONE	5
4.	INQUADRAMENTO DELL'OPERA	6
4.1	DATI TECNICI	6
5.	DESCRIZIONE DEI COMPONENTI E DELLE SCELTE PROGETTUALI	7
5.1	CARATTERISTICHE GENERALI DELL'IMPIANTO DI GENERAZIONE	7
5.2	CONNESSIONE ALLA RETE	7
5.3	DESCRIZIONE DEI SOTTOCAMPI COSTITUENTI L'IMPIANTO FOTOVOLTAICO	8
5.4	MODULO FOTOVOLTAICO	11
5.5	POWER SKIDS E CABINA DI RACCOLTA	12
5.5.1	<i>Gruppo di conversione CC/CA</i>	14
5.6	SISTEMA DI ACCUMULO ENERGIA BESS	17
5.6.1	<i>Il DC-DC Converter</i>	17
5.6.2	<i>Disposizione Bess</i>	19
5.7	STRUTTURE DI SOSTEGNO MONOASSIALI	19
5.8	OPERE PRINCIPALI DA ESEGUIRSI	20
5.9	QUADRI ELETTRICI	21
5.10	CAVI E TUBAZIONI	22
5.11	SISTEMA DI TERRA (MISURE DI PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI DIRETTI E INDIRECTI)	23
5.12	SISTEMA DI MONITORAGGIO DELLE PRESTAZIONI	23
5.13	SISTEMA DI VIDEOSORVEGLIANZA	25
5.14	SISTEMI ANTINCENDIO	25
6.	CALCOLI E VERIFICHE DI PROGETTO DEL GENERATORE E DEI CAVIDOTTI MT	26
6.1	MODALITÀ DI CALCOLO	26
6.2	CALCOLO DELLA PORTATA	26
6.3	SCELTA DEL TIPO DI POSA CAVO MT	28
6.4	SCELTA DEL LIVELLO DI TENSIONE E DEL TIPO DI CAVO	28
6.5	DIMENSIONAMENTO DEI CAVI MT	29
6.6	CONDIZIONI OPERATIVE E VINCOLI	30
6.7	COLLEGAMENTI AUSILIARI	30

6.8	APPARECCHIATURE A MT	30
6.9	QUADRO GENERALE MT	31
6.10	SERVIZI AUSILIARI ESSENZIALI	31
6.11	RETE DI TERRA	31
6.12	IMPIANTI SPECIALI	31
6.13	ILLUMINAZIONE ESTERNA ED IMPIANTO FM	32
6.14	PROTEZIONE APPARECCHIATURE	32
7.	VALUTAZIONE DELLA PRODUCIBILITA'	33
8.	VERIFICHE E COLLAUDO	34
8.1	CERTIFICAZIONE	34
8.2	COLLAUDO	34
8.3	VERIFICHE DELL'IMPIANTO DI TERRA	34
8.4	VERIFICHE DEI SISTEMI DI MISURE	35
8.5	DOCUMENTAZIONE DA PRODURRE	35

Nella presente relazione sono descritte le opere elettriche necessarie alla realizzazione dell'impianto fotovoltaico in una cava dismessa che sfrutta la tecnologia fotovoltaica per convertire l'energia solare primaria in energia elettrica. L'impianto e le relative opere ed infrastrutture connesse saranno realizzate in località Jazzo de Rei e Pezza Villani nei territori dei comuni di Ruvo di Puglia e Bitonto nella provincia di Bari (BA).

La progettazione è stata studiata utilizzando le tecnologie ad oggi presenti e disponibili sul mercato; considerando che la tecnologia fotovoltaica è in rapido sviluppo, dal momento della progettazione definitiva alla realizzazione dell'impianto le caratteristiche delle componenti principali (moduli fotovoltaici, inverter, strutture di supporto) potranno non essere più disponibili sul mercato e quindi potranno essere impiegate nella realizzazione tecnologie disponibili e più all'avanguardia, lasciando invariate le caratteristiche complessive e principali dell'intero impianto in termini di potenza massima di produzione e occupazione del suolo.

1. INTRODUZIONE

La conversione fotovoltaica consiste nella trasformazione diretta dell'energia solare in energia elettrica mediante dispositivi a stato solido, prodotti con metodi affini a quelli impiegati nell'industria elettronica. Essa mostra la più elevata efficienza di conversione dell'energia solare primaria in elettricità rispetto alle altre tecnologie rinnovabili.

La tecnologia fotovoltaica appare, nel lungo periodo, quella che consente lo sfruttamento più promettente e su grande scala delle fonti rinnovabili, soprattutto in Paesi come l'Italia, con alti livelli di insolazione e un potenziale energetico fotovoltaico pari a 47.000 miliardi di kWh/anno.

A differenza di talune fonti rinnovabili, il fotovoltaico beneficia della indipendenza del luogo di installazione rispetto alla fonte di energia: seppur in misura variabile, sulla superficie terrestre l'irraggiamento solare arriva ovunque, la fonte eolica e quella idroelettrica sono invece limitate a porzioni specifiche del territorio, laddove tali risorse si concentrano in misura idonea ad essere sfruttate, mentre la biomassa va coltivata in situ o comunque trasportata. Da ciò discende un ulteriore pregio del fotovoltaico: tali impianti sono gli unici idonei ad applicazioni di tipo locale, sono modulari e possono risolvere ovunque fabbisogni, capaci anche di alimentare autonomamente utenze isolate distanti dalla rete elettrica o protette da vincoli, tipo parchi naturali, isole, etc.

2. LEGISLAZIONE VIGENTE

Le principali normative e leggi di riferimento per la progettazione dell'impianto fotovoltaico sono:

- D.Lgs. 387/2003 in attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione della energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità;
- D.Lgs 28/2011 in attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE
- Legge n. 10/1991 "Norme per l'attuazione del Piano energetico nazionale in materia di uso razionale dell'energia, di risparmio energetico e di sviluppo delle fonti rinnovabili di energia";
- Decreto del Ministero per lo Sviluppo Economico del 10 settembre 2010, "Linee Guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili";
- Decreto Legislativo 3 marzo 2011, n. 28 Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE
- L.R. 16 Dicembre 2011, n. 16 - Norme in materia ambientale e di fonti rinnovabili
- DM 19.02.2007;
- DM 06.08.2010;
- DM 05.05.2011;
- norme CEI/IEC per la parte elettrica convenzionale;
- conformità al marchio CE per i componenti dell'impianto;
- norme CEI/IEC e/o JRC/ESTI per i moduli fotovoltaici;
- norme UNI/ISO per la parte meccanico/strutturale;
- D.lgs. n. 81/08 recante "Attuazione dell'articolo 1 della legge 3 agosto 2007, n. 123, in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro";
- D.M. 37/08 norma per la sicurezza e realizzazione impianti elettrici;
- unificazioni Società Elettriche (E - DISTRIBUZIONE e/o altre) per le interfacce con la rete elettrica;
- CEI EN 61936-1 (Classificazione CEI 99-2): Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in corrente alternata.
- CEI EN 50522 (Classificazione CEI 99-3): Messa a terra degli impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in corrente alternata.
- norma CEI 11-20 per gli impianti di produzione;
- norma CEI 0-16 per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica;

- delibera dell'Autorità per l'energia elettrica ed il gas ARG/elt 99/08 recante "Testo integrato delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione di energia elettrica (Testo integrato delle connessioni attive - TICA)" come successivamente modificato e integrato;
- "Guida per le connessioni alla rete elettrica di e-distribuzione, normativa E-DISTRIBUZIONE.

L'elenco normativo è riportato soltanto a titolo di promemoria indicativo; esso non è esaustivo per cui eventuali leggi o norme applicabili, anche se non citate, vanno comunque applicate. Le opere e installazioni saranno eseguite a regola d'arte in conformità alle Norme applicabili CEI, IEC, UNI, ISO vigenti, anche se non espressamente richiamate nel seguito.

3. DEFINIZIONI

3.1 IMPIANTO PER LA CONNESSIONE

L'impianto per la connessione è l'insieme degli impianti realizzati a partire dal punto di inserimento sulla rete esistente, necessari per la connessione alla rete di un impianto di produzione. L'impianto per la connessione è costituito dall'impianto di rete per la connessione e dall'impianto di utenza per la connessione

3.2 IMPIANTO DI RETE PER LA CONNESSIONE

L'impianto di rete per la connessione è la porzione di impianto per la connessione di competenza del gestore di rete, compresa tra il punto di inserimento sulla rete esistente e il punto di connessione.

3.3 IMPIANTO DI UTENZA PER LA CONNESSIONE

L'impianto di utenza per la connessione è la porzione di impianto per la connessione la cui realizzazione, gestione, esercizio e manutenzione rimangono di competenza del richiedente.

4. INQUADRAMENTO DELL'OPERA

La società **Santa Barbara Energia S.r.l.**, facente parte del Gruppo Hope, con sede in Milano, Via Lanzone,31 intende realizzare un impianto fotovoltaico su cava dismessa avente codice pratica **202201199**, avente potenza nominale dei moduli fotovoltaici pari a **36.816,78 kWp**, ricadente sul territorio comunale di Ruvo di Puglia e Bitonto nella Provincia di Bari (BA).

Il progetto definitivo comprende le opere necessarie alla connessione alla Rete di Trasmissione Nazionale, progettate in base alla **STMG** rilasciata dalla società di gestione Terna S.p.A. e regolarmente accettata dal Proponente.

L'area per la realizzazione dell'impianto è stata scelta a valle di considerazioni basate in primis sul rispetto dei vincoli intesi a contenere gli effetti modificativi del suolo ed a consentire l'esistenza dell'impianto nel rispetto dell'ambiente e delle attività umane in atto nell'area, ed in secondo luogo sui requisiti tecnici e di rendimento dell'impianto.

Il progetto è stato sviluppato studiando la disposizione dell'impianto sul territorio in relazione a numerosi fattori tra cui:

- radiazione incidente al suolo e fenomeni di ombreggiamento;
- orografia del sito;

Sulla base dei criteri sopra descritti, attraverso indagini e sopralluoghi in situ, è stata ipotizzata una configurazione dell'impianto che viene esaurientemente rappresentata negli elaborati allegati al presente progetto.

4.1 DATI TECNICI

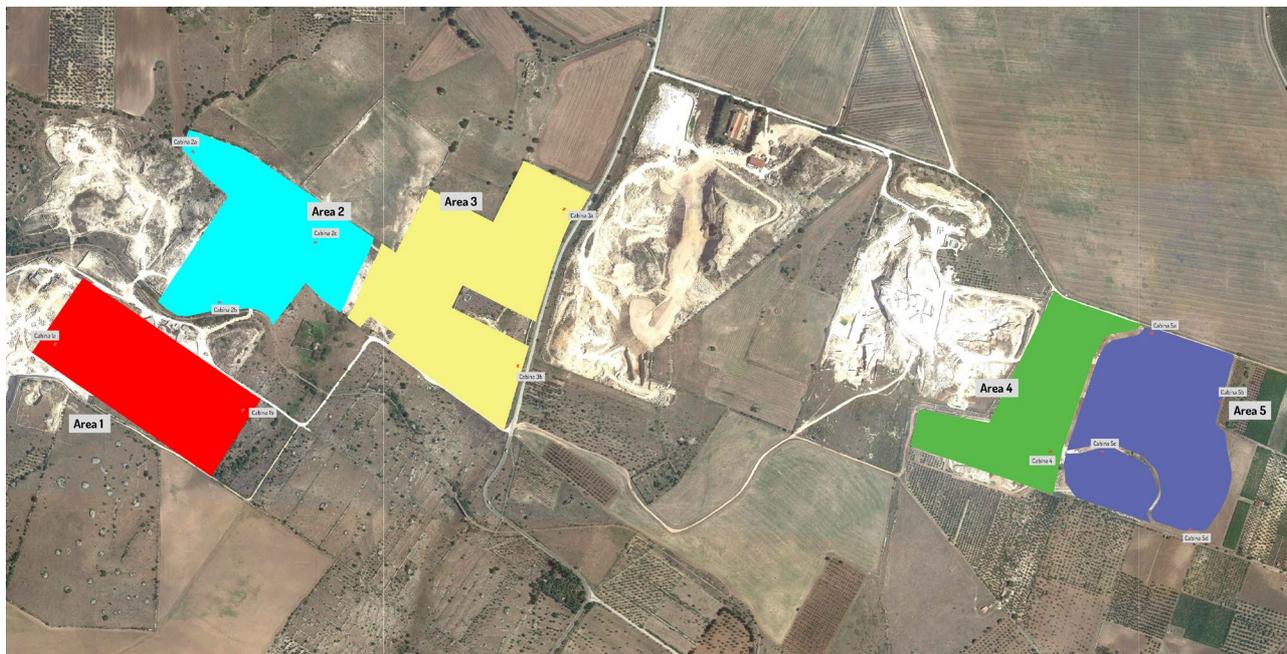
Luogo di installazione:	Località Jazzo de Rei e Pezza Villani - Comune di Ruvo di Puglia e Bitonto (BA)
Potenza di picco:	36.816,78 kWp
N° moduli fotovoltaici	51.492
Tipo strutture di sostegno:	Tracker ad inseguimento monoassiale
Inclinazione piano dei moduli:	Variabile
Angolo di azimuth ° (0°Sud – 90°Est):	0° Sud
Angolo di tilt °:	Variabile
Rete di Raccolta:	Media tensione 36 kV
Rete di collegamento:	Alta Tensione RTN 150 kV
Gestore della rete:	Terna
Coordinate geografiche:	Latitudine: 41.009154°, Longitudine: 16.479869°

5. DESCRIZIONE DEI COMPONENTI E DELLE SCELTE PROGETTUALI

5.1 CARATTERISTICHE GENERALI DELL'IMPIANTO DI GENERAZIONE

Le tavole allegate riportano la planimetria e lo schema elettrico generale dell'impianto fotovoltaico da cui si evidenziano le principali funzioni svolte dai vari sottosistemi e apparecchiature che compongono l'impianto stesso.

L'impianto fotovoltaico per la produzione di energia elettrica in oggetto è suddiviso essenzialmente in cinque aree, all'interno del quale sono disposti i tracker e le cabine Power skids, denominate a seconda dell'area di appartenenza:



Layout aree di impianto

Il campo fotovoltaico sarà composto da 51.492 moduli di potenza unitaria pari a 715 W e riuniti in stringhe.

Le stringhe sono costituite da moduli connessi in serie in modo da non superare una tensione a vuoto di 1500 Vdc anche in condizioni di basse temperature (il calcolo è stato fatto per una temperatura minima di -5°C).

In ciascun sottocampo le stringhe saranno realizzate collegando in serie 28 moduli e collegate al quadro di parallelo stringhe prima di essere collegate all'inverter centralizzato del relativo Skid.

Ogni campo raccoglierà la potenza del generatore in corrente continua e la convoglierà tramite cavidotti in CC verso i punti di raccolta, conversioni e trasformazione in MT dell'energia prodotta. Tali punti di raccolta, non saranno né cabine prefabbricate e cabine posate in opera ma saranno dei Power Skid poggiati su platea di fondazione composta dall'insieme dell'inverter centralizzati outdoor, il trasformatore elevatore MT/BT e i quadri BT e MT tutti Outdoor come meglio specificato nei paragrafi successivi. Una esigenza tecnica è rappresentata dalla ricerca del miglior accoppiamento possibile tra i livelli di tensione del generatore fotovoltaico con quelli del convertitore cc/ca, per il quale si registra un aumento dell'efficienza al diminuire del rapporto tra tensione di ingresso e uscita. Si osserva, innanzitutto, che quanto più alta è la tensione di lavoro, tanto minori risultano essere, a parità di potenza, le correnti in gioco nel circuito, determinando minori perdite elettriche.

5.2 CONNESSIONE ALLA RETE

L'impianto sarà connesso alla Rete di Trasmissione Nazionale RTN tramite la costruzione di un impianto elettrico per la connessione.

La consistenza dell'impianto di connessione è determinata in base alle indicazioni del gestore di rete che in questo caso è Terna S.p.A., il quale invia al soggetto richiedente (Santa Barbara Energia S.r.l.) un preventivo di connessione contenente i costi di connessione e la Soluzione Tecnica Minima Generale per la connessione dell'impianto (STMG). La STMG rilasciata da Terna S.p.A con preventivo di connessione del 05/04/2023 codice pratica **202201199**, prevede che l'impianto fotovoltaico sarà connesso alla Rete di Trasmissione Nazionale mediante collegamento in antenna a 36 kV su una nuova Stazione Elettrica (SE) della RTN a 150/36 kV da inserire in entra-esce alla linea RTN a 150 kV "Bari Ind/le 2 – Corato". Secondo tale STMG, l'impianto di rete per la connessione sarà costituito dallo/gli stallo/i arrivo produttore a 36 kV nella suddetta stazione, mentre il nuovo elettrodotto in antenna a 36 kV per il collegamento dell'impianto sulla Stazione Elettrica della RTN costituisce impianto di utenza.

Si dovrà pertanto realizzare un impianto di rete per la connessione costituito da una nuova Stazione Elettrica 150/36 kV ed un impianto di utenza per la connessione costituito da un elettrodotto di vettoriamento MT tra il campo fotovoltaico e la Stazione Elettrica.

In sintesi, le opere necessarie per connettere l'impianto fotovoltaico sono costituite da:

1. Una cabina di raccolta a 36 kV di raccolta dell'energia proveniente dai Power skids interni all'impianto fotovoltaico;
2. un elettrodotto di vettoriamento interrato a 36 kV costituito da una doppia terna di cavi unipolari con posa ad elica visibile per il collegamento dell'impianto fotovoltaico alla Stazione Elettrica a 150/36 kV della RTN.

La descrizione delle opere di cui ai punti 1 e 2 sono contenute nel presente capitolo mentre le opere di cui ai punti 3,4 e 5 sono dettagliate nei capitoli successivi.

5.3 DESCRIZIONE DEI SOTTOCAMPI COSTITUENTI L'IMPIANTO FOTOVOLTAICO

L'impianto fotovoltaico ha una potenza totale di 36.816,78 kWp e da punto di vista elettrico le cabine Power Skids sono connesse a gruppi di 2 o al più 3 elementi attraverso degli entra-esce, in maniera tale da minimizzare le lunghezze dei cavidotti, ottimizzando le perdite elettriche e i costi.

Quindi, sono stati individuate 5 linee MT interne per il raggruppamento dei Power Skids, scelti a seconda dei criteri sopra elencati e di seguito vengono riportate le caratteristiche generali:

LINEA 1	
Sottocampo 1a – Sottocampo 1b – Sottocampo 2b	Area 1 – Area 2
N° moduli fotovoltaici (Huasun, modello Himalaia G12 DS715 715 Wp)	10.836
N° moduli in serie (stringa)	28
N° stringhe	387
Potenza totale di picco	7.747,74 kWp
Tipo Sottostruttura	Struttura Tracker ad inseguimento monoassiale
N° Punti di Raccolta, Conversione e trasformazione (Power Skid)	N. 3 Power Skid
Componenti Power Skid 1a - Inverter x Esterno (Tipo Centralizzato Sunny Central della SMA) - Trasformatore MT/BT in olio 36/0,63 kV - Quadro Servizi Ausiliari - Quadro MT a 36 kV di raccolta e smistamento	N. 1 Inverter da 2800 kVA N. 1 Trasformatore da 3000 kVA N. 1 Quadro BT N. 1 Quadro MT

Componenti Power Skid 1b - Inverter x Esterno (Tipo Centralizzato Sunny Central della SMA) - Trasformatore MT/BT in olio 36/0,63 kV - Quadro Servizi Ausiliari Quadro MT a 36 kV di raccolta e smistamento	N. 1 Inverter da 2800 kVA N. 1 Trasformatore da 3000 kVA N. 1 Quadro BT N. 1 Quadro MT
Componenti Power Skid 2b - Inverter x Esterno (Tipo Centralizzato Sunny Central della SMA) - Trasformatore MT/BT in olio 36/0,63 kV - Quadro Servizi Ausiliari Quadro MT a 36 kV di raccolta e smistamento	N. 1 Inverter da 2800 kVA N. 1 Trasformatore da 3000 kVA N. 1 Quadro BT N. 1 Quadro MT

LINEA 2	
Sottocampo 2a – Sottocampo 2c	Area 2
N° moduli fotovoltaici (Huasun, modello Himalaia G12 DS715 715 Wp)	6.104
N° moduli in serie (stringa)	28
N° stringhe	218
Potenza totale di picco	4.364,36 kWp
Tipo Sottostruttura	Struttura Tracker ad inseguimento monoassiale
N° Punti di Raccolta, Conversione e trasformazione (Power Skid)	N. 2 Power Skid
Componenti Power Skid 2a - Inverter x Esterno (Tipo Centralizzato Sunny Central della SMA) - Trasformatore MT/BT in olio 36/0,63 kV - Quadro Servizi Ausiliari - Quadro MT a 36 kV di raccolta e smistamento	N. 1 Inverter da 2800 kVA N. 1 Trasformatore da 3000 kVA N. 1 Quadro BT N. 1 Quadro MT
Componenti Power Skid 2c - Inverter x Esterno (Tipo Centralizzato Sunny Central della SMA) - Trasformatore MT/BT in olio 36/0,63 kV - Quadro Servizi Ausiliari Quadro MT a 36 kV di raccolta e smistamento	N. 1 Inverter da 2800 kVA N. 1 Trasformatore da 3000 kVA N. 1 Quadro BT N. 1 Quadro MT

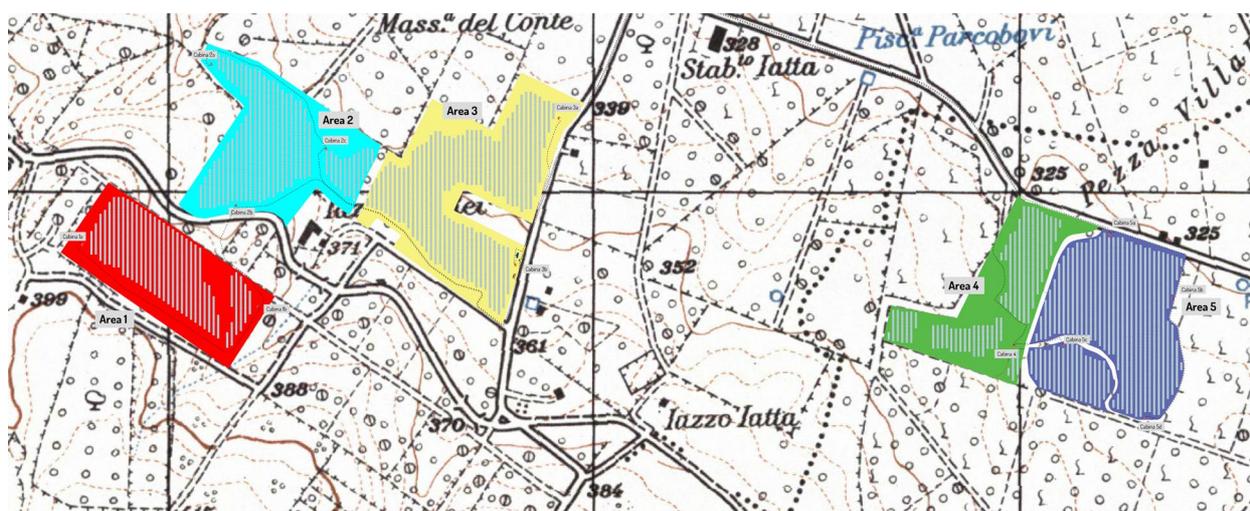
LINEA 3	
Sottocampo 3a – Sottocampo 3b	Area 3
N° moduli fotovoltaici (Huasun, modello Himalaia G12 DS715 715 Wp)	13.440
N° moduli in serie (stringa)	28
N° stringhe	480
Potenza totale di picco	9.609,60 kWp
Tipo Sottostruttura	Struttura Tracker ad inseguimento monoassiale
N° Punti di Raccolta, Conversione e trasformazione (Power Skid)	N. 2 Power Skid

Componenti Power Skid 3a - Inverter x Esterno (Tipo Centralizzato Sunny Central della SMA) - Trasformatore MT/BT in olio 36/0,63 kV - Quadro Servizi Ausiliari - Quadro MT a 36 kV di raccolta e smistamento	N. 1 Inverter da 4600 kVA N. 1 Trasformatore da 4600 kVA N. 1 Quadro BT N. 1 Quadro MT
Componenti Power Skid 3b - Inverter x Esterno (Tipo Centralizzato Sunny Central della SMA) - Trasformatore MT/BT in olio 36/0,63 kV - Quadro Servizi Ausiliari Quadro MT a 36 kV di raccolta e smistamento	N. 1 Inverter da 4600 kVA N. 1 Trasformatore da 4600 kVA N. 1 Quadro BT N. 1 Quadro MT

LINEA 4	
Sottocampo 4 – Sottocampo 5c	Area 4 – Area 5
N° moduli fotovoltaici (Huasun, modello Himalaia G12 DS715 715 Wp)	9.352
N° moduli in serie (stringa)	28
N° stringhe	334
Potenza totale di picco	6.686,68 kWp
Tipo Sottostruttura	Struttura Tracker ad inseguimento monoassiale
N° Punti di Raccolta, Conversione e trasformazione (Power Skid)	N. 2 Power Skid
Componenti Power Skid 4 - Inverter x Esterno (Tipo Centralizzato Sunny Central della SMA) - Trasformatore MT/BT in olio 36/0,63 kV - Quadro Servizi Ausiliari - Quadro MT a 36 kV di raccolta e smistamento	N. 1 Inverter da 4000 kVA N. 1 Trasformatore da 4000 kVA N. 1 Quadro BT N. 1 Quadro MT
Componenti Power Skid 5c - Inverter x Esterno (Tipo Centralizzato Sunny Central della SMA) - Trasformatore MT/BT in olio 36/0,63 kV - Quadro Servizi Ausiliari Quadro MT a 36 kV di raccolta e smistamento	N. 1 Inverter da 2800 kVA N. 1 Trasformatore da 3000 kVA N. 1 Quadro BT N. 1 Quadro MT

LINEA 5	
Sottocampo 5a – Sottocampo 5b – Sottocampo 5d	Area 5
N° moduli fotovoltaici (Huasun, modello Himalaia G12 DS715 715 Wp)	11.760
N° moduli in serie (stringa)	28
N° stringhe	420
Potenza totale di picco	8.408,40 kWp
Tipo Sottostruttura	Struttura Tracker ad inseguimento monoassiale
N° Punti di Raccolta, Conversione e trasformazione (Power Skid)	N. 3 Power Skid

Componenti Power Skid 5a - Inverter x Esterno (Tipo Centralizzato Sunny Central della SMA) - Trasformatore MT/BT in olio 36/0,63 kV - Quadro Servizi Ausiliari - Quadro MT a 36 kV di raccolta e smistamento	N. 1 Inverter da 2800 kVA N. 1 Trasformatore da 3000 kVA N. 1 Quadro BT N. 1 Quadro MT
Componenti Power Skid 5b - Inverter x Esterno (Tipo Centralizzato Sunny Central della SMA) - Trasformatore MT/BT in olio 36/0,63 kV - Quadro Servizi Ausiliari Quadro MT a 36 kV di raccolta e smistamento	N. 1 Inverter da 2800 kVA N. 1 Trasformatore da 3000 kVA N. 1 Quadro BT N. 1 Quadro MT
Componenti Power Skid 5d - Inverter x Esterno (Tipo Centralizzato Sunny Central della SMA) - Trasformatore MT/BT in olio 36/0,63 kV - Quadro Servizi Ausiliari Quadro MT a 36 kV di raccolta e smistamento	N. 1 Inverter da 2800 kVA N. 1 Trasformatore da 3000 kVA N. 1 Quadro BT N. 1 Quadro MT



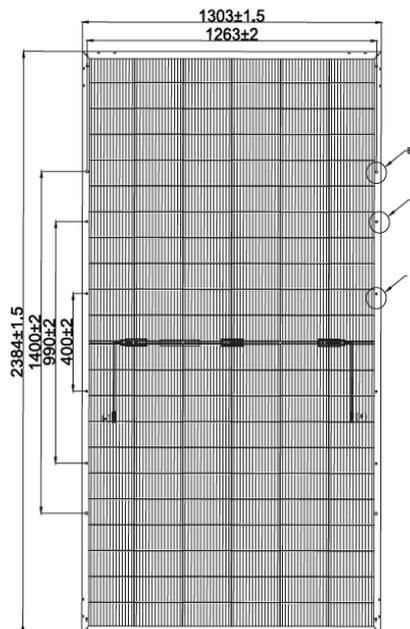
Layout cavidotti di collegamento MT tra Power skids e cabina di raccolta

5.4 MODULO FOTOVOLTAICO

Il modulo fotovoltaico scelto è in silicio monocristallino Huasun, modello Himalaia G12 DS715, da 132 Celle, con potenza del singolo modulo pari a 715 W. I moduli sono del tipo "bifacciali", cioè in grado di convertire in energia elettrica anche la radiazione solare riflessa dall'ambiente circostante e incidente sul retro dei moduli. Si rimanda all'elaborato "R.1.4 Disciplina descrittiva prestazionale degli elementi tecnici" per maggiori specifiche.

Si riporta di seguito un estratto della scheda tecnica con le principali caratteristiche del modulo utilizzato.

Engineering Drawings Unit: mm



Dimensioni del modulo

Electrical Characteristics (STC*)

HS-210-B132-DS715

Maximum Power (Pmax)	715W
Module Efficiency (%)	23.02%
Optimum Operating Voltage (Vmp)	41.38V
Optimum Operating Current (Imp)	17.28A
Open Circuit Voltage (Voc)	49.63V
Short Circuit Current (Isc)	17.62A
Operating Module Temperature	-40 to +85 °C
Maximum System Voltage	DC1500V (IEC)
Maximum Series Fuse	30A
Power Tolerance	0~+5W
Bifaciality	80% ± 5%

*STC: Irradiance 1000 W/m², cell temperature 25 °C, AM=1.5, Tolerance of Pmax is within +/- 3%.

Principali caratteristiche elettriche del modulo fotovoltaico

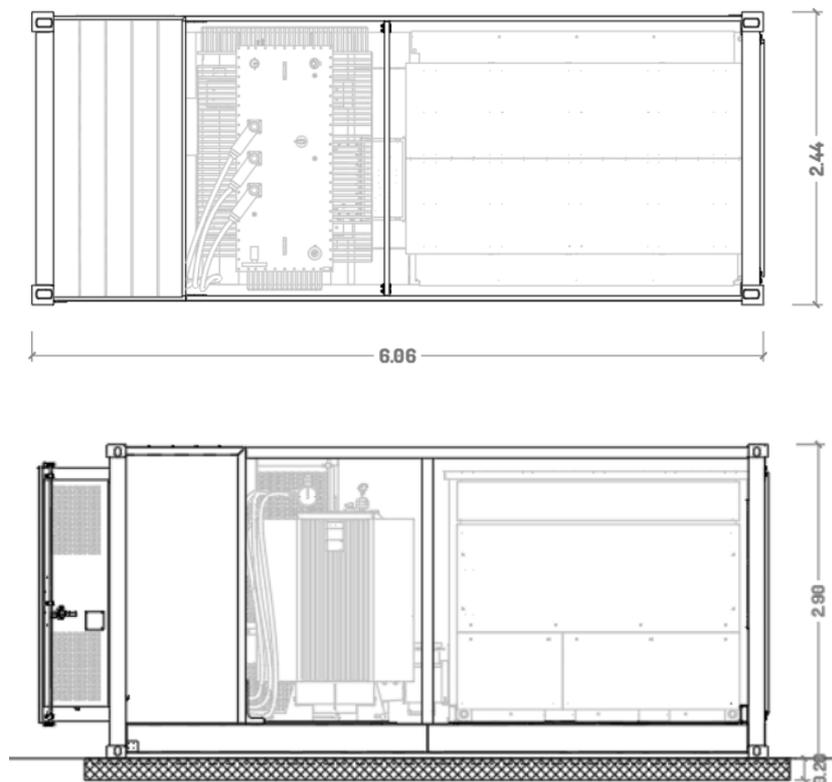
5.5 POWER SKIDS E CABINA DI RACCOLTA

Nella progettazione dell'impianto si è scelto di utilizzare dei **Power Skids (o Power Station) tipo SMA MVPS nelle taglie da 2800, 4000 e 4600 kVA** individuati in base alle potenze dei sottocampi che vanno a servire.

Il vantaggio degli Skid deriva dal fatto che vengono assemblati e collaudati prima del loro arrivo al sito di utilizzo. L'integrazione con l'impianto principale è quindi molto rapida, e ciò consente di minimizzare le interruzioni del ciclo produttivo.

Un elemento imprescindibile di ogni Skid è la piattaforma su cui viene montato. Oltre che fornire un supporto solido e specifico all'impianto, la piattaforma deve consentire un trasporto agevole e sicuro dello Skid dopo che è stato assemblato, e facilitarne l'accesso da parte degli addetti al funzionamento. Per questi motivi, ogni piattaforma deve essere progettata e costruita specificatamente per ogni singolo impianto Skid.

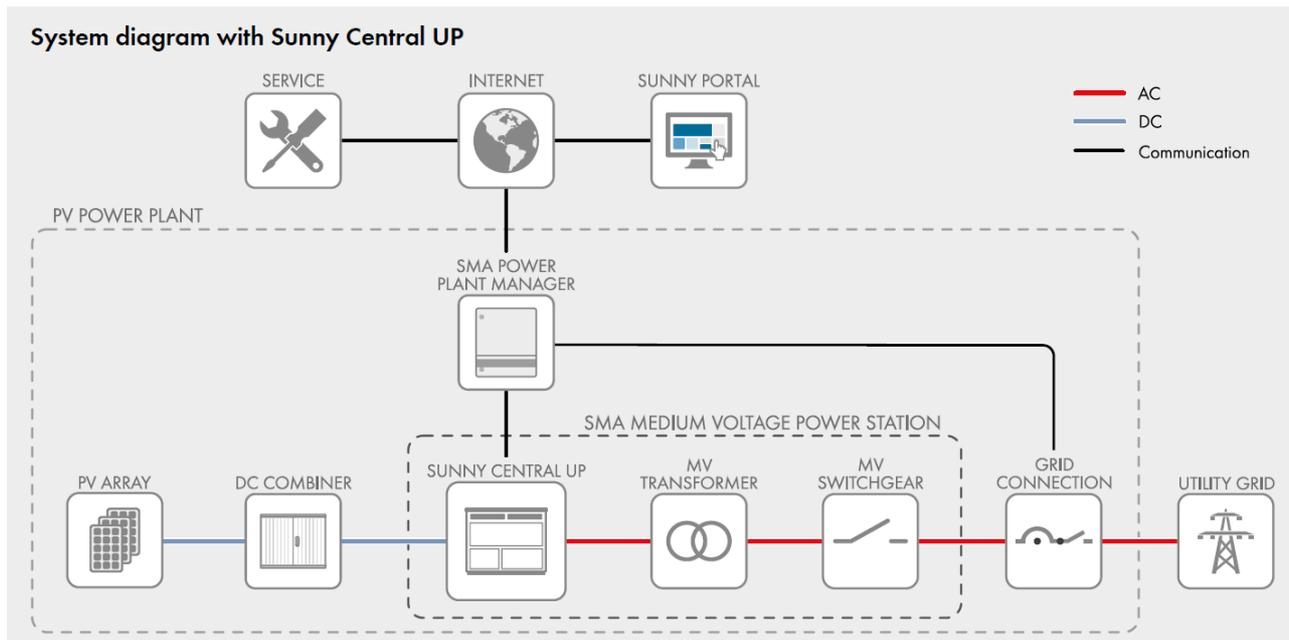
Ogni singolo Power Skids è un elemento prefabbricato delle dimensioni di 6x2.9x2.4 metri che contiene al suo interno l'inverter, il trasformatore, il quadro MT e tutte le componenti del BoS (Balance of System) necessarie per la trasformazione e l'innalzamento della corrente continua, in una configurazione ready to use.



Pianta e Sezione di un Power Skid da 4000 kVA

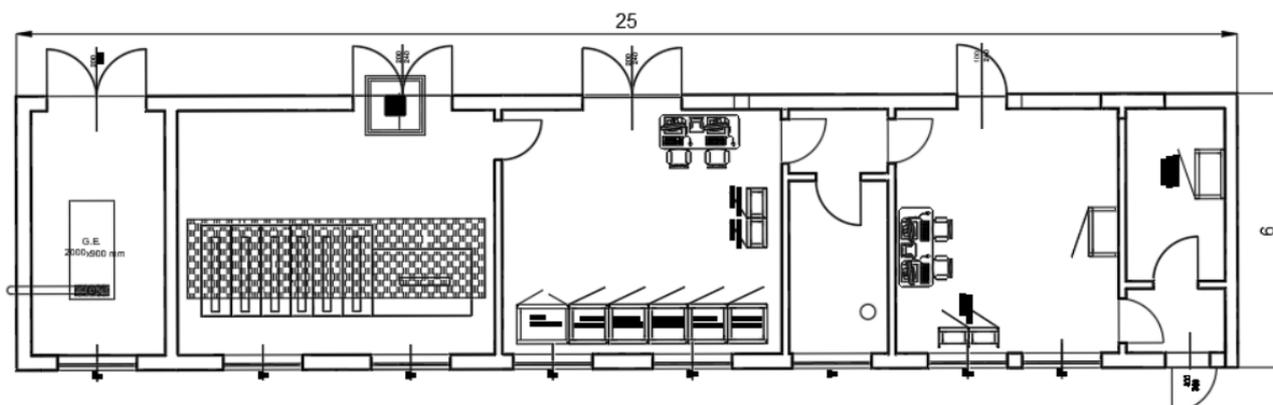


Immagine del modulo SMA Powerstation



Schema elettrico dell'elemento SMA Powerstation

La **Cabina di Raccolta e monitoraggio** è anch'essa un elemento prefabbricato posta in prossimità dell'ingresso al campo fotovoltaico, questo piccolo edificio avrà il compito di raccogliere tutte le linee provenienti dai Power Skids tramite stalli arrivo linea e di convogliarle nel Cavidotto di vettoriamento tramite stallo partenza linea per la connessione alla rete. Al suo interno sono inoltre posizionati i quadri relativi alla fornitura di energia elettrica per i servizi ausiliari dell'impianto, necessari ad esempio alla movimentazione dei tracker, il trasformatore per i servizi ausiliari ed i sistemi di monitoraggio e controllo per la verifica dell'impatto sulle colture, risparmio idrico, produttività agricola e recupero della fertilità del suolo.



Cabina di raccolta dimensionamento di massima

5.5.1 GRUPPO DI CONVERSIONE CC/CA

La scelta dell'Inverter e della sua taglia va effettuata verificando che in corrispondenza dei valori minimi di temperatura esterna e dei valori massimi di temperatura raggiungibili dai moduli fotovoltaici, risultino verificate tutte le seguenti disuguaglianze:

$$V_{m \min} \geq V_{invMPPT \min}$$

$$V_{m \max} \leq V_{inv MPPT \max}$$

$$V_{oc \max} < V_{inv \max}$$

dove:

V_m = tensione alla massima potenza, delle stringhe fotovoltaiche

$V_{inv MPPT min}$ = tensione minima ammissibile dall'inverter per la ricerca del punto di massima potenza;

$V_{inv MPPT max}$ = tensione massima ammissibile dall'inverter per la ricerca del punto di massima potenza;

V_{oc} = tensione a vuoto delle stringhe fotovoltaiche;

$V_{inv max}$ = tensione massima in corrente continua ammissibile ai morsetti dell'inverter;

In base alle caratteristiche elettriche determinate con il dimensionamento del sistema, sarà selezionato l'inverter centralizzato più adatto. Nello specifico, saranno utilizzati inverter centralizzati posizionati in modo baricentrico per raccogliere l'energia prodotta dai pannelli fotovoltaici.

- Da un punto di vista generale, si richiedono le seguenti caratteristiche:
- conformità alle normative europee di sicurezza;
- disponibilità di informazione di allarme e di misura sul display integrato;
- funzionamento automatico, quindi semplicità d'uso e di installazione;
- sfruttamento ottimale del campo fotovoltaico con la funzione MPPT integrata;
- elevato rendimento globale;
- massima sicurezza, con il trasformatore di isolamento a frequenza di rete incorporato;
- forma d'onda di uscita perfettamente sinusoidale;
- possibilità di monitoraggio, di controllo a distanza e di collegamento a PC per la raccolta e l'analisi dei dati (interfaccia seriale RS485).

Gli inverter saranno certificati CE e muniti di opportuna certificazione sia sui rendimenti che sulla compatibilità elettromagnetica e non saranno dotati di trasformatore di isolamento ca/ca in uscita.

Di seguito si riportano i dati degli inverter outdoor scelti di potenza 4000kVA e 4600 kVA:

Dati tecnici	Sunny Central 4000 UP	Sunny Central 4200 UP	Dati tecnici	Sunny Central 4400 UP	Sunny Central 4600 UP
Lato CC			Lato CC		
Range di tensione V_{CC} (a 25 °C / a 50 °C)	da 880 a 1325 V / 1100 V	da 921 a 1325 V / 1050 V	Range di tensione V_{CC} (a 25 °C / a 50 °C)	da 962 a 1325 V / 1050 V	da 1003 a 1325 V / 1050 V
Tensione CC min. $V_{CC min}$ / Tensione d'avviamento $V_{CC start}$	840 V / 1050 V	891 V / 1071 V	Tensione CC min. $V_{CC min}$ / Tensione d'avviamento $V_{CC start}$	934 V / 1112 V	976 V / 1133 V
Tensione CC max. $V_{CC max}$	1500 V	1500 V	Tensione CC max. $V_{CC max}$	1500 V	1500 V
Corrente CC max. $I_{CC max}$	4750 A	4750 A	Corrente CC max. $I_{CC max}$	4750 A	4750 A
Corrente di cortocircuito max. $I_{CC sc}$	8400 A	8400 A	Corrente di cortocircuito max. $I_{CC sc}$	8400 A	8400 A
Numero ingressi CC	Sbarra collettiva con 20 collegamenti per polo, 24 fusibili su entrambi i poli (12 fusibili su polo singolo)		Numero ingressi CC	Sbarra collettiva con 20 collegamenti per polo, 24 fusibili su entrambi i poli (12 fusibili su polo singolo)	
Numero di ingressi CC con l'opzione di batteria connessa su lato CC	18 fusibili su entrambi i poli (36 su polo singolo) per PV e 6 fusibili su entrambi i poli per batterie		Numero di ingressi CC con l'opzione di batteria connessa su lato CC	18 fusibili su entrambi i poli (36 su polo singolo) per PV e 6 fusibili su entrambi i poli per batterie	
Numero max di cavi CC per ogni ingresso CC (per ciascuna polarità)	2x 800 kcmil, 2x 400 mm ²		Numero max di cavi CC per ogni ingresso CC (per ciascuna polarità)	2x 800 kcmil, 2x 400 mm ²	
Zone Monitoring integrato	o		Zone Monitoring integrato	o	
Dimensioni di fusibili PV disponibili (per ingresso)	200 A, 250 A, 315 A, 350 A, 400 A, 450 A, 500 A		Dimensioni di fusibili PV disponibili (per ingresso)	200 A, 250 A, 315 A, 350 A, 400 A, 450 A, 500 A	
La massima dimensione del fusibile di batteria disponibile (per ingresso)	750 A		La massima dimensione del fusibile di batteria disponibile (per ingresso)	750 A	
Lato CA			Lato CA		
Potenza nominale CA con cos φ = 1 (a 35 °C / a 50 °C)	4000 kVA ⁽¹⁾ / 3600 kVA	4200 kVA ⁽¹⁾ / 3780 kVA	Potenza nominale CA con cos φ = 1 (a 35 °C / a 50 °C)	4400 kVA ⁽¹⁾ / 3960 kVA	4600 kVA ⁽¹⁾ / 4140 kVA
Potenza nominale CA con cos φ = 0,9 (configurazione standard A68) (a 35 °C / a 50 °C) ⁽¹⁾	3600 kW ⁽²⁾ / 3240 kW	3780 kW ⁽²⁾ / 3402 kW	Potenza nominale CA con cos φ = 0,9 (configurazione standard A68) (a 35 °C / a 50 °C) ⁽¹⁾	3960 kW ⁽²⁾ / 3564 kW	4140 kW ⁽²⁾ / 3726 kW
Potenza attiva nominale CA con cos φ = 0,8 (a 35 °C / a 50 °C)	3200 kW ⁽²⁾ / 2880 kW	3360 kW ⁽²⁾ / 3024 kW	Potenza attiva nominale CA con cos φ = 0,8 (a 35 °C / a 50 °C)	3520 kW ⁽²⁾ / 3168 kW	3680 kW ⁽²⁾ / 3312 kW
Corrente nominale CA $I_{CA nom}$ (a 35 °C / a 50 °C)	3850 A / 3445 A	3850 A / 3445 A	Corrente nominale CA $I_{CA nom}$ (a 35 °C / a 50 °C)	3850 A / 3445 A	3850 A / 3445 A
Fattore massimo di distorsione	< 3 % alla potenza nominale	< 3 % alla potenza nominale	Fattore massimo di distorsione	< 3 % alla potenza nominale	< 3 % alla potenza nominale
Tensione nominale CA / Range di tensione nominale CA ⁽¹⁾	600 V / 480 V a 720 V	630 V / 504 V a 756 V	Tensione nominale CA / Range di tensione nominale CA ⁽¹⁾	660 V / 528 V a 756 V	690 V / 552 V a 759 V
Frequenza di rete CA / Range	50 Hz / 47 Hz a 53 Hz 60 Hz / 57 Hz a 63 Hz	o	Frequenza di rete CA / Range	50 Hz / 47 Hz a 53 Hz 60 Hz / 57 Hz a 63 Hz	o
Rapporto min di cortocircuito ai morsetti ⁽¹⁾	> 2	> 2	Rapporto min di cortocircuito ai morsetti ⁽¹⁾	> 2	> 2
Fattore di potenza a potenza nominale / Fattore di sfasamento regolabile ⁽¹⁾⁽²⁾	1 / 0,8 induttivo fino a 0,8 capacitivo		Fattore di potenza a potenza nominale / Fattore di sfasamento regolabile ⁽¹⁾⁽²⁾	1 / 0,8 induttivo fino a 0,8 capacitivo	
Grado di rendimento europeo	98,8 % / 98,6 % / 98,5 %		Grado di rendimento europeo	98,8 % / 98,7 % / 98,5 %	
Efficienza max ⁽¹⁾ / efficienza europea ⁽²⁾ / efficienza CEC ⁽³⁾	98,8 % / 98,7 % / 98,5 %		Efficienza max ⁽¹⁾ / efficienza europea ⁽²⁾ / efficienza CEC ⁽³⁾	98,9 % / 98,7 % / 98,5 %	
Dispositivi di protezione			Dispositivi di protezione		
Dispositivo di disinserzione lato ingresso	Sezionatore di carico CC		Dispositivo di disinserzione lato ingresso	Sezionatore di carico CC	
Dispositivo di sgancio lato uscita	Interruttore di potenza CA		Dispositivo di sgancio lato uscita	Interruttore di potenza CA	
Protezione contro sovrentesioni CC	Scaricatore di sovrentesioni, tipo I e II		Protezione contro sovrentesioni CC	Scaricatore di sovrentesioni, tipo I e II	
Protezione da sovrentesioni CA (opzionale)	Scaricatore di sovrentesioni, classe I e II		Protezione da sovrentesioni CA (opzionale)	Scaricatore di sovrentesioni, classe I e II	
Protezione antilimine (secondo IEC 62305-1)	Classe di protezione antilimine III		Protezione antilimine (secondo IEC 62305-1)	Classe di protezione antilimine III	
Monitoraggio dispersione a terra / Monitoraggio dispersione a terra remoto	o / o		Monitoraggio dispersione a terra / Monitoraggio dispersione a terra remoto	o / o	
Monitoraggio dell'isolamento	o		Monitoraggio dell'isolamento	o	
Classe di protezione del sistema elettronico / canale d'aria / campo di collegamento (secondo IEC 60529)	IP54 / IP34 / IP34		Classe di protezione del sistema elettronico / canale d'aria / campo di collegamento (secondo IEC 60529)	IP54 / IP34 / IP34	
Dati generali			Dati generali		
Dimensioni (L / A / P)	2815 / 2318 / 1588 mm (110,8 / 91,3 / 62,5 pollici)		Dimensioni (L / A / P)	2815 / 2318 / 1588 mm (110,8 / 91,3 / 62,5 pollici)	
Peso	< 3700 kg / < 8158 lb		Peso	< 3700 kg / < 8158 lb	
Autocoassimo (max. / carico parziale ⁽¹⁾ / medio ⁽²⁾)	< 8100 W / < 1800 W / < 2000 W		Autocoassimo (max. / carico parziale ⁽¹⁾ / medio ⁽²⁾)	< 8100 W / < 1800 W / < 2000 W	
Autocoassimo (stand-by)	< 370 W		Autocoassimo (stand-by)	< 370 W	
Alimentazione opzionale	Trasformatore integrato da 8,4 kVA		Alimentazione opzionale	Trasformatore integrato da 8,4 kVA	
Range di temperatura di funzionamento (opzionale) ⁽¹⁾	[-40 °C] -25 a 60 °C / [-40 °F] -13 °F a 140 °F		Range di temperatura di funzionamento (opzionale) ⁽¹⁾	[-40 °C] -25 a 60 °C / [-40 °F] -13 °F a 140 °F	
Rumorosità ⁽¹⁾	o (2,5 kVA) o (5,0 kVA)		Rumorosità ⁽¹⁾	o (2,5 kVA) o (5,0 kVA)	
Range di temperatura (stand-by)	-40 °C a 60 °C / -40 °F a 140 °F		Range di temperatura (stand-by)	-40 °C a 60 °C / -40 °F a 140 °F	
Range di temperatura (in magazzino)	-40 °C a 70 °C / -40 °F a 158 °F		Range di temperatura (in magazzino)	-40 °C a 70 °C / -40 °F a 158 °F	
Valore massimo ammissibile per l'umidità relativa (condensante / non condensante)	95% a 100% (2 mesi/anno) / 0% a 95%		Valore massimo ammissibile per l'umidità relativa (condensante / non condensante)	93% a 100% (2 mesi/anno) / 0% a 93%	
Altitudine operativa massima 1 km ⁽¹⁾ / 2000 m ⁽¹⁾ / 3000 m ⁽¹⁾	o / o / o		Altitudine operativa massima 1 km ⁽¹⁾ / 2000 m ⁽¹⁾ / 3000 m ⁽¹⁾	o / o / o	
Fabbisogno d'aria fresca	o (2,5 kVA) o (5,0 kVA)		Fabbisogno d'aria fresca	o (2,5 kVA) o (5,0 kVA)	
Dotazione			Dotazione		
Collegamento CC	Capocorda a ogni ingresso (senza fusibile)		Collegamento CC	Capocorda a ogni ingresso (senza fusibile)	
Collegamento CA	sistema di sbarre (3 sbarre collettive, una per ciascuna fase)		Collegamento CA	sistema di sbarre (3 sbarre collettive, una per ciascuna fase)	
Comunicazione	Ethernet, Modbus Master, Modbus Slave		Comunicazione	Ethernet, Modbus Master, Modbus Slave	
Farbe involucro / Dach	RAL 9016 / RAL 7004		Farbe involucro / Dach	RAL 9016 / RAL 7004	
Approvvigionamento per utilizzatori esterni	o (2,5 kVA)		Approvvigionamento per utilizzatori esterni	o (2,5 kVA)	
riperto le norme e direttive	AR-N 4110, AR-N 4120 ⁽¹⁾ , Anelli da 23/04/08, CE, IEC / EN 62109-1, IEC / EN 62109-2, IEE1547, UL 840 Cat. IV		riperto le norme e direttive	AR-N 4110, AR-N 4120 ⁽¹⁾ , Anelli da 23/04/08, CE, IEC / EN 62109-1, IEC / EN 62109-2, IEE1547, UL 840 Cat. IV	
Norme CEM	IEC 55011, IEC 61000-6-2, FCC Part 15 Class A		Norme CEM	IEC 55011, IEC 61000-6-2, FCC Part 15 Class A	
Rispetto direttive e standard di qualità	VDI/VDE 2862 page 2, DIN EN ISO 9001		Rispetto direttive e standard di qualità	VDI/VDE 2862 page 2, DIN EN ISO 9001	
Dotazione di serie	o Opzionale - Non disponibile		Dotazione di serie	o Opzionale - Non disponibile	
Denominazione del tipo	SC 4000 UP	SC 4200 UP	Denominazione del tipo	SC 4400 UP	SC 4600 UP

Dati tecnici Inverter Sunny Central 4000 – UP e 4600 UP

Di seguito si riportano i dati degli inverter outdoor scelti di potenza 2800 kVA:

Technical Data	Sunny Central 2660 UP	Sunny Central 2800 UP
DC side		
MPP voltage range V_{DC} (at 35 °C / at 50 °C)	880 V to 1325 V / 1100 V	921 V to 1325 V / 1100 V
Min. DC voltage $V_{DC, min}$ / Start voltage $V_{DC, start}$	849 V / 1030 V	891 V / 1071 V
Max. DC voltage $V_{DC, max}$	1500 V	1500 V
Max. DC current $I_{DC, max}$ / with DC coupling	3200 A / 4800 A	3200 A / 4800 A
Max. short-circuit current $I_{DC, SC}$	8400 A	8400 A
Number of DC inputs	Busbar with 26 connections per terminal, 24 double pole fused (32 single pole fused)	
Number of DC inputs with optional DC battery coupling	18 double pole fused (36 single pole fused) for PV and 6 double pole fused for batteries	
Max. number of DC cables per DC input (for each polarity)	2 x 800 kcmil, 2 x 400 mm ²	
Integrated zone monitoring	○	
Available PV fuse sizes (per input)	200 A, 250 A, 315 A, 350 A, 400 A, 450 A, 500 A	
Available battery fuse size (per input)	750 A	
AC side		
Nominal AC power at $\cos \phi = 1$ (at 35 °C / at 50 °C)	2667 kVA / 2400 kVA	2800 kVA / 2520 kVA
Nominal AC active power at $\cos \phi = 0.8$ (at 35 °C / at 50 °C)	2134 kW / 1920 kW	2240 kW / 2016 kW
Nominal AC current $I_{AC, nom}$ (at 35 °C / at 50 °C)	2566 A / 2309 A	2566 A / 2309 A
Max. total harmonic distortion	< 3% at nominal power	
Nominal AC voltage / nominal AC voltage range ¹⁾⁸⁾	600 V / 480 V to 720 V	630 V / 504 V to 756 V
AC power frequency / range	50 Hz / 47 Hz to 53 Hz 60 Hz / 57 Hz to 63 Hz	
Min. short-circuit ratio at the AC terminals ⁹⁾	> 2	
Power factor at rated power / displacement power factor adjustable ⁹⁾¹⁰⁾	1 / 0.8 overexcited to 0.8 underexcited	
Efficiency		
Max. efficiency ²⁾ / European efficiency ²⁾ / CEC efficiency ³⁾	98.7%* / 98.6%* / 98.5%*	98.7%* / 98.6%* / 98.5%*
Protective Devices		
Input-side disconnection point	DC load break switch	
Output-side disconnection point	AC circuit breaker	
DC overvoltage protection	Surge arrester, type I & II	
AC overvoltage protection (optional)	Surge arrester, class I & II	
Lightning protection (according to IEC 62305-1)	Lightning Protection Level III	
Ground-fault monitoring / remote ground-fault monitoring	○ / ○	
Insulation monitoring	○	
Degree of protection: electronics / air duct / connection area (as per IEC 60529)	IP54 / IP34 / IP34	
General Data		
Dimensions (W / H / D)	2815 / 2318 / 1588 mm (110.8 / 91.3 / 62.5 inch)	
Weight	< 3400 kg / < 7500 lb	
Self-consumption (max. ⁴⁾ / partial load ⁵⁾ / average ⁶⁾	< 8100 W / < 1800 W / < 2000 W	
Self-consumption (standby)	< 370 W	
Internal auxiliary power supply	○ Integrated 8.4 kVA transformer	
Operating temperature range ⁸⁾	-25 °C to 60 °C / -13 °F to 140 °F	
Noise emission ⁷⁾	67.0 dB(A)*	
Temperature range (standby)	-40 °C to 60 °C / -40 °F to 140 °F	
Temperature range (storage)	-40 °C to 70 °C / -40 °F to 158 °F	
Max. permissible value for relative humidity (condensing / non-condensing)	95% to 100% (2 month/year) / 0% to 95%	
Maximum operating altitude above MSI ⁸⁾ 1000 m / 2000 m ¹¹⁾ / 3000 m ¹¹⁾	● / ○ / ○	
Fresh air consumption	6500 m ³ /h	
Features		
DC connection	Terminal lug on each input (without fuse)	
AC connection	With busbar system (three busbars, one per line conductor)	
Communication	Ethernet, Modbus Master, Modbus Slave	
Enclosure / roof color	RAL 9016 / RAL 7004	
Supply for external loads	○ (2.5 kVA)	
Standards and directives complied with	CE, IEC / EN 62109-1, IEC / EN 62109-2, AR-N 4110, IEEE1547, UL 840 Cat. IV, Arrêté du 23/04/08	
EMC standards	IEC 55011, FCC Part 15 Class A	
Quality standards and directives complied with	VDI/VDE 2862 page 2, DIN EN ISO 9001	
● Standard features ○ Optional – not available * preliminary		
Type designation	SC 2660 UP	SC 2800 UP

Dati tecnici Inverter Sunny Central 2800 - UP

I valori minimi e massimi della tensione di uscita del generatore fotovoltaico nelle condizioni operative limite previste (-5° C / 70° C) sono compatibili con il range di funzionamento dell'inverter che assicura l'inseguimento della massima potenza. Analogamente, la corrente massima di parallelo delle stringhe è inferiore alla corrente massima tollerata in ingresso dall'inverter.

Per elevare la tensione all'uscita degli inverter da 630 V a 36.000 V, si prevede l'utilizzo di trasformatori in olio ermetico di taglie differenti a seconda dell'inverter scelto e di seguito descritti nel dettaglio:

Grandezza	Valore
Potenza	<ul style="list-style-type: none">• 3000 kVA• 4000 kVA• 4600 kVA
Frequenza	50 Hz
Tensione Primaria	36 kV
Tensione di ingresso max	630 V
Vcc%	6%
Regolazione, lato MT	$\pm 2 \times 2,5\%$
Gruppo Vettoriale	Dyn11
Raffreddamento	Olio

5.6 SISTEMA DI ACCUMULO ENERGIA BESS

Si prevede l'integrazione di un sistema di accumulo elettrico (BESS – Battery Energy Storage System) all'interno dell'impianto fotovoltaico per stabilizzare l'immissione di energia in Rete nonostante le fluttuazioni della risorsa primaria e i necessari servizi di manutenzione. Inoltre, un sistema di accumulo di energia fornisce capacità di stoccaggio con dispacciabilità controllata, in cui l'energia immagazzinata viene rilasciata quando i prezzi sul mercato spot raggiungono una certa soglia.

L'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico sarà accumulata nelle ore di picco ed immessa nella RTN durante le ore di bassa produzione. Non si prevede accumulo di energia prelevata dalla rete. La potenza del sistema di accumulo elettrochimico non andrà ad incidere sulla potenza totale in immissione atteso che questo funzionerà quando l'impianto fotovoltaico immetterà in Rete una potenza inferiore a quella nominale.

La tecnologia più promettente, per le applicazioni di accumulo distribuito di taglia medio-grande, è quella delle batterie agli ioni di litio che presenta una vita attesa molto lunga (fino a 5000 cicli di carica/ scarica a DOD 80%), un rendimento energetico significativamente alto (generalmente superiore al 90%) con elevata energia specifica. Esse sono adatte ad applicazioni di potenza, sia tradizionali, sia quelle a supporto del sistema elettrico. Le caratteristiche delle batterie litio-ioni in termini di prestazioni relative alla potenza specifica, energia specifica, efficienza e durata, rendono queste tecnologie di accumulo particolarmente interessanti per le applicazioni "in potenza" e per il settore dell'automotive.

Nel caso specifico saranno utilizzati accumulatori a ioni di litio (LFP: litio-ferro-fosfatato) che permettono di ottenere elevate potenze specifiche in rapporto alla capacità nominale.

Le batterie sono alloggiare all'interno di container e sono raggruppate in stringhe. Le stringhe vengono messe in parallelo e accoppiate ad un DC – DC converter.

Le batterie sono di tipo ermetico e sono in grado di resistere, ad involucro integro, a sollecitazioni termiche elevate ed alla fiamma diretta. Esse non costituiscono aggravio al carico di incendio.

Le celle sono collegate in serie (16 oppure 18) per raggiungere la tensione massima in corrente continua al DC -DC converter e parallelati per raggiungere la potenza e la capacità di progetto (potenza di 500 kW per la tipologia di DC – DC converter utilizzato visibile nel datasheet e capacità di 2 MWh per Container).

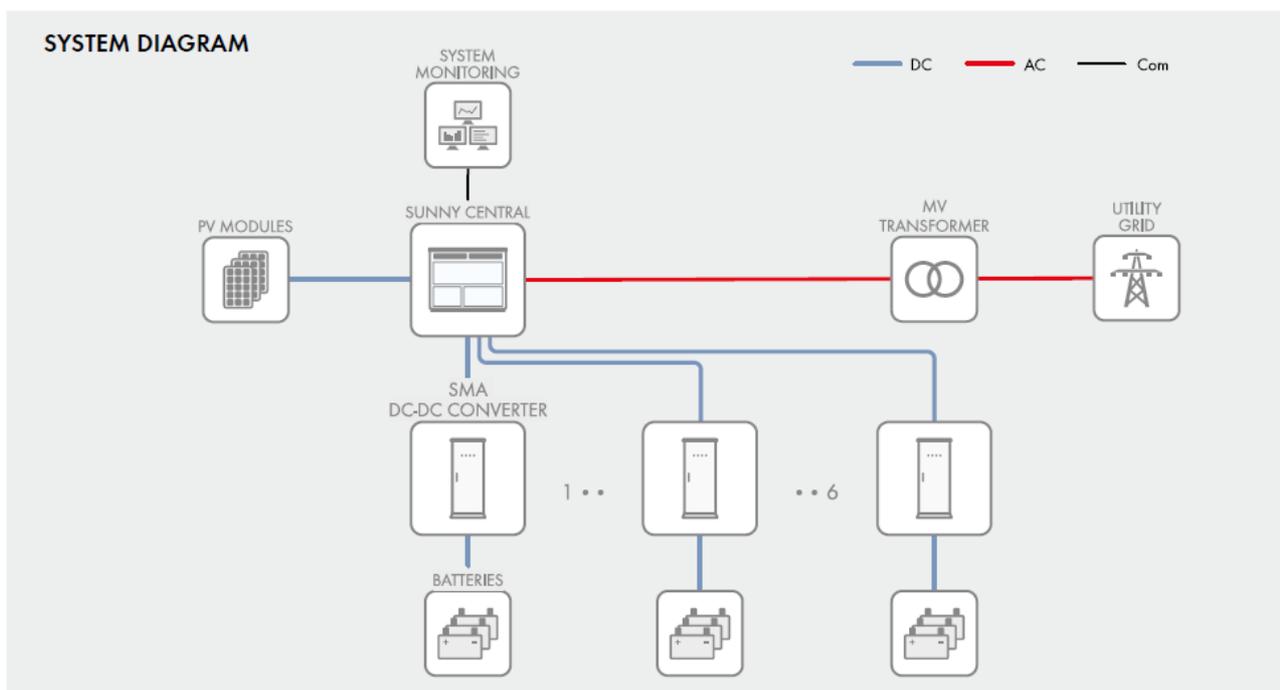
5.6.1 IL DC-DC CONVERTER

Il DC-DC Converter, oltre alle batterie di accumulo elettrochimico, è un componente fondamentale per il sistema di accumulo, esso fa da "ponte" tra gli accumulatori e gli inverter, permettendo il collegamento diretto

di questi ultimi con i container batterie. Questo collegamento permette di risparmiare sulla scelta degli inverter bidirezionali DC/AC ed evita l'utilizzo di ulteriori trasformatori per il trasferimento di energia dal BESS alla rete e viceversa.

Il DC-DC Converter serve per controllare e gestire i flussi bidirezionali di energia permettendo alle batterie di caricarsi o scaricarsi secondo le diverse esigenze, attraverso le conversioni DC/DC interfacciandosi continuamente con gli ingressi CC dell'Inverter.

I DC – DC converter collegati agli inverter, nello specifico prevedono che un lato CC sia collegato alle batterie e che l'altra parte in DC sia collegata agli ingressi CC riservati alla connessione delle batterie (gli Inverter Sunny Central adottati hanno la possibilità effettuare al più sei collegamenti DC per l'accoppiamento con le batterie).



Schema elettrico di collegamento del DC – DC Converter alla Powerstation

Technical Data	SMA DC-DC CONVERTER without installed Metering Kit	SMA DC-DC CONVERTER with installed Metering Kit
Electrical Data		
Max. continuous power (at 30 °C)	500 kW at 1000 VDC 600 kW at 1200 VDC to 1500 VDC	
Battery input voltage range	550 V to 1500 V	
PV input voltage range	550 V to 1500 V	
Max. continuous current (at 30 °C)	+/- 500 A	
Supply voltage	120 V, 1-ph, 60 Hz, 600 VA 230 V, 1-ph, 50 Hz, 600 VA 277 V, 1-ph, 60 Hz, 600 VA	
Accuracy on power and energy measurements	<1.5 %	<0.5 %
Battery technology	compatible with all common battery technologies	
Efficiency		
Average efficiency	98.2 %	
Protective devices		
Battery-side disconnection point	Circuit breaker in the battery system and/or internal converter fusing	
PV-side disconnection point	Fusing inside the Sunny Central	
Ground-fault monitoring and insulation monitoring	Use of monitoring in the Sunny Central	
Overvoltage protection for auxiliary supply	●	
General Data		
Dimensions (W / H / D)	960.1 / 2029.5 / 983.0 mm (37.8 / 79.9 / 38.7 in)	
Weight	653 kg (1440 lb)	
Operating temperature	-25 °C to 55 °C (-13 °F to 131 °F)	
Storage temperature	-40 °C to 70 °C (-40 °F to 158 °F)	
Noise emission (sound pressure level at a distance of 10 m)	< 65 db(A)	
Cooling method	Forced air-cooling	
Degree of protection of enclosure	IP54 / UL Type 3R	
Application in unprotected outdoor environments	●	
Max. permissible value for relative humidity (non-condensing)	95%	
Maximum operating altitude above MSL 1000 m / 2000 m / 3000 m	● / ○ / ○ (earlier temperature-dependent de-rating)	
Fresh air consumption	2720 m³/h (96000 ft³/h)	
Equipment		
Cable entry	Bottom	
Communication / protocols	Modbus TCP / IP	
System monitoring	Real-time monitoring with automated alerts and data storage	
Status lights	On the front for operating mode, alert and error state	
Factory-installed DC meter (Metering Kit) with high accuracy (0.2%)	-	●
Warranty: 5 / 10 / 15 years	● / ○ / ○	
Certificates and approvals	CE Label, CISPR 11:2015+A1:2016, CSA 22.2 #107, EN 62109-1, FCC Part 15 Class A, ICC-ES-AS156, IEC 61000-6-2, IEC 62109-1, IEEE 693, UL 1741, UL 62109-1	
Type designation and material number	DPS-500 without installed Metering Kit 205607-00.01	DPS-500 with installed Metering Kit 205606-00.01

Dati Accumulo DC -DC Converter

5.6.2 DISPOSIZIONE BESS

L'impianto di accumulo sarà costituito da 18 Container Batteria ognuno di capacità pari a 2 MWh e 18 DC -DC Converter di potenza pari a 500 kW disposti ed assemblati nei vari sottocampi per dare una potenza complessiva pari a 9 MW.

5.7 STRUTTURE DI SOSTEGNO MONOASSIALI

Il singolo blocco (stringa) sarà montato su inseguitori modulari monoasse formati da robusti pali infissi nel terreno su cui sono montati i "porta moduli" girevoli con una sola stringa di elementi fotovoltaici. Il sistema è movimentato da un azionamento lineare controllato da un programma astronomico in grado di inseguire il sole durante tutto l'arco della giornata, soluzione che garantisce una maggiore efficienza del sistema, massimizzando l'energia prodotta. Sulla struttura meccanica degli inseguitori sono montati i pannelli fotovoltaici; il movimento automatico permette ai pannelli di essere sempre orientati in modo ottimale rispetto al sole, limitando così le perdite per effetto della riflettività. La stessa struttura è realizzata appositamente per accogliere i moduli fotovoltaici con le caratteristiche di tenuta al vento necessarie per la zona d'installazione.

L'inseguitore monoassiale è caratterizzato da una tipologia d'inseguimento azimutale su singolo asse con sistema di controllo autoconfigurante basato sul programma astronomico con backtracking per il controllo dell'ombreggiamento reciproco. Il range di rotazione va da + 45° a -45° con un errore massimo d'inseguimento

di 1,87°. Il sistema di azionamento è caratterizzato da un attuatore lineare da 230 V con grado di protezione IP55 controllato da un quadro centrale in grado di comunicare con 210 inseguitori.

L'algoritmo di inseguimento è basato sul cosiddetto orologio astronomico, ovvero, spiegato in maniera del tutto generale, un orologio che mostra, in aggiunta all'ora corrente, informazioni di carattere astronomico. Queste possono includere la posizione del Sole e della luna nel cielo, l'età e la fase della luna, la posizione del Sole sull'eclittica e l'attuale segno zodiacale, il tempo siderale e altri dati come i nodi lunari, utili nella predizione delle eclissi ed una mappa celeste rotante. Nel nostro caso, ovviamente, sarà di interesse solamente la posizione del Sole nel cielo, con la quale, tramite un apposito algoritmo, si potrà comandare il movimento degli inseguitori al fine di ottimizzare la captazione.



Inseguitore mono assiale (Est-Ovest)

Elenchiamo i vantaggi che hanno portato alla scelta del Tracker monoassiale:

- basso errore di puntamento anche con tempo variabile;
- insensibile all'invecchiamento, polveri, deiezioni;
- uniforme posizionamento inseguitori;
- assenza ombreggiamento;
- massima efficienza con radiazione diretta;
- minor frequenza guasti;
- ridotto consumo energetico;
- ridotta usura motore.

5.8 OPERE PRINCIPALI DA ESEGUIRSI

Di seguito sono riportate le principali lavorazioni che si effettueranno nell'area di impianto:

- preparazione area impianto fotovoltaico;
- realizzazione viabilità interna al campo in strada brecciata;
 - scavi a sezione ampia per sbancamento;
 - posa in opera di materiali aridi costituiti da detriti di cava o ghiaia mista, aventi pezzatura come da progetto esecutivo, esenti da materie terrose e vegetali, per la formazione del letto di posa della fondazione stradale, per la regolarizzazione del piano viabile;
 - formazione di fondazione stradale in misto granulare stabilizzato con legante naturale;
 - spargimento di graniglia e pietrisco di idonea granulometria;

- cilindratura meccanica;
- realizzazione recinzione perimetrale impianto fotovoltaico;
- realizzazione di platea per posa dei Power Skid, punto di raccolta, conversione e di trasformazione dell'energia;
- posa dei Power Skid comprensivi di Inverter, Quadri BT e MT e Trasformatore MT/BT;
- realizzazione elettrodotto MT;
- realizzazione impianto fotovoltaico:
 - infissione pali metallici nel terreno senza modificare l'attuale natura del terreno;
 - fissaggio delle strutture di supporto dei moduli fotovoltaici;
 - fissaggio dei pannelli sulle strutture;
 - realizzazione dei collegamenti elettrici fra i moduli stessi per formare la stringa;
 - posa dei quadri di parallelo stringhe;
 - realizzazione dei collegamenti elettrici fra i quadri di parallelo stringhe e gli inverter, previo scavo nell'area di campo, posa in opera dei cavi elettrici, e realizzazione dei pozzetti elettrici per l'ispezione dei cavi;
 - realizzazione impianto videosorveglianza, illuminazione e antintrusione.

5.9 QUADRI ELETTRICI

La realizzazione dell'impianto fotovoltaico necessita di una serie di quadri per il collegamento elettrico dei componenti sia nella sezione in corrente continua che in quella in alternata (bassa tensione e media tensione). L'installazione sarà predisposta con tutti gli elementi di protezione elettrica previsti dalla normativa vigente sia contro i contatti diretti (interruttori) che contro quelli indiretti (differenziali).

Tutti i quadri elettrici installati in interno avranno un grado di protezione almeno IP41. Quelli in esterno avranno tutti grado di protezione IP65.

Quadri elettrici di sezionamento linee CC e parallelo stringhe

I quadri di sezionamento e parallelo hanno la funzione di:

- Sezionamento delle stringhe del generatore fotovoltaico in ingresso;
- Eseguire il parallelo stringhe per la raccolta vicino ai pannelli prima di collegarli all'inverter centralizzato.

I quadri sono previsti realizzati in PVC e fissati alle strutture di sostegno tramite staffe in modo che il quadro si trovi ad altezza idonea per interventi di manutenzione senza attrezzature aggiuntive.

Quadro servizi ausiliari di Skid

Il quadro generale servizi ausiliari ha la funzione di alimentare e proteggere le utenze del sottocampo.

Il quadro è previsto realizzato in PVC per esterno

Scomparti in media tensione

Gli scomparti di media tensione a 36 kV saranno del tipo *8DJH36 RMU* per esterno montati sullo Skid direttamente in fabbrica. Saranno composti da un parallelo sbarre con due partenze linee, per effettuare l'entra-esce con gli altri Skid, e uno scomparto protezione Trasformatore MT/BT.

Caratteristiche Scomparti MT

Lo scomparto avrà un involucro realizzato in acciaio inossidabile resistente alla corrosione. Le pareti dei recipienti e le boccole per i collegamenti elettrici e i meccanismi di manovra vengono unite mediante moderne procedure di saldatura, formando così un sistema di pressione sigillato. I dispositivi di manovra e le sbarre posizionate nel contenitore del quadro sono protetti da influssi esterni quali umidità, inquinamento, polvere, gas aggressivi e piccoli animali. Il quadro adatto anche per applicazioni in climi estremi o in condizioni ambientali aggressive.

Ogni singolo pannello ha il proprio contenitore del quadro. Nei blocchi di pannelli, i dispositivi di commutazione di più pannelli condividono un contenitore del quadro.

Lo scomparto viene riempito in fabbrica con esafluoruro di zolfo (SF₆). Questo gas è atossico, chimicamente inerte e presenta un'elevata rigidità dielettrica. Non sono necessari lavori a gas in loco. Anche durante il funzionamento non è necessario controllare lo stato del gas o ricaricare.

Per monitorare la densità del gas, ogni Scomparto del quadro è dotata di un indicatore di pronto per il servizio sul fronte operativo. Si tratta di un indicatore meccanico rosso / verde, autocontrollato e indipendente dalla temperatura e dalle variazioni della pressione dell'aria ambiente.

Sistema sbarre

La sbarra è tripolare racchiusa nell'involucro del quadro. Per i singoli pannelli e opzionalmente anche per i blocchi di pannelli, può essere interconnessa lateralmente con le sbarre dei pannelli adiacenti mediante giunti isolati in modo da realizzare un sistema di sbarre continuo. Non sono necessarie opere a gas per il montaggio o per eventuali successivi ampliamenti del quadro.

Vano cavi

Per tutti i collegamenti principali, cavo-trasformatore-interruttore, i cavi sono collegati tramite passanti in resina colata che conducono al contenitore del quadro. Le boccole sono progettate come sistema a cono esterno secondo DIN EN 50181.

Il vano cavi è accessibile dal fronte. Un interblocco meccanico assicura che il coperchio del vano

I passanti nelle partenze, cavo-interruttore corrispondono all'interfaccia tipo C (DIN EN 50181). Sono adatti per il collegamento di cavi con connettori maschio isolati in corrispondenza del contatto bullonato M16. Il test del cavo può essere eseguito direttamente sulla terminazione se vengono utilizzati connettori a T per cavi adeguati. È quindi possibile omettere una presa di prova separata.

Nella versione standard le partenze del trasformatore sono dotate di passanti di interfaccia tipo C con contatto bullonato. Opzionalmente sono disponibili anche boccole del tipo di interfaccia B.

5.10 CAVI E TUBAZIONI

Le linee elettriche prevedono conduttori di tipo idoneo per le tre sezioni d'impianto (continua, alternata bassa tensione, alternata media tensione) in rame e in alluminio. Il dimensionamento delle condutture è a norma CEI e la scelta del tipo di cavi è armonizzata anche con la normativa internazionale.

Le sezioni dei cablaggi sono state calcolate in modo che rispettino le cadute di tensione massime indicate nella seguente tabella, incluse le possibili perdite per terminali intermedi e i limiti di riscaldamento raccomandati dal produttore dei conduttori.

Zona	Caduta di tensione massima riferita alla tensione nominale continua del sistema (%)
Sezione CC	<1,5
Sezione CA	<1,5

La posa sarà viceversa realizzata come segue:

Sezione in corrente continua

Cablaggio interno del generatore fotovoltaico: cavi in posa libera fissata alle strutture di sostegno protette dalla sagoma della carpenteria, fascette anti-UV e equipaggiate ai terminali di stringa con connettori IP65 (cavo tipo **TECSUN PV1-F 6 mm²**);

Cablaggio generatore fotovoltaico - quadri di parallelo e sezionamento stringhe: cavi in posa libera fissata alle strutture di sostegno protette dalla sagoma della carpenteria, o in posa intubata in PVC corrugato (cavo tipo **TECSUN PV1-F 6 mm²**);

Cablaggio quadri di sezionamento stringhe - Inverter: cavi in posa intubata in PVC corrugato (cavo tipo **H1Z2Z2-K 2x(1x150) mm²**).

Sezione in corrente alternata

La sezione in corrente alternata AC tra inverter, trasformatore e quadri BT e MT sarà realizzata in fabbrica sui Power Skid con la seguente tipologia:

Cablaggio inverter - Trasformatore: cavi in posa libera entro vasca in aria (cavo tipo **FG16R** con composizione e sezioni come da Schema Unifilare);

Cablaggio Trasformatore Quadro Media Tensione: cavi in posa libera nella parte inferiore dello Power Skid (cavo tipo **ARE4H5EX** con composizione e sezioni come da Schema Unifilare);

Per quanto riguarda la sezione in corrente alternata AC esercita in media tensione costituita dai cavidotti interrati necessari per l'interconnessione tra le Power Station e la cabina di raccolta oltre che dall'elettrodotta di vettoriamento si rinvia al successivo capitolo.

5.11 SISTEMA DI TERRA (MISURE DI PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI DIRETTI E INDIRECTI)

Il sistema di distribuzione della sezione in corrente continua sarà del tipo IT (flottante senza punti a terra) con protezione da primo guasto con relè di isolamento elettrico, mentre la distribuzione in alternata sarà del tipo TN-S.

La rete principale di terra è composta da 2 reti di terra collegate tra loro:

- Rete di terra del generatore fotovoltaico costituita da varie sbarre di rame unite da cavi nudi di rame di 35 mm² di sezione ai quali di collega la struttura metallica e le cassette di parallelo;
- Rete di terra dei Power Skid (inverter e centro di trasformazione) costituita da anelli di terra situati sotto ciascuna platea, ognuno formato da sbarre di rame unite da un cavo nudo di 50 mm² di sezione.

La protezione contro i contatti diretti è assicurata dalla scelta di moduli fotovoltaici in classe II certificata (senza messa a terra della cornice), dai cablaggi con cavi in doppio isolamento (isolamento delle parti attive) e dall'utilizzo di involucri e barriere secondo la normativa vigente.

5.12 SISTEMA DI MONITORAGGIO DELLE PRESTAZIONI

Il sistema di monitoraggio consisterà in un hardware ed un software in grado di monitorare e registrare le variabili fisiche ed elettriche principali durante l'esercizio dell'impianto e di inviare i dati dall'impianto ad un server web da cui sono gestiti e memorizzati. Tutte le informazioni di operazione potranno essere consultate sia nei valori istantanei che negli storici valutando l'evoluzione delle variabili (giorno, mese, anno, ecc.). Il sistema sarà corredato di tutti gli allarmi necessari alla visibilità totale dell'impianto ai tecnici preposti alla sorveglianza, per un intervento manutentivo in caso di anomalia di funzionamento in tempi molto veloci, spesso ancor prima che si verifichi un guasto.

Attraverso un sistema di gestione locale e remoto, è possibile conoscere e gestire in tempo reale, dalla Centrale di Controllo, l'andamento delle:

- Variabili ambientali (temperatura, intensità del vento);
- Variabili di funzionamento (potenza erogata, energia prodotta, tensioni, correnti, temperatura dei moduli ecc.).

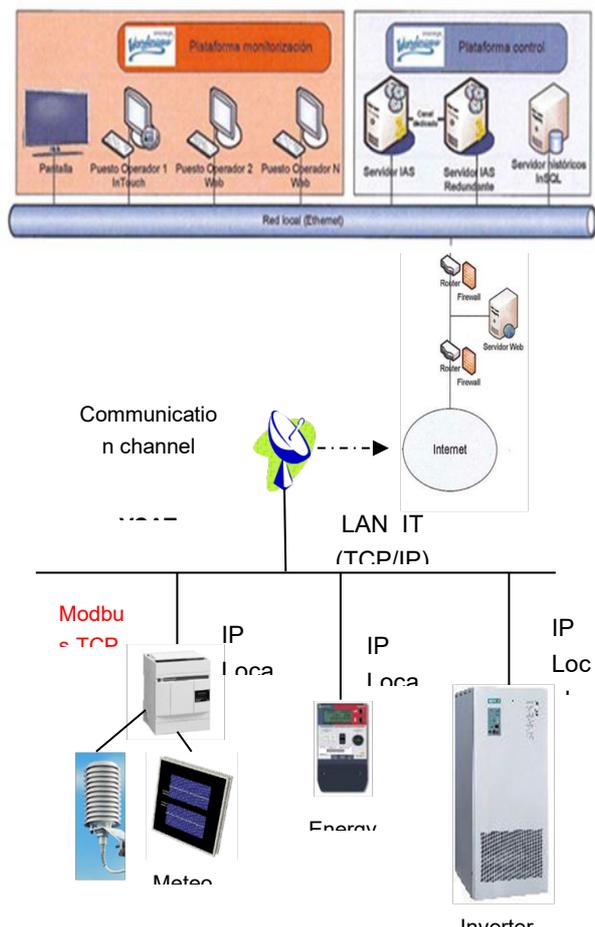
Il sistema permette la consultazione in tempo reale (tramite una password) e da qualsiasi luogo, mediante l'accesso web attraverso un normale PC.

Il sistema di monitoraggio sarà composto dai seguenti componenti principali:

- Stazione di supervisione remota che consentirà di:
 - o Evidenziare eventuali allarmi dalla stazione locale collegata;
 - o Monitorare e comandare la stazione locale, collegata tramite linea dedicata;
 - o Elaborazione dei dati di esercizio e report di prestazione annuale.
- Accesso Web del Cliente per le stesse operazioni di cui al punto precedente

Le pagine video del software operativo generate sulle stazioni (locale e remota) riporteranno:

- Layout disposizione moduli ed apparecchiature del campo fotovoltaico;
- Stato dei dispositivi di comando e protezione;
- Stato e dati di produzione dei singoli gruppi di conversione;
- Dati di produzione istantanea del generatore fotovoltaico;
- Macro trend di produzione (giornaliera, mensile);
- Allarmi o anomalie di funzionamento;
- Storico degli allarmi.



5.13 SISTEMA DI VIDEOSORVEGLIANZA

Gli elementi che compongono il sistema di videosorveglianza proposto saranno i seguenti:

- Sottosistema di controllo antintrusione: protezione perimetrale con barriera ad infrarossi;
- Sottosistema di controllo a circuito chiuso televisivo;
- Sottosistema di comunicazione.

La protezione del sistema di videosorveglianza consisterà nell'installazione di un sistema antintrusione di tipo perimetrale con barriera a raggi infrarossi combinato con telecamere sorvegliate reciprocamente a circuito chiuso in modo da verificare visivamente lo stato della barriera ad infrarossi.

Il sistema antintrusione permetterà la gestione degli allarmi e la attivazione dei dispositivi sia localmente che da remoto.

I dissuasori addizionali saranno sonori con sirene ad alta potenza dotate di lampade a luce flash.

5.14 SISTEMI ANTINCENDIO

Sono previsti sistemi ad estintore su ogni Power Skid presente e alcuni estintori aggiuntivi per eventuali focolai lontani dagli Skid (sterpaglia, erba secca, ecc.).

6. CALCOLI E VERIFICHE DI PROGETTO DEL GENERATORE E DEI CAVI DOTTI MT

6.1 MODALITÀ DI CALCOLO

Partendo dalla modellazione del sistema con i parametri dei generatori, dei trasformatori, si introducono i parametri dei cavi e si risolve il problema del load flow con il metodo di Newton – Raphson utilizzando un software proprietario e si verifica se sono rispettati i vincoli imposti sulla portata, caduta di tensione, perdite di potenze, etc.

Il processo è iterativo, nel senso che, se uno dei vincoli non è rispettato si maggiora la sezione dei cavi, e si risolve di nuovo il problema.

Questa operazione sarà ripetuta fino a quando tutti i vincoli saranno rispettati.

Per la scelta delle caratteristiche delle apparecchiature elettriche e per la scelta definitiva dei cavi, si risolve il problema del corto circuito con la norma IEC 60909/2001 equivalente alla norma CEI 11-25, sulla rete precedentemente modellata (con i cavi che rispettano tutti i vincoli imposti).

Risolto il problema del corto circuito, si verifica se tutti i cavi precedentemente scelti, sono in grado di sostenere la corrente presunta di corto circuito per 0,5 secondi. Se si verifica che una data linea non è in grado di sostenere il corto circuito, si maggiora la sezione e si procede di nuovo alla verifica, il tutto fino a quando i risultati sono coerenti.

6.2 CALCOLO DELLA PORTATA

Una delle principali caratteristiche funzionali dei cavi interrati è la portata nominale al limite termico I_n , intesa come la massima intensità di corrente che può circolare in un conduttore, in condizioni di servizio, senza che la temperatura sia superiore a quella massima ammissibile θ_{max} dell'isolante. Ovviamente questo valore di temperatura varierà a seconda delle caratteristiche dielettriche dell'isolante impiegato e, di conseguenza, la corrente che può circolare nel conduttore dipende fortemente dal tipo di isolante adoperato che, come precedentemente osservato, è la parte più sensibile alle sollecitazioni elettriche e termiche.

Considerando che il cavo è isolato in XLPE (polietilene reticolato), oppure in E4 o in P1 la temperatura massima ammissibile per l'isolante vale:

$\theta_{max}=90^\circ$ (caso peggiorativo)

Un altro parametro termico da tener presente è la temperatura dell'ambiente di posa del cavo, che varia a seconda delle sue condizioni di posa e, per ciascuna di esse, tiene conto della situazione ambientale più sfavorevole allo smaltimento del calore. In particolare, si è scelto:

$\theta_{amb}=20^\circ$ (come previsto dalla CEI 20-21 per l'Italia)

quale temperatura del terreno di posa.

Si definisce salto termico totale $\Delta\theta_{tot}$ la quantità (funzione della portata I_n):

$$\Delta\theta_{tot}=\theta_{max} - \theta_{amb}=f(I)$$

Il salto termico totale è un limite di temperatura che non deve essere superato. Infatti, la trasmissione di elevati valori di energia elettrica comporta notevoli difficoltà legate, oltre che al tipo di isolante e alle dimensioni del cavo, anche al modo in cui il calore viene smaltito all'esterno. Inoltre, la vita dell'isolante, intesa come l'intervallo di tempo durante il quale il cavo può esercitare le funzioni per le quali è stato realizzato, cala bruscamente se il salto termico totale viene superato.

Assegnato $\Delta\theta_{tot}$, lo scopo del progetto termico è quello di determinare la portata massima ammissibile del cavo. Per determinare la portata occorre valutare l'intera potenza che si dissipa all'interno del cavo (ovvero la potenza termica che si genera al suo interno per effetto dei diversi fenomeni di perdita che hanno sede nei

vari strati). Nota la potenza termica, sarà possibile valutare i salti di temperatura $\Delta\theta$ relativi a ogni strato di cui è composto il cavo. A ciascun elemento del cavo, infatti, compete un diverso salto di temperatura, oltre che una diversa potenza dissipata, e la somma di questi $\Delta\theta$ non dovrà superare $\Delta\theta_{tot}$.

Il progetto termico viene effettuato facendo riferimento alla norma tecnica Norma CEI 20-21, in modo tale da determinare la portata in regime permanente in funzione della temperatura ambiente e modalità di posa. Le elaborazioni di calcolo ed i risultati sono ottenuti, come riportato dalle tabelle sotto riportate, utilizzando la procedura indicata dalla norma:

$$I = [\Delta\theta_{tot} - W_d(0,5T_1 + n(T_2 + T_3 + T_4))] / (RT_1 + nR(1 + \lambda_1)T_2 + nR(1 + \lambda_1 + \lambda_2)(T_3 + T_4))]^{1/2}$$

dove:

- $W_d = \omega C U_2 \tan\delta$ (perdite dell'isolante per unità di lunghezza)
- $C = \epsilon/18 \ln(D_i/d_c)$ (capacità dell'isolante per unità di lunghezza)
- $R = R'(1 + Y_s + Y_p)$ [Ω/m] (resistenza in corrente alternata del conduttore)
- $R' = R_0[1 + \alpha_{20}(\theta - 20)]$ [Ω/m] (resistenza in corrente continua)
- Y_s (fattore dell'effetto pelle)
- Y_p (fattore dell'effetto di prossimità)
- $X_s^2 = 8\pi f 10^{-7} K_p/R'$
- $\lambda = \lambda_1 + \lambda_2$ (fattore di perdita nelle guaine e nello schermo ($\lambda_2 = 0$ cavo non armato))
- T_1 (resistenza termica dell'isolante)
- T_2 (resistenza termica dell'imbottitura tra isolante e guaina esterna)
- T_3 (resistenza termica del rivestimento esterno del cavo)
- $T_4 = 1,5/3,14 \cdot \rho_T \ln(16L_3/D_e \cdot s^2)$ (resistenza termica tra la superficie del cavo ed il mezzo ambiente per una terna)
- ρ_T (resistività termica del terreno)
- T_4' (resistenza termica tra superficie esterna del cavo ed il mezzo ambiente per due terne affiancate)
- T_4'' (resistenza termica tra superficie esterna del cavo ed il mezzo ambiente per tre terne affiancate)

I cavi saranno posati direttamente a contatto con il terreno. La profondità di posa è di 1,2 m e le terne che seguiranno lo stesso tracciato saranno affiancate ad una distanza, rispetto ai cavi più interni, di 0,3 m asse-asse. La portata dei cavi affiancati è calcolata tenendo conto anche del riscaldamento causato su di esso dalle correnti che effettivamente percorrono gli altri cavi posti nello stesso scavo. Tale calcolo per i vari casi previsti è fatto applicando il principio dell'immagine termica proposta dalla norma CEI 20-21.

Nelle tabelle sotto riportate sono illustrati i risultati dei calcoli di portata in base al numero di terne affiancate per le taglie di cavi che si utilizzeranno nella realizzazione della rete elettrica (50 mmq, 95 mmq e 500 mmq). È importante sottolineare che la portata dei cavi dipende fortemente dalla resistività termica del mezzo che circonda il cavo interrato. Per il calcolo delle portate di corrente è stato utilizzato un valore di resistenza termica del terreno di 1 K·m/W.

È importante sottolineare che la resistenza termica dei terreni, lungo il percorso degli elettrodotti di collegamento dei sottocampi con la cabina di raccolta e di questa con la Stazione Elettrica (SE) a 150/36 kV della RTN, cambia di molto a seconda della tipologia dei terreni che si hanno dalla zona del campo fotovoltaico fino ad arrivare alla zona della Stazione.

6.3 SCELTA DEL TIPO DI POSA CAVO MT

Tutti i cavidotti MT interni al campo fotovoltaico saranno interrati ad una profondità non inferiore a 1,10 m. Per quanto riguarda il cavidotto MT di vettoriamento dell'energia di collegamento tra la cabina di raccolta interna al campo fotovoltaico e la Stazione Elettrica a 150/36 kV della RTN mediante stallo arrivo linea, sarà interrato ad una profondità di circa 1,50 m su sede propria o su banchina di strada esistente in conglomerato bituminoso.

I cavi saranno posati su un letto di terreno vegetale oppure di terreno vagliato rinveniente dallo stesso scavo in modo tale da avere una resistenza pari a 1 K·m/W. Verranno posati anche i nastri segnalatori disposti superiormente ai cavi ad almeno 30 cm.

Gli scavi ed i ripristini sulle eventuali carreggiate stradali saranno eseguiti secondo le modalità descritte nelle tavole del progetto esecutivo civile.

Per i cavi, in generale, si definiscono le seguenti modalità di posa:

- L: Cavi direttamente interrati senza protezione meccanica supplementare;
- M: Cavi direttamente interrati con protezione meccanica supplementare (lastra piana M.1 o apposito tegolo M.2);
- N: Cavi in tubo interrato;
- O: Cavi in condotti;
- P: Cavi in cunicolo affiorante;
- Q: Cavo in cunicolo interrato;
- R: Cavo in acqua (posato sul fondo R.1 o interrato sul fondo R.2).

6.4 SCELTA DEL LIVELLO DI TENSIONE E DEL TIPO DI CAVO

Ai sensi della norma CEI 11-17 e come riportato nella tabella 4.1.4, in funzione della tensione nominale del sistema pari a 36 kV, si ottiene:

- valore della tensione massima $U_n=36$ kV;
- categoria A oppure B cui corrisponde una durata massima per ogni singolo caso di funzionamento con fase a terra da 1 fino a 8 ore;
- tensione di isolamento a campo elettrico radiale $U_0=18$ kV.

Tra i vari cavi con materiale conduttore in alluminio, è possibile utilizzare cavi ARE4H5ER 36 kV che sono normati, per quanto riguarda le prove sui materiali, dalla norma CEI. Tutte le verifiche sono state effettuate considerando i dati elettrici e costruttivi forniti dalla committenza nonché i datasheet Nexans.

Di seguito si riportano le caratteristiche dei vari tipi di cavo.

✓ Cavo tipo ARE4H5ER

Tale cavo presenta le seguenti caratteristiche:

- anima costituita da conduttore a corda rotonda compatta di alluminio, classe 2 secondo IEC60228;
- semiconduttore interno in materiale elastomerico estruso;
- isolante estruso XLPE;
- semiconduttore esterno in materiale elastomerico estruso;
- barriera d'acqua longitudinale;
- schermo metallico con nastro in alluminio applicato longitudinalmente;
- due guaine una in PE e una in PVC estruso - colore rosso per aumentare la resistenza meccanica.

Il cavo ha una temperatura massima di funzionamento in condizioni ordinarie di 90°C, una temperatura massima ammissibile in corto circuito di 250 °C.

Tipo:	ARE4H5EX
Tensione nominale [kV]:	18/36
Formazione e sezione [mm ²):	3x1x50
Resistenza a 20 °C [Ω/km]:	0.641
Resistenza a 90 °C [Ω/km]:	0.822
Reattanza [Ω/km]:	0.152
Capacità chilometrica [μF/km]:	0.147

Caratteristiche cavo 3x1x50

Tipo:	ARE4H5EX
Tensione nominale [kV]:	18/36
Formazione e sezione [mm ²):	3x1x95
Resistenza a 20 °C [Ω/km]:	0.320
Resistenza a 90 °C [Ω/km]:	0.411
Reattanza [Ω/km]:	0.134
Capacità chilometrica [μF/km]:	0.193

Caratteristiche cavo 3x1x95

Tipo:	ARE4H5EX
Tensione nominale [kV]:	18/36
Formazione e sezione [mm ²):	1x500
Resistenza a 20 °C [Ω/km]:	0.0605
Resistenza a 90 °C [Ω/km]:	0.080
Reattanza [Ω/km]:	0.096
Capacità chilometrica [μF/km]:	0.376

Caratteristiche cavo 1x500

6.5 DIMENSIONAMENTO DEI CAVI MT

Nelle tabelle sottostanti si riportano i dati e i risultati dei calcoli effettuati a piena potenza per tutti i cavidotti MT di collegamento tra le Power Station situate nelle 5 aree di impianto e la cabina di raccolta. Inoltre, sono state effettuate le verifiche di portata e caduta di tensione sull'elettrodotto MT di collegamento tra la Cabina di raccolta e la Stazione Elettrica 150/36 kV:

Raggruppamenti	Tratto	Lunghezza Tratto [m]	Potenza [MW]	Sezione [mmq]	Corrente di impiego da Load Flow [A]	Portata Conduttore (n° Terne affiancate) [A]	Margine di sicurezza sul carico [%]	Caduta di tensione sulla linea [%]	Verifica Caduta di tensione
Linea 1	Cab1a - Cab1b	585	2,8	50	50	149(1)	66	0,29	OK
	Cab1b - Cab2b	295	5,6	50	100	149(1)	33	0,15	OK
	Cab2b - CR	970	7,9	95	141	187(2)	25	0,38	OK
Linea 2	Cab2a - Cab2c	425	2,3	50	41	149(1)	72	0,25	OK
	Cab2c - CR	830	5,1	95	91	187(2)	51	0,32	OK
Linea 3	Cab3a - Cab3b	375	4,6	50	82	116(3)	29	0,17	OK
	Cab3b - CR	20	9,2	95	164	217(1)	24	0,01	OK
Linea 4	Cab5c - Cab4	130	2,8	50	50	149(1)	66	0,08	OK
	Cab4 - CR	2185	6,8	95	121	187(2)	35	0,85	OK
Linea 5	Cab5d - Cab5b	350	2,8	50	50	149(1)	66	0,18	OK
	Cab5b - Cab5a	300	5,6	50	100	149(1)	33	0,18	OK
	Cab5a - CR	2000	8,4	95	150	187(2)	20	0,78	OK

Dimensionamento e verifica della portata e cdt cavidotti MT interni all'impianto fotovoltaico (potenza erogata 100%)

Cavidotto di vettoriamento o a 36 kV	Tratto	Lunghezza Tratto [m]	Potenza [MW]	N. Terne Affiancate	Sezione [mmq]	Corrente di impiego da Load Flow [A]	Portata Conduttore (n° Terne affiancate) [A]	Margine di sicurezza a sul carico [%]	Caduta di tensione e sulla linea [%]	Verifica Caduta di tensione
	CR - RTN	10680	37	2	500	328	575 (2)	43	2.1	OK

Dimensionamento e verifica della portata e cdt cavidotto di vettoriamento MT (potenza erogata 100%)

Dai risultati ottenuti, si può constatare che, in regime di funzionamento ordinario (caso di massima potenza erogata), i vincoli impostati sono verificati su ogni tratto di linea.

6.6 CONDIZIONI OPERATIVE E VINCOLI

Per i calcoli elettrici relativi ai cavidotti, si sono considerate le seguenti condizioni:

di carico:

- potenza max generatore fotovoltaico afferente ad un Inverter: 4804,8 kW;
- Tensione nominale elettrodotto: 36 kV

di posa dei conduttori:

- tipologia di posa: direttamente interrato;
- profondità di posa: 1,00/1,2 m;
- temperatura del terreno: 25°C;
- resistività termica del terreno: 1 K·m/W;
- distanza di posa: 25 cm;
- numero totale massimo di terne nello stesso scavo: 3;
- Coefficiente di riduzione per N. 2 Terne affiancate: 0,86;
- Coefficiente di riduzione per N. 3 Terne affiancate: 0,78;

Si sono considerati i seguenti vincoli, imposti dal corretto funzionamento degli impianti e dalla scelta della soluzione più economica:

- massima caduta di tensione per collegamento tra due Power Station $\Delta V = 0,32\%$;
- massima caduta di tensione per collegamento tra Power Station e Cabina di Raccolta $\Delta V = 0,85\%$;
- tempo di intervento protezione $t=0,5$ s;
- massime perdite ammesse sulle linee: 2%;
- massimo carico previsto per il cavo: 80 %.

6.7 COLLEGAMENTI AUSILIARI

Per i collegamenti ausiliari si utilizzeranno cavi multipolari con conduttori in corda flessibile in rame isolato in EPR sotto guaina in PVC, tipo F16OR16 0.6/1 kV, in ottemperanza alle norme CEI 20-22 II, con sezione minima pari a 2,5 mmq. Per il collegamento lato secondario certificato UTF dei trasformatori di corrente la sezione minima dei cavi impiegati dovrà essere almeno pari a 4 mmq.

Tutta la cassetteria dei circuiti di misura dei TA e TV dovrà essere realizzata in cavo schermato per una migliore protezione dalle interferenze elettromagnetiche.

6.8 APPARECCHIATURE A MT

La sezione a MT di ogni singolo montante include:

- il montante, in uscita dal quadro elettrico MT dell'impianto utente di connessione sarà composto da scomparti per arrivi linea, per partenza verso il trasformatore AT/MT, per protezione linea servizi ausiliari, per protezione del TV di sbarra;
- n. 1 terna di scaricatori di sovratensione, per esterno, ad ossido di zinco, completi di dispositivo contascariche, attestati sulle sbarre a MT del trasformatore;
- n. 1 apparato per la connessione ai morsetti del trasformatore AT/MT, costituito da n. 3 sbarre in rame, sorrette mediante isolatori da un castelletto in acciaio zincato a caldo per la risalita cavi e la connessione alle suddette sbarre.

6.9 QUADRO GENERALE MT

Il quadro generale MT, del tipo a tenuta d'arco interno, è realizzato in lamiera zincata con unità separate protette con interruttori e sezionatori in SF6, e sarà composto da:

- N. 1 unità di protezione del trasformatore AT/MT lato MT;
- N. 1 unità di alimentazione servizi ausiliari;
- N. 2 unità di arrivo linee MT da centrale con protezione.
- N. 1 unità di prelievo segnali di tensione di sbarra.

6.10 SERVIZI AUSILIARI ESSENZIALI

Il sistema di distribuzione sarà così composto:

- Raddrizzatore/Caricabatteria;
- Batteria ermetica di accumulatori al piombo;
- Quadro BT servizi ausiliari.

Il raddrizzatore/caricabatteria svolge la duplice funzione di fornire l'alimentazione stabilizzata alle utenze a 110 VCC e contemporaneamente di ricaricare la batteria.

6.11 RETE DI TERRA

La rete di terra sarà realizzata all'interno del recinto mediante una maglia in corda di rame nuda. L'impianto di terra sarà costituito, conformemente alle prescrizioni della CEI EN 50522 (Classificazione CEI 99-3) ed alle prescrizioni della Guida CEI 11-37, da una maglia di terra realizzata con conduttori nudi in rame elettrolitico di sezione pari a 125 mm², interrati ad una profondità di almeno 0.7 m. Per le connessioni agli armadi verranno impiegati conduttori di sezione pari a 70 mm².

6.12 IMPIANTI SPECIALI

L'area i fabbricati andranno protetti dall'ingresso di non autorizzati tramite un sistema di antintrusione, conforme alla CEI 79-2, composto da:

- barriere perimetrali sui quattro lati del perimetro dell'area utente;
- contatti sulle porte di accesso ai locali di utente, con eccezione del locale misure;
- sirena auto-alimentata antischiuma;
- centrale elettronica di allarme con almeno 4 zone;
- trasponder o chiave elettronica con interfaccia presso il cancello di ingresso;
- compositore GSM;

L'area dovrà, inoltre, essere dotata di impianto di videosorveglianza.

6.13 ILLUMINAZIONE ESTERNA ED IMPIANTO FM

L'impianto di illuminazione esterno sarà realizzato con corpi illuminanti opportunamente distanziati dalle parti in tensione ed in posizione tale da non ostacolare la circolazione dei mezzi.

I proiettori saranno del tipo con corpo di alluminio, a tenuta stagna, grado di protezione IP65, con lampade a led non inferiore a 70 W e verranno montati su pali in vetroresina di altezza adeguata, aventi alla base una casetta di derivazione. Il valore medio di illuminamento minimo in prossimità delle apparecchiature AT sarà di 30 lux.

Dovrà essere installata l'illuminazione interna dei locali in modo tale che sia garantito all'interno un illuminamento medio di 100 lux con organi di comando indipendenti per singoli locali.

6.14 PROTEZIONE APPARECCHIATURE

La protezione di macchina è costituita da due interruttori automatici, uno sul lato MT, l'altro sul lato AT, corredati di relativi sezionatori e sezionatori di terra, lampade di presenza tensione ad accoppiamento capacitivo, scaricatori di sovratensione, trasformatori di misura e di rilevazione guasti. Sarà così realizzata sia la protezione dai corto circuiti e dai sovraccarichi che la protezione differenziale.

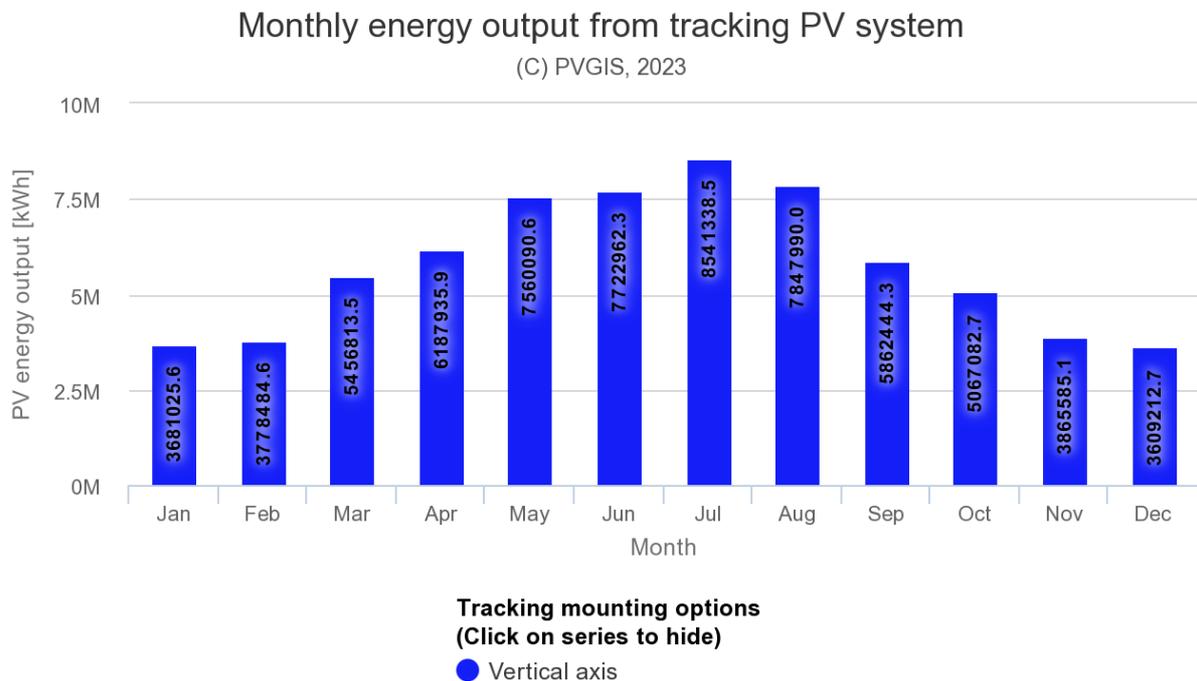
Come precedentemente descritto, l'impianto AT sarà dotato di interruttori automatici AT, sezionatori di terra, lampade di presenza rete ad accoppiamento capacitivo, trasformatori di misura. Gli interruttori AT (con azionamento motorizzato) forniranno tramite relè indiretto la protezione dai corto circuiti, dai sovraccarichi, dai guasti a terra.

Le protezioni e le tarature si definiranno in sede di progettazione esecutiva e di regolamento di esercizio.

7. VALUTAZIONE DELLA PRODUCIBILITA'

È stata eseguita una stima della producibilità, utilizzando l'applicazione PVGIS elaborata da European Comission Joint Reserch Centre attraverso la quale troviamo il valore della producibilità elettrica annua per ogni kWp distinguendola per le due tipologie di posa e la produzione totale annua dell'impianto.

Latitudine/Longitudine	Latitudine: 41.009154° , Longitudine: 16.479869°
Database solare	PVGIS-SARAH
Tecnologia FV	Silicio cristallino
Perdite di sistema generatore – gruppo di conversione	-20,9 %
Produzione annuale FV sistema Tracker monoassiale	1879,06 kWh/kWp
Produzione Annuale totale dell'impianto	69,2 GWh



8. VERIFICHE E COLLAUDO

8.1 CERTIFICAZIONE

A seguito della realizzazione dell'impianto l'Installatore dovrà rilasciare un certificato di collaudo ai fini del rilascio della dichiarazione di conformità ai sensi del DM 37/08.

8.2 COLLAUDO

Al termine delle installazioni saranno eseguite a cura dell'installatore tutte le prove di collaudo tecnico-funzionale necessarie per assicurare la conformità delle opere alla progettazione esecutiva, la qualità delle stesse ed il loro corretto funzionamento.

L'impianto fotovoltaico e i relativi componenti saranno realizzati nel rispetto delle norme tecniche vigenti e ai sensi di quanto previsto dalle Norme CEI 82-25 e DM 37/08;

I moduli fotovoltaici saranno provati e verificati da laboratori accreditati, per le specifiche prove necessarie alla verifica dei moduli, in conformità alla norma UNI CEI EN ISO/IEC 17025. Tali laboratori sono accreditati EA (European Accreditation Agreement) o hanno stabilito con EA accordi di mutuo riconoscimento.

Gli impianti fotovoltaici saranno realizzati con componenti che assicurino l'osservanza delle due seguenti condizioni:

a) $P_{cc} > 0,85 * P_{nom} * I/I_{stc}$

dove:

- P_{cc} è la potenza in corrente continua misurata all'uscita del generatore fotovoltaico, con precisione migliore del $\pm 2\%$;

- P_{nom} è la potenza nominale del generatore fotovoltaico;

- I è l'irraggiamento [W/m^2] misurato sul piano dei moduli, con precisione migliore del $\pm 3\%$;

- I_{stc} , pari a $1000 W/m^2$, è l'irraggiamento in condizioni di prova standard;

Tale condizione è stata verificata per $I > 600 W/m^2$.

b) $P_{ca} > 0,9 * P_{cc}$

dove:

P_{ca} è la potenza attiva in corrente alternata misurata all'uscita del gruppo di conversione della corrente generata dai moduli fotovoltaici continua in corrente alternata, con precisione migliore del 2% .

La misura della potenza P_{cc} e della potenza P_{ca} deve essere effettuata in condizioni di irraggiamento (I) sul piano dei moduli superiore a $600 W/m^2$.

Verranno effettuate esami a vista, verifica di tensioni e correnti di stringa, misura dell'isolamento dei circuiti e verifica dei collegamenti equipotenziali. Tutte le prove di collaudo eseguite sul campo saranno eseguite in contraddittorio con il Committente o un suo rappresentante (Direzione lavori o Collaudatore).

Per tutte le altre forniture saranno eseguite le prove richieste dalla normativa tecnica.

Di tutte le prove eseguite, sia in fabbrica che in sito, l'installatore consegnerà al committente appositi verbali di collaudo.

8.3 VERIFICHE DELL'IMPIANTO DI TERRA

L'impianto di terra sarà verificato mediante esami a vista e prove prima della messa in servizio dell'impianto. Pertanto, sarà effettuata la verifica dell'impianto di terra con la produzione della Dichiarazione di Conformità rilasciata dall'installatore della messa in servizio dell'impianto per consegnare copia al Committente.

Le modalità di prova dell'efficienza dell'impianto di terra saranno effettuate con le seguenti verifiche:

- continuità elettrica dell'impianto di terra al partire dal dispersore fino alle masse e masse estranee collegate;

- isolamento dei circuiti elettrici dalle masse;

Le misure saranno effettuate, per quanto possibile, con l'impianto nelle ordinarie condizioni di funzionamento.

8.4 VERIFICHE DEI SISTEMI DI MISURE

Come condizione preliminare all'attivazione dell'impianto, il sistema di misura sarà sottoposto a verifica di prima posa da parte del responsabile dell'installazione e manutenzione dello stesso. Inoltre, si verificherà la teleleggibilità dei dati di misura del contatore da parte del sistema centrale di telelettura.

8.5 DOCUMENTAZIONE DA PRODURRE

Dovranno essere emessi e rilasciati dall'installatore i seguenti documenti:

- manuale di uso e manutenzione, inclusivo della pianificazione consigliata degli interventi di manutenzione;
- dichiarazione attestante le verifiche effettuate e il relativo esito;
- dichiarazione di conformità ai sensi del D.M. 37/08 (ex legge 46/90, articolo 1, lettera a);
- certificazione rilasciata da un laboratorio accreditato circa la conformità alla norma CEI EN 61215, per moduli al silicio cristallino;
- certificati di garanzia relativi alle apparecchiature installate;
- garanzia sull'intero impianto e sulle relative prestazioni di funzionamento.

La ditta installatrice, oltre ad eseguire scrupolosamente quanto indicato nel presente progetto, dovrà eseguire tutti i lavori nel rispetto della REGOLA DELL'ARTE