


Impianto Agrivoltaico Avanzato 24.092,64 kW_p Comune di Bondeno (FE)

RELAZIONE TECNICA


28/02/2025	00	Emissione finale	SGS srl	G. D'Amico L. Marabeti	F. Boni Castagnetti
Data	Rev.	Descrizione Emissione	Preparato	Verificato	Approvato
Logo Committente e Denominazione Commerciale 			ID Documento Committente H_054_FV_00002_BGR		
Logo Appaltatore e Denominazione Commerciale 			ID Documento Appaltatore		

File name: H_054_FV_00002_BGR - RELAZIONE TECNICA


Sommario

	ID Documento Committente H_054_FV_00002_BGR	Pagina 2 / 83
		Numero Revisione
		00


1	INTRODUZIONE.....	5
1.1	Ambito di applicazione del documento	5
1.2	Descrizione del progetto	6
2	ACRONIMI, DEFINIZIONI E UNITÀ DI MISURA	8
2.1	Acronimi	8
2.2	Definizioni	10
2.3	Unità di misura.....	11
3	LEGGI NAZIONALI E NORME TECNICHE	13
3.1	Leggi nazionali.....	13
3.2	Norme tecniche.....	13
4	ELABORATI DI PROGETTO.....	24
5	DESCRIZIONE DEL PROGETTO	28
5.1	Dati generali di progetto	28
6	PROGETTAZIONE ELETTRICA.....	30
6.1	Livelli di tensione e stato del neutro	30
6.2	Requisiti per le apparecchiature	30
6.2.1	Vita delle apparecchiature elettriche	30
6.2.2	Temperature di progetto delle apparecchiature elettriche.....	30
6.2.3	Condizioni operative	30
6.2.4	Dimensionamento delle apparecchiature	30
7	CARATTERISTICHE DEI PRINCIPALI COMPONENTI DI IMPIANTO	32
7.1	Moduli fotovoltaici	32
7.2	Inverter di stringa.....	36
7.3	Trackers.....	42
7.4	Conversion Unit.....	43
7.4.1	Quadro MT.....	47
7.4.2	Trasformatore elevatore bt/MT	48
7.4.3	Quadro QGBT	49
7.4.4	Quadro ausiliari.....	51
7.4.5	UPS	51
7.5	Cabina di Raccolta	53
7.5.1	Locale Quadro MT.....	53
7.5.2	Trasformatore Aux bt/MT.....	54

	ID Documento Committente H_054_FV_00002_BGR	Pagina 3 / 83
		Numero Revisione
		00

7.5.3	Quadro BT servizi ausiliari	55
7.5.4	UPS	55
7.6	Control Room.....	57
7.7	Sottostazione Elettrica di Utente (SSEU)	58
7.7.1	Sezione 132 kV	58
7.7.2	Sezione 30 kV	59
7.7.2.1	Servizi Ausiliari	59
7.8	Stazione di Condivisione	61
7.9	Trasformatore AT/MT	61
7.10	Stallo di consegna Terna (IR – Impianto di Rete)	62
7.11	Cavidotto a 132kV	62
7.12	Cavi di potenza e controllo	64
7.12.1	Tipologie di cavi da adottare.....	65
7.12.2	Modalità di installazione	65
7.13	Contatori.....	66
7.14	Impianto di illuminazione di sicurezza	67
7.14.1	Illuminazione Conversion Unit.....	67
7.14.2	Illuminazione Cabine MT	67
7.14.3	Control Room.....	67
7.15	Rete di terra	67
7.15.1	Impianto di terra SSEU	69
7.15.2	Installazione dei conduttori di messa a terra	69
7.16	Sistema di protezioni.....	70
7.16.1	Relè di protezione	72
7.17	Principali dispositivi dell’impianto	74
7.17.1	Dispositivo Generale (DG)	74
7.17.2	Dispositivo Di interfaccia (DDI)	74
7.17.4	Dispositivo Del Generatore (DDG)	74
7.17.5	Power Plant Controller (PPC)	74
8	SISTEMA SCADA.....	75
8.1	Generale	75
8.2	Architettura sistema SCADA.....	75
8.3	Funzioni sistema SCADA.....	76

	ID Documento Committente H_054_FV_00002_BGR	Pagina 4 / 83
		Numero Revisione
		00

8.4	Funzioni di monitoraggio e supervisione.....	77
8.5	Funzioni di calcolo.....	77
8.6	Principale interfaccia del sistema SCADA	78
9	FACP.....	79
10	CONTROLLORE CENTRALE DI IMPIANTO.....	80
11	SISTEMA DI MONITORAGGIO AMBIENTALE	81
11.1	Sistema di monitoraggio dell'impianto.....	81
11.2	Descrizione generale.....	81
11.3	Descrizione del sistema e dei dispositivi richiesti	82
11.3.1	Sensori meteo di campo	82
11.3.2	Stazione meteorologica centrale	82
11.3.3	Requisiti minimi per impianti fotovoltaici.....	83

	ID Documento Committente H_054_FV_00002_BGR	Pagina 5 / 83
		Numero Revisione
		00

1 INTRODUZIONE

1.1 Ambito di applicazione del documento

Il presente documento fornisce le principali informazioni tecniche relative al progetto definitivo dell'impianto agrivoltaico avanzato (di seguito, anche l' 'Impianto' o il 'Progetto') da realizzarsi nel Comune di Bondeno (FE).


La STMG (Codice Pratica: 202302528) prevede che l'impianto venga collegato in antenna a 132 kV su un futuro ampliamento/adeguamento della Stazione Elettrica (SE) della RTN a 132 kV denominata "Massa Finalese", previo:

- potenziamento/rifacimento delle linee RTN a 132 kV "Massa Finalese – Mirandola CP" e "Finale Emilia - Massa Finalese" ed il superamento di eventuali elementi limitanti nelle CP interessate;
- realizzazione degli interventi 318-P e 350-P del Piano di Sviluppo Terna.

Ai sensi dell'art. 21 dell'allegato A alla deliberazione Arg/elt/99/08 e s.m.i. dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente, il nuovo elettrodotto a 132 kV per il collegamento in antenna dell'impianto sulla Stazione Elettrica della RTN costituisce impianto di utenza per la connessione, mentre lo stallo arrivo produttore a 132 kV nella suddetta stazione costituisce impianto di rete per la connessione.



Figura 1: Inquadramento satellitare dell'impianto agrivoltaico avanzato (fonte: Google Earth)

	ID Documento Committente H_054_FV_00002_BGR	Pagina 6 / 83
		Numero Revisione
		00

1.2 Descrizione del progetto

Le aree interessate dall'installazione dell'impianto agrivoltaico avanzato sono specificate nella tabella sottostante.


	Area	Superficie Catastale [mq]	Superficie di impianto (si veda nota 1) [mq]
	Area 1	73.700	21.004
	Area 2	157.012	45.121
	Area 3	111.146	32.479
	TOTALE	341.858	98.604


Tabella 1: Superfici interessate dall'installazione dell'impianto agrivoltaico avanzato

Il sito interessato dalla realizzazione dell'impianto agrivoltaico avanzato ricade nel Catasto Terreni del Comune di Bondeno (FE), al Fg. 49, P.lle 2, 4, 5, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 26, 27, 29, 31, 33, 35, 44. Di seguito si riporta una tabella riepilogativa con i principali dati di progetto:

Impianto	Agrivoltaico avanzato Bondeno
Comune (Provincia)	Bondeno (FE)
Coordinate (WGS84)	Latitudine: 44°55'1.2"N Longitudine: 11°15'14.4"E
Superficie di impianto¹	9,86 ha
Potenza di picco	24.092,64 kW _p
Tensione di sistema (CC)	1.500 V
Punto di connessione ('POD')	Stallo su Stazione Elettrica (SE) della RTN "Massa Finalese"
Tensione al POD	132 kV
Tipologia di impianto	Trackers monoassiali con disposizione moduli a fila singola, con inclinazione est-ovest e tecnologia di backtracking
Moduli	N. 36.504 bifacciali dual glass in silicio cristallino da 660 W _p
Inverter	N. 85 da 300kW (330 kVA), di tipo distribuito e multistringa per installazione indoor/outdoor
Tilt	+50°/-50° circa
Azimuth	20°
Cabine	<ul style="list-style-type: none"> N. 9 nuove cabine di campo (Conversion Unit, 'CU') preassemblate da 3.300 kVA ciascuna. N. 1 nuova Cabina di Raccolta. N. 1 nuova Control Room. N. 1 nuova Cabina Magazzino

Tabella 2: Sommario dei principali dati di progetto

¹ Dato riferito alla sola superficie occupata dai moduli fotovoltaici (fonte: PVsyst)


	ID Documento Committente H_054_FV_00002_BGR	Pagina 7 / 83
		Numero Revisione
		00

Viste le scelte progettuali, l'impianto agrivoltaico avanzato in progetto è conforme a quanto stabilito dall'articolo 65, comma 1-quater e 1-quinquies, del decreto-legge 24 gennaio 2012, n. 1, e ss. mm., poiché:

1. adotta soluzioni integrative innovative con montaggio dei moduli elevati da terra, anche prevedendo la rotazione dei moduli stessi, in modo da non compromettere la continuità delle attività di coltivazione agricola e pastorale, anche eventualmente consentendo l'applicazione di strumenti di agricoltura digitale e di precisione;
2. prevede la contestuale realizzazione di sistemi di monitoraggio che consentano di verificare l'impatto dell'installazione fotovoltaica sulle colture, il risparmio idrico, la produttività agricola per le diverse tipologie di colture, la continuità delle attività delle aziende agricole interessate, il recupero della fertilità del suolo, il microclima, la resilienza ai cambiamenti climatici.

Pertanto, l'impianto può essere definito “**Impianto agrivoltaico avanzato**”, poiché risponde ai requisiti A, B, C e D delle “Linee Guida in materia di Impianti Agrivoltaici-Giugno 2022”.

1. **Requisito A:** L'impianto deve rientrare nella definizione di “agrivoltaico”, ovvero deve essere progettato per combinare la produzione di energia elettrica con l'attività agricola sullo stesso terreno.
2. **Requisito B:** Il sistema agrivoltaico deve garantire la produzione sinergica di energia elettrica e prodotti agricoli durante tutta la vita tecnica dell'impianto.
3. **Requisito C:** L'impianto deve adottare soluzioni integrate innovative, come moduli fotovoltaici elevati da terra, per minimizzare l'impatto sull'attività agricola sottostante.
4. **Requisito D:** Devono essere implementati sistemi di monitoraggio per verificare la continuità e l'efficacia della produzione agricola e della produzione energetica. Per la tipologia di sensori da installare si rimanda alla norma UNI/Pdr 148:2023.


	ID Documento Committente H_054_FV_00002_BGR	Pagina 8 / 83
		Numero Revisione
		00

2 ACRONIMI, DEFINIZIONI E UNITÀ DI MISURA

2.1 Acronimi


Di seguito è riportata la lista degli acronimi. Questa lista non è limitativa né esaustiva e sarà integrata durante lo sviluppo del progetto e all'occorrenza sulla base delle necessità dei processi autorizzativi.

Acronimo	Definizione
ACB	Automatic Circuit Breaker
AT	Alta Tensione ($V_n \geq 30.000 \text{ V}$)
AU	Autorizzazione Unica
Azimuth	Angolo di orientamento del modulo rispetto al meridiano corrispondente (angolo positivo verso Ovest)
BT	Bassa Tensione ($V_n \leq 1.000 \text{ V}_{ac} / 1.500 \text{ V}_{cc}$)
CA	Corrente Alternata
CC	Corrente Continua
CIM	Computer Integrated Manufacturing
CSP	Coordinatore della Sicurezza in fase di Progettazione
CSE	Coordinatore della Sicurezza in fase di Esecuzione
CU	Conversion Unit (Cabina Elettrica di conversione e trasformazione dell'energia)
DDG	Dispositivo Del Generatore
DG	Dispositivo Generale
DI	Dispositivo d'Interfaccia
DL	Direttore dei Lavori
DPI	Dispositivi di Protezione Individuale
EPC	Engineering Procurement and Construction
FAC	Certificato di Accettazione Finale
FV	Fotovoltaico
GRN	Gestore di Rete Nazionale
GWh	Giga Watt-ora (10^9 Wh)
HMI	Human Machine Interface
HVAC	Heating, Ventilation and Air Conditioning
ICT	Information and Communication Technologies
KoM	Kick-off Meeting
kWh	kilo Watt-ora (10^3 Wh)
kW _p	kilo Watt di picco (10^3 W_p)
LAN	Local Area Network
LCU	Local Control Unit
LEL	Lower Explosive Limit
MCPMs	Microprocessors Based Control and Protection Modules
MPPT	Maximum Power Point Tracker
MT	Media Tensione ($1.000 \text{ V}_{ac} / 1.500 \text{ V}_{cc} \leq V_n \leq 30.000 \text{ V}$)
MWh	Mega Watt-ora (10^6 Wh)
MW _p	Mega Watt di picco (10^6 W_p)
NOCT	Normal Operating Cell Temperature
PAC	Certificato di Accettazione Provvisoria
PDC	Punto di Connessione
PE	Conduttore di Protezione
PLC	Programmable Logic Controller

	ID Documento Committente H_054_FV_00002_BGR	Pagina 9 / 83
		Numero Revisione
		00


Acronimo	Definizione
POD	Point of Delivery (Punto di consegna dell'energia)
PSC	Piano di Sicurezza e Coordinamento
PVC	Polivinilcloruro
QSA	Quadro Servizi Ausiliari
R I/O	Remote Input/Output
RL	Responsabile dei Lavori
RTU	Remote Technical Unit
SB	String Box (Quadro di parallelo stringhe in corrente continua)
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition
SI	Sistema Internazionale di unità di misura
SIA	Studio di Impatto Ambientale
SPI	Sistema di Protezione di Interfaccia
ss.mm.ii.	Successive modifiche ed integrazioni
SSAA	Servizi ausiliari
STC	Standard Test Condition
STP	Short Time Parallel
SLC	Stato Limite di prevenzione del Collasso
SLD	Stato Limite di Danno
SLE	Stati Limite di Esercizio
SLO	Stati Limite di Operatività
SLU	Stati Limite Ultimi
SLV	Stato Limite di salvaguardia della Vita
TICA	Testo Integrato delle Connessioni Attive
Tilt	Angolo d'inclinazione del modulo sul piano orizzontale
TISP	Testo Integrato lo Scambio sul Posto
TVCC	Televisione a circuito chiuso
UPDM	Unità Periferica di Difesa e Monitoraggio
UPS	Uninterruptible power supply (Gruppo di continuità di alimentazione)
VIA	Valutazione di Impatto Ambientale
VRLA	Valve Regulated Lead Acid
W _p	Watt di picco (potenza massima di un dispositivo fotovoltaico sotto un irraggiamento solare di 1.000 W/m ²)

Tabella 3: Lista acronimi

	<p>ID Documento Committente</p> <p>H_054_FV_00002_BGR</p>	Pagina 10 / 83
		Numero Revisione
		00

2.2 Definizioni

Appaltatore o contrattista EPC	Società che svolgerà le fasi di progettazione, Fornitura, Costruzione e Commissioning per l'impianto in oggetto.
Appaltatore	Parte "attiva" del contratto di appalto, è colui – imprenditore o società – che assume, con organizzazione dei mezzi necessari e con gestione a proprio rischio, l'obbligazione di compiere in favore di un'altra (committente o appaltante) un'opera o un servizio.
Assiemi di montaggio	Gli Assiemi di montaggio sono disegni di assieme, sviluppati in genere dall'Appaltatore, simili alle piante e allineamenti dei Disegni di progetto, che recano l'indicazione delle marche dei singoli elementi, definiti nei Costruttivi d'Officina, con lo scopo di guidare il montaggio delle strutture.
Committente	È la figura che commissiona un lavoro, indipendentemente dall'entità o dall'importo ed è il soggetto titolare del potere decisionale e di spesa relativo alla gestione dell'appalto. Esso può essere una persona fisica oppure una persona giuridica (come ad esempio un ente). In ambito giuridico un committente può essere definito mandante se stipula un contratto detto mandato che vincoli il mandatario, ovvero il ricevente dell'accordo, a eseguire attività per conto del committente stesso.
Coordinatore della Sicurezza	È la figura incaricata dal Committente o dal Responsabile dei lavori (cioè, dal soggetto per conto del quale l'opera viene realizzata o dalla persona da esso incaricata per lo svolgimento dei propri compiti) per garantire il coordinamento tra le imprese impegnate nei lavori, ai fini dell'abbattimento dei rischi per la sicurezza e la salute dei lavoratori. La figura del Coordinatore per la sicurezza assume due funzioni, che possono eventualmente essere ricoperte anche da due professionisti diversi: il Coordinatore per la Sicurezza in fase di progettazione (CSP), svolge i suoi compiti in fase di progettazione dell'opera dei lavori; il Coordinatore per la Sicurezza in fase di esecuzione (CSE), svolge i suoi compiti in fase di realizzazione dell'opera.
Direttore dei Lavori	È la figura professionale individuata dal committente (pubblico o privato) che ha il compito principale di assistere e sorvegliare i lavori, garantendo la regolare esecuzione secondo quanto previsto dal progetto e dalle norme, impartendo le opportune istruzioni quando necessario.
Documenti As-Built	Insieme di disegni realizzati dall'Appaltatore che descrivono le strutture come effettivamente realizzate, riportando ed evidenziando tutte le modifiche occorse tra la costruzione e il completamento del montaggio.
Disegni Costruttivi d'officina	Disegni in genere realizzati dall'Appaltatore che definiscono compiutamente, ai fini delle lavorazioni, ciascun pezzo che deve essere realizzato, identificandolo con opportuna marcatura.
Disegni tipici dei dettagli costruttivi	Disegni che definiscono compiutamente le connessioni tra le membrature, completi di numero e tipo di bulloni, lunghezza e spessore minimo dei cordoni di saldatura, lunghezza minima e spessore dei piatti e/o squadrette, distanze tra i fori, principali dimensioni, etc. Un unico dettaglio tipico può definire la realizzazione di più di un dettaglio reale, se viene indicata chiaramente la regola di derivazione o se si tratta di realizzare modesti adattamenti di mero carattere geometrico.
Durabilità	Capacità della costruzione di mantenere, nell'arco della vita nominale di progetto, i livelli prestazionali per i quali è stata progettata, tenuto conto delle caratteristiche ambientali in cui si trova e del livello previsto di manutenzione.
Fornitore	È la terza parte che produce o fornisce le apparecchiature nel rispetto delle specifiche tecniche della Committente o del Contrattista.
Opera	Ogni intervento costruttivo o modificativo del territorio, ivi compreso ogni opera edilizia, infrastrutturale, tecnica, idraulica, igienico sanitaria o altra sistemazione.
Progettista	Chi esegue la progettazione definitiva e/o esecutiva delle opere, per conto del Committente o dell'Appaltatore (in funzione della modalità di progettazione contrattualizzata).
Progetto definitivo	L'insieme di relazioni e disegni, redatti dal Progettista, relativi alla fase di progetto definitivo, che definiscono compiutamente le opere.
Progetto esecutivo	L'insieme della Relazione dei materiali, Relazione di calcolo, Disegni di progetto e Disegni tipici dei dettagli costruttivi. L'esecutivo approvato dalla COMMITTENTE sarà considerato "emissione per Costruzione".
Requisito di sicurezza antincendio	Capacità di garantire le prestazioni strutturali previste in caso d'incendio, per un periodo richiesto.
Requisito di sicurezza nei confronti di stati limite di esercizio (SLE)	Capacità di garantire le prestazioni previste per le condizioni di esercizio.

	ID Documento Committente H_054_FV_00002_BGR	Pagina 11 / 83
		Numero Revisione
		00

Requisito di sicurezza nei confronti di stati limite ultimi (SLU).	Capacità di evitare crolli, perdite di equilibrio e dissesti gravi, totali o parziali, che possano compromettere l'incolumità delle persone oppure comportare la perdita di beni, oppure provocare gravi danni ambientali e sociali, oppure mettere fuori servizio l'opera.
Responsabile dei lavori	È la figura tecnica che può essere nominata dal Committente (facoltativamente) per svolgere i compiti previsti dal D.lgs. 81/08 e, quindi, riceve in delega i poteri di controllo e di spesa ed i doveri di controllo e sicurezza nel cantiere.
Robustezza	Capacità di evitare danni sproporzionati rispetto all'entità di possibili cause innescanti eccezionali quali esplosioni e urti.
Società di progettazione	Società che svolgerà le fasi di progettazione a seguito di incarico della Committente.
Stato Limite di Danno (SLD)	A seguito del terremoto, la costruzione nel suo complesso, includendo gli elementi strutturali, quelli non strutturali e le apparecchiature rilevanti alla sua funzione, subisce danni tali da non mettere a rischio gli utenti e da non compromettere significativamente la capacità di resistenza e di rigidità nei confronti delle azioni verticali e orizzontali, mantenendosi immediatamente utilizzabile pur nell'interruzione d'uso di parte delle apparecchiature.
Stato Limite di Operatività (SLO)	A seguito del terremoto la costruzione nel suo complesso, includendo gli elementi strutturali, quelli non strutturali e le apparecchiature rilevanti in relazione alla sua funzione, non deve subire danni ed interruzioni d'uso significativi.
Stato Limite di prevenzione del Collasso (SLC)	A seguito del terremoto la costruzione subisce gravi rotture e crolli dei componenti non strutturali ed impiantistici e danni molto gravi dei componenti strutturali; la costruzione conserva ancora un margine di sicurezza per azioni verticali ed un esiguo margine di sicurezza nei confronti del collasso per azioni orizzontali.
Stato Limite di salvaguardia della Vita (SLV)	A seguito del terremoto la costruzione subisce rotture e crolli dei componenti non strutturali ed impiantistici e significativi danni dei componenti strutturali cui si associa una perdita significativa di rigidità nei confronti delle azioni orizzontali; la costruzione conserva, invece, una parte della resistenza e rigidità per azioni verticali e un margine di sicurezza nei confronti del collasso per azioni sismiche orizzontali.

Tabella 4: Lista definizioni

2.3 Unità di misura

Le unità di misura sono il sistema SI.

UNITÀ FONDAMENTALI			
Grandezza fisica	Simbolo della grandezza fisica	Nome dell'unità SI	Simbolo dell'unità SI
Intensità di corrente elettrica	I, i	ampere	A
Intensità luminosa	I_v	candela	cd
Lunghezza	l	metro	m
Massa	m	chilogrammo	kg
Quantità di sostanza	n	mole	mol
Temperatura termodinamica	T	kelvin	K


Tabella 5: Unità fondamentali SI

UNITÀ DERIVATE				
Grandezza fisica	Simbolo della grandezza fisica	Nome dell'unità SI	Simbolo dell'unità SI	Equivalenza in termini di unità fondamentali SI
area	A	metro quadro	m^2	m^2
volume	V	metro cubo	m^3	m^3
velocità	v	metro al secondo	m/s	$m \cdot s^{-1}$
accelerazione	a		m/s^2	$m \cdot s^{-2}$
velocità angolare	ω			$rad \cdot s^{-1}$
accelerazione angolare	α, ϖ			$rad \cdot s^{-2}$
frequenza	f, ν	hertz	Hz	s^{-1}
forza	F	newton	N	$kg \cdot m \cdot s^{-2}$
pressione	p	pascal	Pa	$N \cdot m^{-2}$
energia, lavoro, calore, entalpia	$E, W/L, Q, H$	joule	J	$N \cdot m$
potenza	P	watt	W	$J \cdot s^{-1}$
viscosità dinamica	μ, η	poiseuille	Pl	$Pa \cdot s$
carica elettrica	q	coulomb	C	$A \cdot s$
potenziale elettrico, forza elettromotrice, tensione elettrica	V, fem	volt	V	$J \cdot C^{-1}$
resistenza elettrica	R	ohm	Ω	$V \cdot A^{-1}$
conduttanza elettrica	G	siemens	S	$A \cdot V^{-1}$
capacità elettrica	C	farad	F	$C \cdot V^{-1}$
densità flusso magnetico	B	tesla	T	$V \cdot s \cdot m^{-2}$
flusso magnetico	$\Phi(B)$	weber	Wb	$V \cdot s$
induttanza	L	henry	H	$V \cdot s \cdot A^{-1}$
temperatura	T	grado Celsius	$^{\circ}C$	K
angolo piano	α, φ, θ	radiante	rad	1
angolo solido	Ω	steradiane	sr	1
flusso luminoso	$\Phi(l)$	lumen	lm	$cd \cdot sr$
illuminamento	E_l	lux	lx	$cd \cdot sr \cdot m^{-2}$
potere diottrico	D_o	diottria	D	m^{-1}
attività di un radionuclide	A_R	becquerel	Bq	s^{-1}
dose assorbita	D	gray	Gy	$J \cdot kg^{-1}$
dose equivalente, dose efficace	H, E_H	sievert	Sv	$J \cdot kg^{-1}$
attività catalitica		katal	kat	$mol \cdot s^{-1}$

Tabella 6: Unità derivate SI

I seguenti prefissi potranno essere utilizzati come segue:

- k : 10^3
- M : 10^6
- G : 10^9

	ID Documento Committente H_054_FV_00002_BGR	Pagina 13 / 83
		Numero Revisione
		00

3 LEGGI NAZIONALI E NORME TECNICHE

3.1 Leggi nazionali

Il progetto, la selezione dei materiali, l'esecuzione, i collaudi devono essere trattati in accordo alle leggi emanate dallo Stato italiano in materia, in particolare devono essere conformi a:


- Direttiva Macchine 2006/42/CE.
- “Norme Tecniche per le Costruzioni 2018” indicate dal DM del 17 Gennaio 2018, pubblicate sulla Gazzetta Ufficiale il 20 febbraio 2018, in vigore dal 22 marzo 2018, con nota n. 3187 del Consiglio superiore dei Lavori pubblici (Cslpp) del 21 marzo 2018 e relative circolari applicative della norma.
- D.lgs. 9 aprile 2008, n. 81 e s.m.i. “Testo unico sulla salute e sicurezza sul lavoro”.
- Decreto del ministero dello sviluppo economico 22 gennaio 2008, n. 37 Regolamento concernente l'attuazione dell'articolo 11-quaterdecies, comma 13, lettera a) della legge n. 248 del 2005, recante riordino delle disposizioni in materia di attività di installazione degli impianti all'interno degli edifici.
- D.P.R. n. 151 del 1° agosto 2011: “Regolamento recante semplificazione della disciplina dei procedimenti relativi alla prevenzione incendi, a norma dell’articolo 49 comma 4-quater, decreto legge 31 maggio 2010, n.78 convertito con modificazioni, dalla legge 30 luglio 2010, n.122”.
- D.lgs. 152/06 e ss.mm.ii. Testo Unico Ambientale.
- (Attuazione dell’articolo 1 della Legge 3 Agosto 2007, n. 123, in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro).

3.2 Norme tecniche

Il progetto, la selezione dei materiali, l'esecuzione, i collaudi devono essere trattati in accordo ai codici, agli standard ed alle normative emanate dai seguenti enti:

Normativa civile

- Legge 5 Novembre 1971 n. 1086: “Norme per la disciplina delle opera in conglomerate cementizio armato, normale e precompresso ed a struttura metallica”.
- DPR 380/2001 “Testo Unico edilizia”.
- Regolamento (UE) n. 305/2011 sui prodotti da costruzione (marcatura CE).
- DM 17/01/2018: Aggiornamento delle “Norme tecniche per le costruzioni”
- CIRCOLARE NTC 2018 21/01/2019: Istruzioni per l’applicazione dell’”Aggiornamento delle “Nuove norme tecniche per le costruzioni”.
- Decreto del Presidente del Consiglio Superiore dei Lavori Pubblici n. 361 del 26 settembre 2017.

	ID Documento Committente H_054_FV_00002_BGR	Pagina 14 / 83
		Numero Revisione
		00


- CNR DT207: Istruzioni per la valutazione delle azioni e degli effetti del vento sulle costruzioni 9 febbraio 2009.
- UNI Ente nazionale italiano di unificazione

Calcestruzzo


- “Linee guida per la messa in opera del calcestruzzo strutturale”.
- “Linee Guida per la valutazione delle caratteristiche del calcestruzzo in opera”.
- UNI EN 206:2021 Calcestruzzo - Specificazione, prestazione, produzione e conformità.
- UNI 11104:2016 Calcestruzzo - Specificazione, prestazione, produzione e conformità - Specificazioni complementari per l'applicazione della EN 206.
- UNI EN 13670:2010 Esecuzione di strutture di calcestruzzo.

Acciai e metalli

- UNI EN 10080:2005 Acciaio d'armatura per calcestruzzo – Acciaio d'armatura saldabile – Generalità.
- UNI EN 508. “Prodotti di lastre metalliche per coperture e rivestimenti – Specifiche per prodotti autoportanti in lastre di acciaio, alluminio o acciaio inossidabile – Parte 1: Acciaio”.
- UNI EN 1090: “Esecuzione di strutture in acciaio ed alluminio”.
- UNI EN 10020: “Definizione e classificazione dei tipi di acciaio.”
- UNI EN 10017: “Vergella di acciaio destinata alla trafilatura e/o alla laminazione a freddo – Dimensioni e tolleranze”.
- UNI EN 10024: “Travi ad I ad ali inclinate laminate a caldo. Tolleranze dimensionali e di forma”.
- UNI EN 10027: “Sistemi di designazione degli acciai”.
- UNI EN 10029: “Lamiere di acciaio laminate a caldo di spessore maggiore o uguale a 3 mm – Tolleranze sulle dimensioni e sulla forma”.
- UNI EN 10031: “Prodotti semilavorati per forgiatura – Tolleranze sulle dimensioni sulla forma e sulla massa”.
- UNI EN 10034: “Travi ad I e ad H di acciaio per impieghi strutturali. Tolleranze dimensionali e di forma.”
- UNI EN 10048: “Nastri stretti di acciaio laminati a caldo – Tolleranze sulle dimensioni e sulla forma”.
- UNI EN 10051: “Nastri laminati a caldo in continuo e lamiere/fogli tagliati da nastri larghi di acciai non legati e legati – Tolleranze sulle dimensioni e sulla forma”.
- UNI EN 10055: “Profilati a T ad ali uguali e a spigoli arrotondati di acciaio, laminati a caldo – Dimensioni e tolleranze dimensionali e di forma”.
- UNI EN 10056: “Angolari ad ali uguali e disuguali di acciaio per impieghi”.
- UNI EN 10058: “Piatti e larghi piatti di acciaio laminati a caldo per impieghi generali – Dimensioni e tolleranze sulla forma e sulle dimensioni”.

	ID Documento Committente H_054_FV_00002_BGR	Pagina 15 / 83
		Numero Revisione
		00


- UNI EN 10059: “Barre di acciaio quadre laminate a caldo per impieghi generali – Dimensioni e tolleranze sulla forma e sulle dimensioni”.
- UNI EN 10060: “Barre di acciaio tonde laminate a caldo per impieghi generali – Dimensioni e tolleranze sulla forma e sulle dimensioni”.
- UNI EN 10061: “Barre di acciaio esagone laminate a caldo per impieghi generali – Dimensioni e tolleranze sulla forma e sulle dimensioni”.
- UNI EN 10140: “Nastri stretti di acciaio laminati a freddo – Tolleranze sulle dimensioni e sulla forma”.
- UNI EN 10143: “Lamiere sottili e nastri di acciaio con rivestimento applicato per immersione a caldo in continuo – Tolleranze sulla dimensione e sulla forma”.
- UNI EN 10149: “Prodotti piani laminati a caldo di acciai ad alto limite snervamento per formatura a freddo”.
- UNI EN 10160: “Controllo con ultrasuoni di prodotti piani di acciaio con spessore maggiore o uguale a 6 mm (metodo per riflessione)”.
- UNI EN 10169: “Prodotti piani di acciaio rivestiti in continuo con materiale organico (nastri rivestiti) – Condizioni tecniche di fornitura”.
- UNI EN 10204: “Prodotti metallici – Tipi di documenti di controllo”.
- UNI EN 10279: “Profilati a U di acciaio laminati a caldo – Tolleranze sulla forma, sulle dimensioni e sulla massa”.
- UNI EN 10210: “Profilati cavi finiti a caldo di acciai non legati e a grano fine per impieghi strutturali”.
- UNI EN 10219: “Profilati cavi saldati formati a freddo per impieghi strutturali di acciai non legati e a grano fine”.
- UNI EN 10268: “Prodotti piani laminati a freddo di acciaio ad alto limite di snervamento per formatura a freddo – Condizioni tecniche di fornitura”.
- UNI EN 10346: “Prodotti piani di acciaio rivestiti per immersione a caldo in continuo per formatura a freddo – Condizioni tecniche di fornitura”.
- UNI EN 10365: “Profili a U di acciai laminati a caldo, travi I e H – Dimensioni e masse”.
- UNI EN 14399: “Assiemi di bulloneria strutturale ad alta resistenza da precarico”.
- UNI EN 14782: “Lastre metalliche autoportanti per coperture, rivestimenti esterni e interni – Specifica di prodotto e requisiti”.
- UNI EN 15048: “Assiemi di bulloneria strutturale non da precarico”.
- UNI EN 13605: Rame e leghe di rame - Profilati di rame e fili profilati per usi elettrici.
- UNI EN ISO 898: “Caratteristiche meccaniche degli elementi di collegamento di acciaio”.
- UNI EN ISO 1461: “Rivestimenti di zincatura per immersione a caldo su prodotti finiti ferrosi e articoli di acciaio – Specificazioni e metodi di prova”.
- UNI EN ISO 3452-1: “Prove non distruttive – Esame con liquidi penetranti – Parte 1: Principi generali”.

	ID Documento Committente H_054_FV_00002_BGR	Pagina 16 / 83
		Numero Revisione
		00

- UNI EN ISO 8501: “Preparazione dei substrati di acciaio prima dell’applicazione di pitture e prodotti correlati - Valutazione visiva del grado di pulitura della superficie”.
- UNI EN ISO 8503: “Preparazione di supporti di acciaio prima dell'applicazione di prodotti vernicianti e prodotti simili - Caratteristiche di rugosità superficiale di supporti di acciaio puliti mediante sabbiatura”.

Viti ed elementi di giunzione


- UNI EN ISO 3834: “Requisiti di qualità per la saldatura per fusione dei materiali metallici”.
- UNI EN ISO 4014: “Viti a testa esagonale con gambo parzialmente filettato - Categorie A e B”.
- UNI EN ISO 4016: “Viti a testa esagonale con gambo parzialmente filettato - Categoria C”.
- UNI EN ISO 4017 “Elementi di collegamento - Viti a testa esagonale con gambo interamente filettato - Categorie A e B”.
- UNI EN ISO 4018: “Viti a testa esagonale con gambo interamente filettato - Categoria C”.
- UNI EN ISO 4042: “Elementi di collegamento - Sistemi di rivestimenti elettrolitici”.
- UNI EN ISO 5817: “Saldatura - Giunti saldati per fusione di acciaio, nichel, titanio e loro leghe (esclusa la saldatura a fascio di energia) - Livelli di qualità delle imperfezioni”.
- UNI EN ISO 6507-1: “Materiali metallici - Prova di durezza Vickers - Parte 1: Metodo di prova”.
- UNI EN ISO 6789-1: “Attrezzi di manovra per viti e dadi - Attrezzi dinamometrici a mano - Parte 1: Requisiti e metodi di prova per verificare la rispondenza al progetto, la conformità alla qualità: requisiti minimi per la dichiarazione di conformità”.
- UNI EN ISO 9013: “Taglio termico - Classificazione dei tagli termici – Specificazione geometrica del prodotto e tolleranze”.
- UNI EN ISO 9606-1: “Prove di qualificazione dei saldatori - Saldatura per fusione - Parte 1: Acciai”.
- UNI EN ISO 9692-1: “Saldatura e procedimenti connessi - Tipologie di preparazione dei giunti - Parte 1: Saldatura manuale ad arco con elettrodi rivestiti, saldatura ad arco con elettrodo fusibile sotto protezione di gas, saldatura a gas, saldatura TIG e saldatura mediante fascio degli acciai”.
- UNI EN ISO 9692-2: “Saldatura e procedimenti connessi - Preparazione dei giunti – Saldatura ad arco sommerso degli acciai”.
- UNI EN ISO 10684: “Elementi di collegamento - Rivestimenti di zinco per immersione a caldo”.
- UNI EN ISO 11666: “Controllo non distruttivo delle saldature - Controllo mediante ultrasuoni - Livelli di accettabilità”.
- UNI EN ISO 12944: “Pitture e vernici - Protezione dalla corrosione di strutture di acciaio mediante verniciatura”.
- UNI EN ISO 13918: “Saldatura - Prigionieri e ferrule ceramiche per la saldatura ad arco dei prigionieri”.

	ID Documento Committente H_054_FV_00002_BGR	Pagina 17 / 83
		Numero Revisione
		00


- UNI EN ISO 14122-4: “Sicurezza del macchinario - Mezzi di accesso permanenti al macchinario - Parte 4: Scale fisse”.
- UNI EN ISO 14713: “Rivestimenti di zinco - Linee guida e raccomandazioni per la protezione contro la corrosione di strutture di acciaio e di materiali ferrosi”.
- UNI EN ISO 14732: “Personale di saldatura - Prove di qualificazione degli operatori di saldatura e dei preparatori di saldatura per la saldatura completamente meccanizzata ed automatica di materiali metallici”.
- UNI EN ISO 15609: “Specificazione e qualificazione delle procedure di saldatura per materiali metallici - Specificazione della procedura di saldatura”.
- UNI EN ISO 15613: “Specificazione e qualificazione delle procedure di saldatura per materiali metallici - Qualificazione sulla base di prove di saldatura di pre-produzione”.
- UNI EN ISO 15614-1: “Specifica e qualificazione delle procedure di saldatura per materiali metallici - Prove di qualificazione della procedura di saldatura - Parte 1: Saldatura ad arco e a gas degli acciai e saldatura ad arco del nichel e sue leghe”.
- UNI EN ISO 15614-11: “Specificazione e qualificazione delle procedure di saldatura per materiali metallici - Prove di qualificazione della procedura di saldatura - Saldatura a fascio elettronico e a fascio laser”.
- UNI EN ISO 17635: “Controllo non distruttivo delle saldature - Regole generali per i materiali metallici”.
- UNI EN ISO 17636: “Prove non distruttive delle saldature - Controllo radiografico”.
- UNI EN ISO 17637: “Controllo non distruttivo delle saldature - Esame visivo dei giunti saldati per fusione”.
- UNI EN ISO 17638: “Controllo non distruttivo delle saldature - Controllo con particelle magnetiche”.
- UNI EN ISO 17640: “Controllo non distruttivo delle saldature - Controllo mediante ultrasuoni - Tecniche, livelli di prova e di valutazione”.
- UNI EN ISO 23277: “Controllo non distruttivo delle saldature - Controllo delle saldature mediante liquidi penetranti - Livelli di accettabilità”.
- UNI EN ISO 23278: “Controllo non distruttivo delle saldature - Controllo con particelle magnetiche - Livelli di accettabilità”.
- UNI EN ISO 23279: “Prove non distruttive delle saldature - Prove a ultrasuoni - Caratterizzazione delle discontinuità nelle saldature”.
- ISO 19840: “Paints and varnishes — Corrosion protection of steel structures by protective paint systems — Measurement of, and acceptance criteria for, the thickness of dry films on rough surfaces”.
- Eurocodici 0÷9.

Normativa elettrica

- NFPA 850: “Recommended Practice for Fire Protection for Electric Generating Plants and High Voltage Direct Current Converter Stations”.

	ID Documento Committente H_054_FV_00002_BGR	Pagina 18 / 83
		Numero Revisione
		00

- IEC 60034 Rotating Electrical Machinery.
- IEEE 485 "Recommended practice for sizing lead-acid batteries for stationary applications".
- IEC 60038 IEC standard voltages.
- IEC 60050 (series) International electrotechnical vocabulary.
- IEC 60065 Audio, video and similar electronic apparatus – safety requirements.
- IEC 60076 (series) Power transformers.
- IEC 60083 Plugs and socket-outlets for domestic and similar general use standardized in member countries of IEC.
- IEC 60085 Electrical Insulation.
- IEC 60309 (Series) Plugs, socket-outlets and couplers for industrial purposes.
- IEC 60909 Short-circuit currents in three-phase a.c. systems.
- IEC 61660 (Series) Short circuit currents in d.c. auxiliary installations in power plants and substations.
- IEC 61850 (Series) Communication networks and systems for power utility automation.
- IEC 62040 (Series) Uninterruptible Power System.
- IEC 62259 Nickel-cadmium prismatic secondary single cells with partial gas recombination.
- CEI EN 50110-1 (Esercizio degli impianti elettrici).
- CEI 11-27 (Lavori su impianti elettrici).
- CEI 0-10 (Guida alla manutenzione degli impianti elettrici).
- CEI UNI EN ISO/IEC 17025:2008 Requisiti generali per la competenza dei laboratori di prova e di taratura.
- CEI 0-2 Guida per la definizione della documentazione di progetto degli impianti elettrici.
- CEI EN 60445 (CEI 16-2) Principi base e di sicurezza per l'interfaccia uomo-macchina, marcatura e identificazione – Identificazione dei morsetti degli apparecchi e delle estremità dei conduttori.
- CEI EN 50588-1 Trasformatori di media potenza a 50 Hz, con tensione massima per l'apparecchiatura non superiore a 36 kV Parte 1: Prescrizioni generali.
- CEI 0-16 Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica.
- CEI 11-27 Lavori su impianti elettrici.
- CEI 64-8 Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua.
- CEI 64-12 Guida per l'esecuzione dell'impianto di terra negli edifici per uso residenziale e terziario.
- CEI 64-14 Guida alla verifica degli impianti elettrici utilizzatori.
- IEC/TS 60479-1 Effects of current on human beings and livestock – Part 1: General aspects.
- CEI EN 60529 Gradi di protezione degli involucri (codice IP).
- CEI EN 61140 Protezione contro i contatti elettrici - Aspetti comuni per gli impianti e le apparecchiature.

	ID Documento Committente H_054_FV_00002_BGR	Pagina 19 / 83
		Numero Revisione
		00


- CEI EN 50629 Prestazione energetica dei trasformatori di grande potenza (tensione massima per il componente superiore a 36 kV o con potenza superiore a 40 MVA).

Fotovoltaico

- ANSI/UL 1703:2002 Flat-Plate Photovoltaic Modules and Panels.
- IEC 61215 Crystalline silicon terrestrial photovoltaic (PV) modules.
- IEC 62109 Safety of power converters for use in photovoltaic power systems.
- IEC 62116 Utility-interconnected photovoltaic inverters - Test procedure of islanding prevention measures.
- IEC 62716 Ammonia corrosion testing of photovoltaic (PV) modules.
- IEC 62804 Photovoltaic (PV) modules - Test methods for the detection of potential-induced degradation.
- IEC 60364 (series) Low-voltage Electrical Installations.
- CEI 64-57 Edilizia ad uso residenziale e terziario - Guida per l'integrazione degli impianti elettrici utilizzatori e per la predisposizione di impianti ausiliari, telefonici e di trasmissione dati negli edifici - Impianti di piccola produzione distribuita.
- IEC/TS 61836 Solar photovoltaic energy systems – Terms, definitions, and symbols.
- CEI EN 50380 Fogli informativi e dati di targa per moduli fotovoltaici.
- CEI 82-25 “Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa Tensione”.
- CEI EN 50438 Prescrizioni per la connessione di micro-generatori in parallelo alle reti di distribuzione pubblica in bassa tensione.
- CEI EN 50461 Celle solari - Fogli informativi e dati di prodotto per celle solari al silicio cristallino.
- CEI EN 50521 Connettori per sistemi fotovoltaici - Prescrizioni di sicurezza e prove.
- CEI EN 60891 Caratteristiche I-V di dispositivi fotovoltaici in Silicio cristallino – Procedure di riporto dei valori misurati in funzione di temperatura e irraggiamento.
- CEI EN 60904 Dispositivi fotovoltaici.
- CEI EN 60068-2-21 2006 Prove ambientali - Parte 2-21: Prove - Prova U: Robustezza dei terminali e dell'interconnessione dei componenti sulla scheda.
- CEI EN 61173 Protezione contro le sovratensioni dei sistemi fotovoltaici (FV) per la produzione di energia – Guida.
- EN 62446 (CEI 82-38) Impianti fotovoltaici connessi alla rete - Requisiti minimi per la documentazione del sistema.

Agrivoltaico

- CEI 82-93 Impianti Agrivoltaici.
- UNI/Pdr 148:2023 Sistemi agrivoltaici - Integrazione di attività agricole e impianti fotovoltaici.


	ID Documento Committente H_054_FV_00002_BGR	Pagina 20 / 83
		Numero Revisione
		00

Documentazione, test di messa in servizio e ispezione


- IEC 60688 Electrical measuring transducers for converting a.c. electrical quantities to analogue or digital signals.
- IEC 61869 (Series) Instrument transformers.
- CEI EN 61215 Moduli fotovoltaici (FV) in Silicio cristallino per applicazioni terrestri – Qualifica del progetto e omologazione del tipo.
- CEI EN 61646 Moduli fotovoltaici (FV) a film sottile per usi terrestri – Qualifica del progetto e approvazione di tipo.
- CEI EN 61277 Sistemi fotovoltaici (FV) di uso terrestre per la generazione di energia elettrica – Generalità e guida.
- CEI EN 61345 Prova all’UV dei moduli fotovoltaici (FV).
- CEI EN 61683 Sistemi fotovoltaici - Condizionatori di potenza - Procedura per misurare l'efficienza.
- CEI EN 61701 Prova di corrosione da nebbia salina dei moduli fotovoltaici (FV).
- CEI EN 61724 Rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici – Linee guida per la misura, lo scambio e l'analisi dei dati.
- CEI EN 61727 Sistemi fotovoltaici (FV) - Caratteristiche dell’interfaccia di raccordo alla rete.
- CEI EN 61730 Qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV).
- CEI EN 61829 Schiere di moduli fotovoltaici (FV) in Silicio cristallino – Misura sul campo delle caratteristiche I-V.
- CEI EN 62093 Componenti di sistemi fotovoltaici - moduli esclusi (BOS) - Qualifica di progetto in condizioni ambientali naturali.
- CEI EN 62108 Moduli e sistemi fotovoltaici a concentrazione (CPV) – Qualifica del progetto e approvazione di tipo.

Sicurezza elettrica

- IEC 60071 (series) Insulation coordination.
- IEC 60255 (Series) Electrical relays.
- IEC 62271 (Series) High-voltage switchgear and controlgear.
- CEI EN 61439 Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT).
- CEI 23-51 Prescrizioni per la realizzazione, le verifiche e le prove dei quadri di distribuzione per installazioni fisse per uso domestico e similare.
- CEI 11-1 Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in corrente alternata.
- CEI 11-17 Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica – Linee in cavo.
- CEI 11-20 Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria.
- CEI EN 50110-1 Esercizio degli impianti elettrici.


	ID Documento Committente H_054_FV_00002_BGR	Pagina 21 / 83
		Numero Revisione
		00

- CEI EN 50160 Caratteristiche della tensione fornita dalle reti pubbliche di distribuzione dell'energia elettrica.
- CEI 22-2 Convertitori elettronici di potenza per applicazioni industriali e di trazione.
- CEI EN 60146 Convertitori a semiconduttori – Prescrizioni generali e convertitori commutati dalla linea.
- CEI UNI EN 45510-2-4 Guida per l'approvvigionamento di apparecchiature destinate a centrali per la produzione di energia elettrica – Parte 2-4: Apparecchiature elettriche – Convertitori statici di potenza.
- CEI EN 50164-1 Componenti per la protezione contro i fulmini (LPC) – Parte 1: Prescrizioni per i componenti di connessione.
- CEI EN 61643-11 Limitatori di sovratensioni di bassa tensione – Parte 11: Limitatori di sovratensioni connessi a sistemi di bassa tensione – Prescrizioni e prove.
- CEI EN 62305 Protezione contro i fulmini.
- CEI EN 50123 (serie) Applicazioni ferroviarie, tranviarie, filoviarie e metropolitane - Impianti fissi - Apparecchiatura a corrente continua.
- CEI EN 50178 Apparecchiature elettroniche da utilizzare negli impianti di potenza.
- CEI EN 60898 Interruttori automatici per la protezione dalle sovracorrenti per impianti domestici e similari.
- CEI EN 60947 (serie) Apparecchiature a bassa tensione.
- CEI 110-26 Guida alle norme generiche EMC.
- CEI EN 50263 Compatibilità elettromagnetica (EMC) – Norma di prodotto per i relè di misura e i dispositivi di protezione.
- CEI EN 60555-1 Disturbi nelle reti di alimentazione prodotti da apparecchi elettrodomestici e da equipaggiamenti elettrici simili – Parte 1: Definizioni.
- CEI EN 61000 Compatibilità elettromagnetica (EMC).
- UNI 8477-1 Energia solare – Calcolo degli apporti per applicazioni in edilizia – Valutazione dell'energia raggiante ricevuta.
- UNI EN ISO 9488 Energia solare – Vocabolario.
- UNI 10349 Riscaldamento e raffrescamento degli edifici – Dati climatici.
- CEI 13-4 Sistemi di misura dell'energia elettrica - Composizione, precisione e verifica.
- CEI EN 62052 Apparat per la misura dell'energia elettrica (c.a.) – Prescrizioni generali, prove e condizioni di prova.
- CEI EN 50470 Apparat per la misura dell'energia elettrica (c.a.).
- CEI EN 62059-31-1 Apparat per la misura dell'energia elettrica – Fidatezza Parte 31-1: Prove accelerate di affidabilità - Temperatura e umidità elevate.
- CEI EN 50522 (Classificazione CEI 99-3): Messa a terra degli impianti elettrici a tensione superiore a 1 kV in corrente alternata.
- CEI EN 61936-1 (Classificazione CEI 99-2): impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in corrente alternata.

	ID Documento Committente H_054_FV_00002_BGR	Pagina 22 / 83
		Numero Revisione
		00


Cavi elettrici

- IEC 60227 (Series) Polyvinyl chloride insulated cables of rated voltages up to and including 450/750V.
- IEC 60228 Conductors of insulated cables.
- IEC 60287 (Series) Electric cables – Calculation of the current rating.
- IEC 60331 (Series) Tests for electric cables under fire conditions.
- IEC 60332 (Series) Tests on electric and optical fibre cables under fire conditions.
- IEC 60702 (Series) Mineral insulated cables and their terminations with a rated voltage not exceeding 750V.
- IEC 60502 (Series) Power cables with extruded insulation and their accessories for rated voltages from 1 kV ($U_m = 1,2 \text{ kV}$) up to 30 kV ($U_m = 36 \text{ kV}$).
- IEC 60754 Test on gases evolved during combustion of materials from cables.
- IEC 61034 Measurement of smoke density of cables burning under defined conditions.
- IEC 60811 Common test methods for insulating and sheathing materials of electric cables and optical cables.
- CEI 20-13 Cavi con isolamento estruso in gomma per tensioni nominali da 1 a 30 kV.
- CEI 20-14 Cavi isolati con polivinilcloruro per tensioni nominali da 1 kV a 3 kV.
- CEI-UNEL 35024-1 Cavi elettrici isolati con materiale elastomerico o termoplastico per tensioni nominali non superiori a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua – Portate di corrente in regime permanente per posa in aria.
- CEI-UNEL 35026 Cavi elettrici isolati con materiale elastomerico o termoplastico per tensioni nominali di 1000 V in corrente alternata e 1500 V in corrente continua. Portate di corrente in regime permanente per posa interrata.
- CEI 20-40 Guida per l'uso di cavi a bassa tensione.
- CEI 20-65 Cavi elettrici isolati con materiale elastomerico, termoplastico e isolante minerale per tensioni nominali non superiori a 1000 V in corrente alternata e 1500 V in corrente continua - Metodi di verifica termica (portata) per cavi raggruppati in fascio contenente conduttori di sezione differente.
- CEI 20-67 Guida per l'uso dei cavi 0,6/1 kV.
- CEI 20-91 Cavi elettrici con isolamento e guaina elastomerici senza alogeni non propaganti la fiamma con tensione nominale non superiore a 1.000 V in corrente alternata e 1.500 V in corrente continua per applicazioni in impianti fotovoltaici.
- CEI EN 50086 Sistemi di tubi ed accessori per installazioni elettriche.
- CEI EN 50262 Pressacavo metrici per installazioni elettriche.
- CEI EN 60423 Tubi per installazioni elettriche – Diametri esterni dei tubi per installazioni elettriche e filettature per tubi e accessori.
- CEI EN 61386 Sistemi di tubi e accessori per installazioni elettriche.

	ID Documento Committente H_054_FV_00002_BGR	Pagina 23 / 83
		Numero Revisione
		00

Normativa Internazionale

- ANSI American National Standard Institute.
- API American Petroleum Institute.
- ACI – American Concrete Institute, con particolare riferimento a:
 - ACI 117 “Specification for tolerances for concrete construction and materials and commentary”.
 - ACI 207-1R Guide to mass concrete.
 - ACI 207.2R “Effect of restraint, volume change, and reinforcement on cracking of mass concrete”.
 - ACI 211.1 “Standard practice for selecting proportions for normal, heavyweight, and mass concrete”.
 - ACI 305-1 hot weathering concreting.
- ASME American Society of Mechanical Engineers.
- ASTM American Society for Testing and Material.
- BS British Standard.
- CEI Comitato Elettrotecnico Italiano.
- CENELEC Comitato Europeo di Normalizzazione Elettrotecnica.
- DIN Deutscher Industrie Norm.
- IEC International Electrotechnical Commission.
- IEEE The Institute of Electrical and Electronics Engineers.
- ISA Instrument Society of America.
- ISO International Organization for Standardization.
- KKS Power Plant Designation System.
- NEMA National Electrical Manufacturers Association.
- NFPA National Fire Protection Association.


	ID Documento Committente H_054_FV_00002_BGR	Pagina 24 / 83
		Numero Revisione
		00

4 ELABORATI DI PROGETTO

Il Progetto definitivo elaborato è composto dai seguenti documenti (citati in forma sintetica nella presente relazione):

Documentazione tecnica

- H_054_FV_00001_BGR *“RELAZIONE TECNICA GENERALE ILLUSTRATIVA”*.
- H_054_FV_00002_BGR *“RELAZIONE TECNICA”*.
- H_054_FV_00003_BGD *“INQUADRAMENTO CATASTALE IMPIANTO”*.
- H_054_FV_00004_BED *“LAYOUT DI IMPIANTO”*.
- H_054_FV_00005_BGD *“INQUADRAMENTO CATASTALE OPERE DI CONNESSIONE”*.
- H_054_FV_00006_BCR *“RELAZIONI DI CALCOLO E SISMICHE DELLE STRUTTURE - PROGETTO DEFINITIVO”*.
- H_054_FV_00007_BCR *“RELAZIONE SUI MATERIALI DELLE OPERE CIVILI”*.
- H_054_FV_00008_BCD *“STRUTTURA DI SOSTEGNO E PANNELLO: PROSPETTI E SEZIONI”*.
- H_054_FV_00009_BED *“CABINE DI TRASFORMAZIONE E DI RACCOLTA - LAYOUT QUADRI E IMPIANTO DI TERRA”*.
- H_054_FV_00010_BCD *“CABINE DI TRASFORMAZIONE E DI RACCOLTA - PARTICOLARI COSTRUTTIVI FONDAZIONI - PIANTE PROSPETTI SEZIONI”*.
- H_054_FV_00011_BCR *“PIANO DI MANUTENZIONE DELLE OPERE STRUTTURALI”*.
- H_054_FV_00012_BCD *“PLANIMETRIA E SEZIONI VIABILITA' INTERNA”*.
- H_054_FV_00013_BGD *“SCHEMA IMPIANTO DI VIDEOSORVEGLIANZA E ANTINTRUSIONE”*.
- H_054_FV_00014_BGD *“PARTICOLARI CANCELLI E RECINZIONI”*.
- H_054_FV_00015_BER *“RELAZIONE DI CALCOLO PRODUCIBILITA' IMPIANTO”*.
- H_054_FV_00016_BER *“RELAZIONI DI CALCOLO IMPIANTI ELETTRICI”*.
- H_054_FV_00017_BEU *“SCHEMA ELETTRICO UNIFILARE AC – CC”*.
- H_054_FV_00018_BEL *“LISTA E BILANCIO CARICHI ELETTRICI”*.
- H_054_FV_00019_BED *“PLANIMETRIA DETTAGLIO SOTTOCAMPI e TIPICO STRINGATURA”*.
- H_054_FV_00020_BED *“PLANIMETRIA RETE DI TERRA”*.
- H_054_FV_00021_BED *“SCHEMA IMPIANTO SCADA”*.
- H_054_FV_00022_BEL *“LISTA CAVI”*.
- H_054_FV_00023_BED *“PLANIMETRIA PERCORSO CAVI DC INTERNI ALL'IMPIANTO”*.
- H_054_FV_00024_BED *“PLANIMETRIA PERCORSO CAVI AC INTERNI ALL'IMPIANTO”*.
- H_054_FV_00025_BED *“SEZIONI TIPICHE CAVI DC E AC”*.
- H_054_FV_00026_BGD *“TRACCIATO SU ORTOFOTO-CAVIDOTTO”*.

	ID Documento Committente H_054_FV_00002_BGR	Pagina 25 / 83
		Numero Revisione
		00


- H_054_FV_00027_BGD *“TRACCIATO SU CATASTALE-CAVIDOTTO”*.
- H_054_FV_00028_BGR *“RELAZIONE SULLA RISOLUZIONE DELLE INTERFERENZE”*.
- H_054_FV_00029_BGD *“PLANIMETRIA INTERFERENZE CON IMPIANTI ESISTENTI O IN ITER AUTORIZZATIVO”*.
- H_054_FV_00030_BGR *“PROGETTO DELL'INTERVENTO DI RISOLUZIONE DELLA SINGOLA INTERFERENZA”*.
- H_054_FV_00031_BCR *“PIANO PRELIMINARE DI UTILIZZO DELLE TERRE E ROCCE DA SCAVO”*.
- H_054_FV_00032_BGL *“COMPUTO METRICO ESTIMATIVO”*.
- H_054_FV_00033_BGL *“COMPUTO METRICO”*.
- H_054_FV_00034_BGL *“COMPUTO METRICO DI DISMISSIONE”*.
- H_054_FV_00035_BGL *“ELENCO PREZZI UNITARI ED ANALISI PREZZI”*.
- H_054_FV_00036_BGL *“QUADRO ECONOMICO”*.
- H_054_FV_00037_BGL *“CRONOPROGRAMMA”*.
- H_054_FV_00038_BGR *“PIANO DI DISMISSIONE E RIPRISTINO DEI LUOGHI”*.
- H_054_FV_00039_BGL *“CRONOPROGRAMMA DI DISMISSIONE”*.
- H_054_FV_00040_BGL *“PIANO PARTICELLARE DI ESPROPRIO DESCRITTIVO”*.
- H_054_FV_00041_BGD *“PIANO PARTICELLARE DI ESPROPRIO GRAFICO”*.
- H_054_FV_00042_BGR *“DISCIPLINARE TECNICO DESCRITTIVO E PRESTAZIONALE DEGLI ELEMENTI TECNICI”*.
- H_054_FV_00043_BCD *“PIANTE PROSPETTI E SEZIONI – SSE”*.
- H_054_FV_00044_BED *“PLANIMETRIA IMPIANTO DI TERRA SSE”*.
- H_054_FV_00045_BCR *“RELAZIONE DI CALCOLO STRUTTURALE SSE”*.

Documentazione agronomica

- H_054_FV_00046_BPR *“RELAZIONE AGRONOMICA”*.
- H_054_FV_00047_BGR *“PROGETTO DISMISSIONE IMPIANTO AGRONOMICO E RIPRISTINO STATO DEI LUOGHI CON STIMA DEI RELATIVI COSTI”*.

Documentazione ambientale


- H_054_FV_00048_BPD *“INQUADRAMENTO IGM, CTR E ORTOFOTO”*.
- H_054_FV_00049_BPD *“INQUADRAMENTO NEL PRG - PTCP – PPR”*.
- H_054_FV_00050_BPD *“PLANIMETRIA DI PROGETTO SU CARTA AREE NON IDONEE IMPIANTI FER”*.
- H_054_FV_00051_BPD *“PLANIMETRIA DI PROGETTO SU CARTA PRG O PUC”*.
- H_054_FV_00052_BPD *“PLANIMETRIA DI PROGETTO SU CARTA DEI VINCOLI”*.
- H_054_FV_00053_BPD *“PLANIMETRIA DI PROGETTO SU CARTA PPR”*.
- H_054_FV_00054_BPD *“PLANIMETRIA DI PROGETTO SU AREE PERCORSE DAL FUOCO”*.

	ID Documento Committente H_054_FV_00002_BGR	Pagina 26 / 83
		Numero Revisione
		00

- H_054_FV_00055_BPD *“PLANIMETRIA DI PROGETTO SU CARTA PAI E VINCOLO IDROGEOLOGICO”*.
- H_054_FV_00056_BPD *“PLANIMETRIA DI PROGETTO SU CARTA AREE NON IDONEE AI SENSI D. LGS 42/04”*.
- H_054_FV_00057_BPD *“PLANIMETRIA DELL'IMPIANTO INDICANTE LA SITUAZIONE ANTE OPERAM E POST OPERAM (scala 1:2000, scala 1: 500)”*.
- H_054_FV_00058_BPR *“ANALISI DELLA COERENZA NORMATIVA, PIANIFICATORIA E URBANISTICA”*.
- H_054_FV_00059_BPR *“STUDIO PRELIMINARE AMBIENTALE (D.LGS. 152/06)”*.
- H_054_FV_00060_BPR *“RELAZIONE COMPATIBILITÀ PAESAGGISTICA-AMBIENTALE DELL'IMPIANTO E OPERE DI CONNESSIONE”*.
- H_054_FV_00061_BPR *“VARIANTE URBANISTICA”*.
- H_054_FV_00062_BPR *“ANALISI DELLE RICADUTE SOCIALI, OCCUPAZIONALI ED ECONOMICHE”*.
- H_054_FV_00063_BGD *“DOCUMENTAZIONE FOTOGRAFICA”*.
- H_054_FV_00064_BPR *“SHP-FILE DI PROGETTO E METADATI SHP-FILE DI PROGETTO”*.

Studi specialistici

- H_054_FV_00065_BCR *“RELAZIONE GEOLOGICA-GEOTECNICA SISMICA”*.
- H_054_FV_00066_BER *“MISURE DI CONDUCIBILITA' - RESISTIVITA' TERMICA - TOMOGRAFIA ELETTRICA”*.
- H_054_FV_00067_BGD *“RILIEVO TOPOGRAFICO”*.
- H_054_FV_00068_BGR *“VALUTAZIONE PREVISIONALE IMPATTO ACUSTICO (FASE DI CANTIERE E DI ESERCIZIO)”*.
- H_054_FV_00069_BCR *“RELAZIONE IDROLOGICA-IDRAULICA”*.
- H_054_FV_00070_BCD *“PLANIMETRIA OPERE DI REGIMENTAZIONE DELLE ACQUE”*.
- H_054_FV_00071_BPR *“RELAZIONE ARCHEOLOGICA E ALLEGATI (SCHEDE DELLE PRESENZA ARCHEOLOGICHE, CARTA DEL POTENZIALE E CARTA DEL RISCHIO ARCHEOLOGICO)”*.
- H_054_FV_00072_BPR *“TEMPLATE GIS MINISTERIALE ALLEGATO ALLA RELAZIONE ARCHEOLOGICA”*.
- H_054_FV_00073_BER *“RELAZIONE SUI CAMPI ELETTROMAGNETICI (DPA)”*.
- H_054_FV_00074_BED *“FASCE DI RISPETTO DPA”*.
- H_054_FV_00075_BER *“RELAZIONE SCARICHE ATMOSFERICHE”*.
- H_054_FV_00076_BGR *“RELAZIONE TECNICA ANTINCENDIO CAMPO FOTOVOLTAICO”*.
- H_054_FV_00077_BGD *“ELABORATI GRAFICI ANTINCENDIO CAMPO FOTOVOLTAICO”*.

	ID Documento Committente H_054_FV_00002_BGR	Pagina 27 / 83
		Numero Revisione
		00

- H_054_FV_00078_BGR “*RELAZIONE TECNICA ANTINCENDIO SSE*”.
- H_054_FV_00079_BGD “*ELABORATI GRAFICI ANTINCENDIO SSE*”.

Sicurezza

- H_054_FV_00080_BGR “*PIANO DI SICUREZZA E COORDINAMENTO*”.
- H_054_FV_00081_BCD “*PLANIMETRIA SCAVI E RILEVATI*”.
- H_054_FV_00082_BCR “*RELAZIONE DI CANTIERIZZAZIONE*”.
- H_054_FV_00083_BCD “*PLANIMETRIA AREA DI CANTIERE*”.

5 DESCRIZIONE DEL PROGETTO

5.1 Dati generali di progetto

L'impianto presenterà i seguenti componenti:

- N. 36.504 moduli fotovoltaici bifacciali dual glass in silicio monocristallino (potenza di picco 660 W_p), installati a fila singola su trackers, saranno orientati ('azimut') a 20° rispetto al Sud ed avranno un'inclinazione variabile rispetto all'orizzontale ('tilt') tra +50°/-50°.
- I moduli impiegati saranno suddivisi secondo le quantità indicate in seguito:


DATI TECNICI IMPIANTO					
Conversion Unit	Potenza modulo fv [W _p]	N° moduli installati	Potenza AC [kW]	Potenza DC [kW _p]	Potenza in immissione ² [kW]
CU1	660	4.224	3.000,00	2.787,84	2.787,84
CU2	660	3.936	2.700,00	2.597,76	2.597,76
CU3	660	3.840	2.700,00	2.534,40	2.534,40
CU4	660	4.080	2.700,00	2.692,80	2.692,80
CU5	660	4.200	3.000,00	2.772,00	2.772,00
CU6	660	4.200	3.000,00	2.772,00	2.772,00
CU7	660	3.888	2.700,00	2.566,08	2.566,08
CU8	660	3.888	2.700,00	2.566,08	2.566,08
CU9	660	4.248	3.000,00	2.803,68	2.803,68
TOTALE		36.504	25.500,00	24.092,64	24.092,64
Numero, marca e modello moduli		N. 36.504 Longi Solar LR7-72HYD-660M (o similare)			
Numero, marca e modello inverter		N. 85 Huawei Technologies SUN2000-330KTL-H1 (o similare)			

Tabella 7: Definizione numero moduli e potenze per singola Conversion Unit

- Le strutture di supporto saranno di tipo trackers, ovvero inseguitori monoassiali con caratteristiche di orientamento ed inclinazione definite al punto precedente; i trackers saranno dotati di tecnologia di backtracking al fine di ridurre i possibili ombreggiamenti reciproci tra le file.
- N. 9 Cabine di campo ('CU' o 'Conversion Unit'), collocate in posizione baricentrica rispetto alle varie aree dell'impianto, con la duplice funzione di collegare gli inverter presenti in campo e di elevare la tensione da BT a MT. Le stesse risultano già preassemblate ed equipaggiate da:
 - un quadro QGBT per la protezione delle linee degli inverter;
 - un trasformatore elevatore 0,8/30 kV;
 - un quadro MT;
 - dispositivi di comunicazione e controllo.

Le linee MT in uscita da ciascuna CU saranno collegate tra loro in serie mediante un collegamento in entra-esci fino alla Cabina di Raccolta secondo la sequenza: linea 1 in partenza dalla Cabina di Raccolta che collegherà CU1-CU2-CU3; linea 2 in partenza dalla

² Intesa come la minore tra la Potenza in AC e la Potenza in DC

	ID Documento Committente H_054_FV_00002_BGR	Pagina 29 / 83
		Numero Revisione
		00

Cabina di Raccolta che collegherà CU4-CU5-CU6; linea 3 in partenza dalla Cabina di Raccolta che collegherà CU7-CU8-CU9.

- N. 1 Cabina di Raccolta, suddivisa in 3 locali separati:
 - Locale MT in cui sarà presente il quadro MT dotato dei seguenti scomparti:
 - risalita cavi;
 - arrivo linea MT da Sottostazione Elettrica;
 - cella misure;
 - partenza linea L1;
 - partenza linea L2;
 - partenza linea L3;
 - protezione trafo ausiliari di cabina;
 - locale quadro BT ausiliari di cabina, UPS e rack dati;
 - locale trasformatore ausiliari di cabina.

La SSU qualora necessario sarà a titolo indicativo e non esaustivo composta da:

- Locale tecnico, inclusivo di:
 - Locale quadri MT 30kV;
 - Locale trasformatore MT/BT 30/0,4 kV per ausiliari SSU;
 - Locale quadri BT e ausiliari della SSU;
 - Locale SCADA FV;
 - Locale misure.
- Gruppo Elettrogeno;
- Trasformatore AT/MT 132/30kV da 30/40 MVA (ONAN/ONAF);
- Apparecchiature AT:
 - Scaricatore di terra;
 - Trasformatore voltmetrico;
 - Trasformatore amperometrico;
 - Interruttore AT;
 - Trasformatore voltmetrico;
 - Sezionatore con coltelli di terra;
 - Scaricatore di terra;
 - Terminali cavi;
- STATCOM (se necessario)

Inoltre, l'impianto sarà equipaggiato con tutte le apparecchiature elettriche necessarie alla protezione delle linee interne e all'immissione dell'energia prodotta in Rete.

6 PROGETTAZIONE ELETTRICA

6.1 Livelli di tensione e stato del neutro

I livelli di tensione presenti nell'impianto durante le normali condizioni operative saranno i seguenti:

Parametro	Valore
Massima tensione CC	1.500 V _{cc}
Distribuzione in Media Tensione	30 kV \pm 10%, 50 Hz - 3 ph (valore della tensione)
Distribuzione in Bassa Tensione	400/230 V _{ac} \pm 5%, 50 Hz - 3 ph+N/1 ph+N (TN-S)
Circuiti luce e forza elettromotrice	400/230 V _{ac} , 50 Hz - 3 ph+N/1 ph+N
Sistema AC UPS	230 V _{ac} \pm 5% 50 Hz – neutro isolato
Sistema di batterie	220 V _{dc} (o differente livello di tensione suggerito dal costruttore).

Tabella 8: Livelli di tensione e stato del neutro nell'impianto

Le tolleranze sui livelli di tensione sopra indicati, sono da riferirsi alla sbarra dei quadri citati. In normali condizioni d'esercizio, le variazioni di tensione e frequenza del sistema non devono eccedere rispettivamente il $\pm 5\%$ e il $\pm 2\%$. Tuttavia, tutte le apparecchiature elettriche devono essere dimensionate per resistere a una variazione della tensione del $\pm 10\%$ e una variazione della frequenza del sistema del $\pm 5\%$.

6.2 Requisiti per le apparecchiature

6.2.1 Vita delle apparecchiature elettriche

Tutte le apparecchiature elettriche e i loro accessori andranno progettati e forniti per garantire una vita utile almeno pari alla vita di progetto dell'impianto, che è di almeno 35 anni. I materiali dovranno essere progettati per garantire massima la massima affidabilità e disponibilità di impianto in accordo alle prescrizioni contrattuali.

6.2.2 Temperature di progetto delle apparecchiature elettriche

La temperatura di design secondo cui verranno dimensionate le apparecchiature elettriche sarà tale per cui non dovranno subire derating.

6.2.3 Condizioni operative

I materiali e i componenti elettrici dovranno essere scelti per operare in tutte le condizioni di progetto specificate.

6.2.4 Dimensionamento delle apparecchiature

Le apparecchiature elettriche saranno dimensionate sulla base della richiesta di carico.

Per le condizioni di dimensionamento delle apparecchiature elettriche si terrà conto di un sovradimensionamento rispetto alla potenza nominale come indicato in tabella.

Livelli massimi di sovradimensionamento	Valore
Livello di sovradimensionamento apparecchiature (eccetto componenti sottoelencati)	+10%
Livello di sovradimensionamento quadri elettrici	+20%
Livello di sovradimensionamento trasformatori	+20%
Livello di sovradimensionamento inverter ³	-
Livello di sovradimensionamento gruppi elettrogeni (se presenti)	+0%

Tabella 9: Livelli massimi di sovradimensionamento


Tutti i componenti, quali sbarre, interruttori, contattori e cavi dovranno essere dimensionati almeno per la corrente di guasto relativa al punto di installazione. In particolare, la corrente di funzionamento dovrà essere inferiore alla portata nominale della corrente di sbarra ed il valore della corrente di cortocircuito calcolato alla sbarra dovrà essere inferiore alle correnti di cortocircuito della sbarra stessa.

-
- ³ rapporto $P_{dc}/P_{inv} < 0,9$

dove

- P_{dc} potenza di picco installata: data dalla somma dei W_p dei moduli.
- P_{inv} potenza di targa degli inverter in kVA.

Si veda paragrafo 7.2.

	ID Documento Committente H_054_FV_00002_BGR	Pagina 32 / 83
		Numero Revisione
		00

7 CARATTERISTICHE DEI PRINCIPALI COMPONENTI DI IMPIANTO

Si precisa che i datasheet dei componenti di impianto di seguito riportati sono soltanto a titolo esemplificativo

7.1 Moduli fotovoltaici

I moduli dovranno rispettare i seguenti requisiti minimi:

- Moduli bifacciali monocristallini (TIER1).
- Certificato da terze parti per tensione massima del sistema 1.500 V_{dc}.
- Safety Class II.
- Tecnologia half cut.
- Fornito in accordo a quanto specificato nel paragrafo 3.2 del presente elaborato.
- Cornice in alluminio anodizzato, con foro per lo scolo dell'acqua e terminale di collegamento a terra.
- Obbligo di vetro frontale con rivestimento antiriflesso e certificato.
- Vetro frontale a basso contenuto di ferro, completamente temperato e ad alta trasmissione.
- Spessore del vetro richiesto:
 - $\geq 3,2$ mm di vetro completamente temperato (se modulo Glass/Backsheet).
 - $\geq 2,0$ mm di vetro temperato (se modulo Vetro/Vetro).
- Utilizzo di connettori solari (MC4, T4-1500V, serie PV2, H4-UTX o altro tipo certificato da ente terzo).
- Junction box fornita con grado di protezione IP65.


La proponente in questa fase ha individuato moduli monocristallini bifacciali tipo dual glass con potenza di picco pari a 660 W_p.

L'installazione prevista è su tracker, orientati di 20° rispetto a Sud e con un'inclinazione variabile tra $\pm 50^\circ$. Il numero di moduli previsti in progetto è di 36.504.

I moduli fotovoltaici proposti, provvisti di marchiatura CE e di primario costruttore mondiale, sono realizzati con celle di silicio monocristallino di ultima generazione con diodi di protezione, connettori e cornice rigida in alluminio anodizzato, tolleranza sulla potenza solo positiva, efficienza pari al 24,4%.

Certificazioni/garanzie dei moduli

- IEC 61215:2021 “*Terrestrial photovoltaic (PV) modules - Design qualification and type approval*”.
- IEC 61730:2023 “*Photovoltaic (PV) module safety qualification*”.
- UL 61730:2022 “*Photovoltaic (PV) module safety qualification*”.
- IEC 62941:2019 “*Terrestrial photovoltaic (PV) modules - Quality system for PV module manufacturing*”.
- Garanzia di 30 anni lineare sulla potenza.

	ID Documento Committente H_054_FV_00002_BGR	Pagina 33 / 83
		Numero Revisione
		00

- Garanzia di 12 anni sui difetti di fabbricazione - Common Equity Tier1.

Certificazioni/garanzie del produttore

- ISO9001:2015 “Quality Management System”.
- ISO14001:2015 “*Environment Management System*”
- ISO45001:2018 “*Occupational health and safety management systems*”.

Si dovranno prendere tutti gli accorgimenti del caso, in termini di protezione addizionale delle connessioni, in accordo alle indicazioni del costruttore di moduli. I moduli fotovoltaici utilizzati per la progettazione dell’impianto saranno già dotati di scatola di giunzione (c.d. ‘junction box’) installata sul lato posteriore dei moduli stessi, con cavetti di connessione muniti di connettori ad innesto rapido (al fine di garantire la massima sicurezza per gli operatori e rapidità in fase di installazione).

Si riportano le caratteristiche tecniche del pannello fotovoltaico tipico.

Hi-MO 9 Preliminary

LR7-72HYD 625~660M

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



12-year Warranty for
Materials and Processing



30-year Warranty for Extra
Linear Power Output

Complete System and Product Certifications

IEC 61215, IEC 61730, UL 61730

ISO9001:2015: ISO Quality Management System

ISO14001: 2015: ISO Environment Management System

ISO45001: 2018: Occupational Health and Safety

IEC62941: Guideline for module design qualification and type approval

LONGi



Hi-MO 9

Preliminary

LR7-72HYD 625~660M
24.4%
MAX MODULE
EFFICIENCY

0~3%
POWER
TOLERANCE

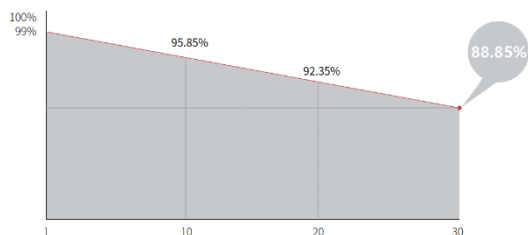
<1%
FIRST YEAR
POWER DEGRADATION

0.35%
YEAR 2-30
POWER DEGRADATION

BC-CELL
Lower operating temperature

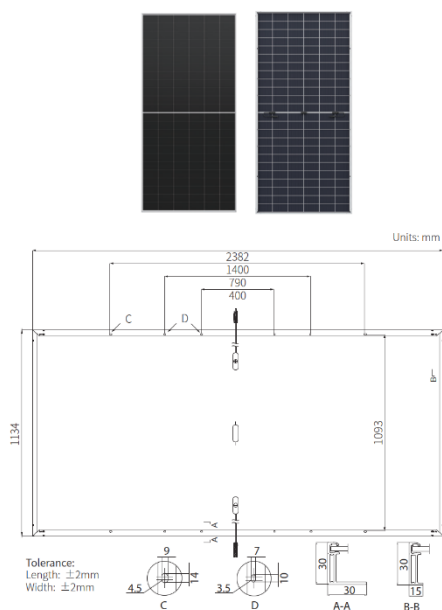
Additional Value

30-Year Power Warranty



Mechanical Parameters

Cell Orientation	144 (6 × 24)
Junction Box	IP68, three diodes
Output Cable	4mm ² , +400, -200mm/±1400mm length can be customized
Glass	Dual glass, 2.0+2.0mm semi-tempered glass
Frame	Anodized aluminum alloy frame
Weight	33.5kg
Dimension	2382 × 1134 × 30mm
Packaging	36pcs per pallet / 144pcs per 20' GP / 720pcs per 40' HC



Electrical Characteristics

STC: AM1.5 1000W/m² 25°C

NOCT: AM1.5 800W/m² 20°C 1m/s

Test uncertainty for P_{max}: ±3%

Module Type	LR7-72HYD-625M		LR7-72HYD-630M		LR7-72HYD-635M		LR7-72HYD-640M		LR7-72HYD-645M		LR7-72HYD-650M		LR7-72HYD-655M		LR7-72HYD-660M	
Testing Condition	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (P _{max} /W)	625	475.8	630	479.6	635	483.4	640	487.2	645	491.0	650	494.8	655	498.6	660	502.4
Open Circuit Voltage (V _{oc} /V)	53.30	50.65	53.40	50.75	53.50	50.84	53.60	50.94	53.70	51.03	53.80	51.13	53.90	51.22	54.00	51.32
Short Circuit Current (I _{sc} /A)	14.85	11.93	14.93	12.00	15.01	12.06	15.09	12.12	15.17	12.18	15.25	12.25	15.33	12.31	15.41	12.38
Voltage at Maximum Power (V _{mp} /V)	44.16	41.97	44.26	42.06	44.36	42.16	44.46	42.25	44.56	42.35	44.65	42.43	44.75	42.53	44.85	42.62
Current at Maximum Power (I _{mp} /A)	14.16	11.35	14.24	11.42	14.32	11.48	14.40	11.54	14.48	11.61	14.56	11.67	14.64	11.73	14.72	11.80
Module Efficiency(%)	23.1		23.3		23.5		23.7		23.9		24.1		24.2		24.4	

Electrical characteristics with different rear side power gain (reference to 640W front)

P _{max} /W	V _{oc} /V	I _{sc} /A	V _{mp} /V	I _{mp} /A	P _{max} gain
672	53.06	15.84	44.46	15.12	5%
704	53.06	16.60	44.46	15.84	10%
736	53.16	17.35	44.56	16.56	15%
768	53.16	18.11	44.56	17.28	20%
800	53.16	18.86	44.56	18.00	25%

Operating Parameters


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

Mechanical Loading

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

Temperature Ratings (STC)

Temperature Coefficient of I _{sc}	+0.050%/°C
Temperature Coefficient of V _{oc}	-0.200%/°C
Temperature Coefficient of P _{max}	-0.260%/°C

	ID Documento Committente H_054_FV_00002_BGR	Pagina 36 / 83
		Numero Revisione
		00

7.2 Inverter di stringa

L'inverter adottato in fase di progettazione definitiva è di tipo distribuito e multistringa.

La scelta dell'inverter in termini di potenza e tensione in ingresso dovrà essere coordinata con la scelta della configurazione del generatore fotovoltaico (numero moduli per stringa e numero di stringhe per ogni canale MPPT dell'inverter) secondo i seguenti criteri:

- Massima potenza di picco collegabile.
- Tensione minima (alla massima temperatura di esercizio) e massima (alla minima temperatura di esercizio) di massima potenza (MPP).
- Tensione massima di sistema (considerando la massima tensione a circuito aperto alla minima temperatura di esercizio).
- Massima corrente in ingresso (alla massima temperatura di esercizio) per inverter e singolo modulo MPPT.

La configurazione moduli FV – inverter dovrà essere in ogni caso scelta in accordo alla norma CEI 82-25.

Parametro	Valore ammesso
V _{OC} @ STC (V)	< 1.500 V _{dc}
V _{MPP} @ T _{min} (V)	All'interno del range indicato dal produttore
V _{MPP} @ STC (V)	All'interno del range indicato dal produttore
V _{MPP} @ T _{max} (V)	All'interno del range indicato dal produttore
V _{OC} @ T _{min} (V)	≤ 1.500 V _{dc}
I _{MPP} @ T _{max} per INVERTER (A)	Inferiore alla massima corrente indicata dal produttore
I _{MPP} @ T _{max} per MPPT (A)	Inferiore alla massima corrente indicata dal produttore

Tabella 10: Verifiche tensione-correnti accoppiamento moduli-inverter

Gli inverter andranno dimensionati in potenza secondo i seguenti criteri:

- rapporto $P_{dc}/P_{inv} < 0,9$
- rapporto $P_{dc}/P_{ac_pdc} < 1,1$

dove

- P_{dc} potenza di picco installata: data dalla somma dei W_p dei moduli.
- P_{inv} potenza di targa degli inverter in kVA.
- P_{ac_pdc} potenza in kW al punto di consegna.

Tali dimensionamenti dovranno essere calcolati tenendo conto delle richieste del Codice di Rete e dell'A.68 di Terna in termini di curve di capability dell'impianto fotovoltaico e della P_{ac} al punto di connessione. Si specifica che la Committente richiede la compensazione di potenza reattiva tramite il solo uso delle macchine inverter.

Gli inverter proposti saranno di stringa multicanale con tecnologia TL (senza trasformatore), con rendimento massimo ≥ 99% ed Efficienza Europea ≥ 98,8%, con potenza nominale AC da 300 kW,

potenza massima apparente di 330 kVA e tensione di uscita a 800 V_{ca} (o similare) per la connessione diretta alla rete per la connessione tramite trasformatore MT/bt dedicato.

Gli inverter saranno installati in modalità outdoor quanto più possibile vicini ai moduli fotovoltaici e saranno opportunamente protetti dagli agenti atmosferici.

Il numero di inverter previsti in progetto è di 85.

Si rimanda alle tabelle seguenti per i dettagli relativi all'interconnessione.

Inverter	N. stringhe	Moduli per str.	Potenza modulo [Wp]	P _{dc} [kW _p]	P _{ac} [kW]	P _{inv} [kVA]	P _{dc} /P _{inv}
1.1	18	24	660	285,12	300	330	0,864
1.2	18	24	660	285,12	300	330	0,864
1.3	18	24	660	285,12	300	330	0,864
1.4	18	24	660	285,12	300	330	0,864
1.5	18	24	660	285,12	300	330	0,864
1.6	17	24	660	269,28	300	330	0,816
1.7	17	24	660	269,28	300	330	0,816
1.8	17	24	660	269,28	300	330	0,816
1.9	17	24	660	269,28	300	330	0,816
1.10	18	24	660	285,12	300	330	0,864
TOTALE	176			2.787,84	3.000,00	3.300,00	0,845

Tabella 11: Definizione stringhe per inverter – CU1

Inverter	N. stringhe	Moduli per str.	Potenza modulo [Wp]	P _{dc} [kW _p]	P _{ac} [kW]	P _{inv} [kVA]	P _{dc} /P _{inv}
2.1	18	24	660	285,12	300	330	0,864
2.2	18	24	660	285,12	300	330	0,864
2.3	18	24	660	285,12	300	330	0,864
2.4	18	24	660	285,12	300	330	0,864
2.5	18	24	660	285,12	300	330	0,864
2.6	18	24	660	285,12	300	330	0,864
2.7	18	24	660	285,12	300	330	0,864
2.8	19	24	660	300,96	300	330	0,912
2.9	19	24	660	300,96	300	330	0,912
TOTALE	164			2.597,76	2.700,00	2.970,00	0,875

Tabella 12: Definizione stringhe per inverter – CU2

Inverter	N. stringhe	Moduli per str.	Potenza modulo [Wp]	Pdc [kW _p]	Pac [kW]	P _{inv} [kVA]	Pdc/P _{inv}
3.1	17	24	660	269,28	300	330	0,816
3.2	18	24	660	285,12	300	330	0,864
3.3	18	24	660	285,12	300	330	0,864
3.4	18	24	660	285,12	300	330	0,864
3.5	18	24	660	285,12	300	330	0,864
3.6	18	24	660	285,12	300	330	0,864
3.7	18	24	660	285,12	300	330	0,864
3.8	18	24	660	285,12	300	330	0,864
3.9	17	24	660	269,28	300	330	0,816
TOTALE	160			2.534,40	2.700,00	2.970,00	0,853

Tabella 13: Definizione stringhe per inverter – CU3

Inverter	N. stringhe	Moduli per str.	Potenza modulo [Wp]	Pdc [kW _p]	Pac [kW]	P _{inv} [kVA]	Pdc/P _{inv}
4.1	19	24	660	300,96	300	330	0,912
4.2	19	24	660	300,96	300	330	0,912
4.3	19	24	660	300,96	300	330	0,912
4.4	19	24	660	300,96	300	330	0,912
4.5	19	24	660	300,96	300	330	0,912
4.6	19	24	660	300,96	300	330	0,912
4.7	19	24	660	300,96	300	330	0,912
4.8	19	24	660	300,96	300	330	0,912
4.9	18	24	660	285,12	300	330	0,864
TOTALE	170			2.692,80	2.700,00	2.970,00	0,91

Tabella 14: Definizione stringhe per inverter – CU4

Inverter	N. stringhe	Moduli per str.	Potenza modulo [Wp]	Pdc [kW _p]	Pac [kW]	P _{inv} [kVA]	Pdc/P _{inv}
5.1	18	24	660	285,12	300	330	0,864
5.2	18	24	660	285,12	300	330	0,864
5.3	18	24	660	285,12	300	330	0,864
5.4	18	24	660	285,12	300	330	0,864
5.5	18	24	660	285,12	300	330	0,864
5.6	17	24	660	269,28	300	330	0,816
5.7	17	24	660	269,28	300	330	0,816
5.8	17	24	660	269,28	300	330	0,816
5.9	17	24	660	269,28	300	330	0,816
5.10	17	24	660	269,28	300	330	0,816
TOTALE	175			2.772,00	3.000,00	3.300,00	0,840

Tabella 15: Definizione stringhe per inverter – CU5

Inverter	N. stringhe	Moduli per str.	Potenza modulo	Pdc [kW _p]	Pac [kW]	P_inv [kVA]	Pdc/P_inv
6.1	18	24	660	285,12	300	330	0,864
6.2	18	24	660	285,12	300	330	0,864
6.3	18	24	660	285,12	300	330	0,864
6.4	18	24	660	285,12	300	330	0,864
6.5	18	24	660	285,12	300	330	0,864
6.6	17	24	660	269,28	300	330	0,816
6.7	17	24	660	269,28	300	330	0,816
6.8	17	24	660	269,28	300	330	0,816
6.9	17	24	660	269,28	300	330	0,816
6.10	17	24	660	269,28	300	330	0,816
TOTALE	175			2.772,00	3.000,00	3.300,00	0,840

Tabella 16: Definizione stringhe per inverter – CU6

Inverter	N. stringhe	Moduli per str.	Potenza modulo [W _p]	Pdc [kW _p]	Pac [kW]	P_inv [kVA]	Pdc/P_inv
7.1	18	24	660	285,12	300	330	0,864
7.2	18	24	660	285,12	300	330	0,864
7.3	18	24	660	285,12	300	330	0,864
7.4	18	24	660	285,12	300	330	0,864
7.5	18	24	660	285,12	300	330	0,864
7.6	18	24	660	285,12	300	330	0,864
7.7	18	24	660	285,12	300	330	0,864
7.8	18	24	660	285,12	300	330	0,864
7.9	18	24	660	285,12	300	330	0,864
TOTALE	162			2.566,08	2.700,00	2.970,00	0,864

Tabella 17: Definizione stringhe per inverter – CU7

Inverter	N. stringhe	Moduli per str.	Potenza modulo [W _p]	Pdc [kW _p]	Pac [kW]	P_inv [kVA]	Pdc/P_inv
8.1	18	24	660	285,12	300	330	0,864
8.2	18	24	660	285,12	300	330	0,864
8.3	18	24	660	285,12	300	330	0,864
8.4	18	24	660	285,12	300	330	0,864
8.5	18	24	660	285,12	300	330	0,864
8.6	18	24	660	285,12	300	330	0,864
8.7	18	24	660	285,12	300	330	0,864
8.8	18	24	660	285,12	300	330	0,864
8.9	18	24	660	285,12	300	330	0,864
TOTALE	162			2.566,08	2.700,00	2.970,00	0,864

Tabella 18: Definizione stringhe per inverter – CU8

Inverter	N. stringhe	Moduli per str.	Potenza modulo [Wp]	Pdc [kW _p]	Pac [kW]	P_inv [kVA]	Pdc/P_inv
9.1	18	24	660	285,12	300	330	0,864
9.2	18	24	660	285,12	300	330	0,864
9.3	18	24	660	285,12	300	330	0,864
9.4	18	24	660	285,12	300	330	0,864
9.5	18	24	660	285,12	300	330	0,864
9.6	18	24	660	285,12	300	330	0,864
9.7	17	24	660	269,28	300	330	0,816
9.8	18	24	660	285,12	300	330	0,864
9.9	17	24	660	269,28	300	330	0,816
9.10	17	24	660	269,28	300	330	0,816
TOTALE	177			2.803,68	3.000,00	3.300,00	0,850


Tabella 19: Definizione stringhe per inverter – CU9

Si riportano le caratteristiche tecniche degli inverter tipo selezionati.

SUN2000-330KTL-H1

Technical Specifications


Efficiency	
Max. Efficiency	≥99.0%
European Efficiency	≥98.8%
Input	
Max. Input Voltage	1,500 V
Number of MPP Trackers	6
Max. Current per MPPT	65 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	115 A
Max. PV Inputs per MPPT	4/5/5/4/5/5
Start Voltage	550 V
MPPT Operating Voltage Range	500 V ~ 1,500 V
Nominal Input Voltage	1,080 V
Output	
Nominal AC Active Power	300,000 W
Max. AC Apparent Power	330,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	330,000 W
Nominal Output Voltage	800 V, 3W + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Nominal Output Current	216.6 A
Max. Output Current	238.2 A
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ... 0.8 LD
Total Harmonic Distortion	< 1%
Protection	
Smart String-Level Disconnect(SSLD)	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
AC Grounding Fault Protection	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)	1,048 x 732 x 395 mm
Weight (with mounting plate)	≤112 kg
Operating Temperature Range	-30 °C ~ 60 °C
Cooling Method	Smart Air Cooling
Max. Operating Altitude without Derating	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0 ~ 100%
AC Connector	Waterproof Connector + OT/DT Terminal
Protection Degree	IP 66
Topology	Transformerless

	ID Documento Committente H_054_FV_00002_BGR	Pagina 42 / 83
		Numero Revisione
		00

7.3 Trackers

Le principali caratteristiche e specifiche che gli inseguitori solari dovranno prevedere sono le seguenti:

- monoassiale, strutture 1P (o, nel caso fosse necessario a fronte delle specificità del progetto, e in ogni caso a valle di una approvazione della Committente, 2P);
- pitch:
 - minimo 5,5 metri per configurazioni 1P (da confermare con studio di producibilità che tenga in conto l'orografia del sito);
 - minimo 10 metri per configurazioni 2P (da confermare con studio di producibilità che tenga in conto l'orografia del sito);
- strutture metalliche progettate e verificate in accordo alla ENV 1993-1-1 e NTC 2018;
- manufacturer tracker: Convert, Comal, Deger;
- tracker con orientamento azimutale il più prossimo possibile allo zero (asse N-S); nel caso di progettazione di impianto agrivoltaico è possibile utilizzare valori di azimut diversi, previa approvazione della Committente;
- l'altezza massima del palo di sostegno della struttura tracker deve essere di 2,5 m; nel caso in cui si ecceda comunque il valore di 2 m occorre segnalarlo in maniera opportuna.
- l'azionamento deve essere elettromeccanico, con motori elettrici e opportuni convertitori di coppia;
- la struttura tracker sarà costituita da un numero di pannelli pari alla stringa elettrica proposta o eventualmente in multipli interi di tale numero;
- il tracker sarà progettato per garantire l'angolo operativo e sarà predisposto per il backtracking per evitare l'ombreggiatura da fila a fila al tramonto e all'alba. Il backtracking sarà impostato in base ai parametri del sito di installazione e alla spaziatura delle file;
- massimo errore di tracking $\pm 1\%$;
- ogni fila di tracker sarà indipendente per facilitare le attività di manutenzione e di pulizia;
- controllo remoto da SCADA e protocollo di comunicazione Modbus TCP;
- sistema di controllo del tracker progettato con PC o PLC (con funzione di master e slave) e installato di un armadio con IP65;
- in caso di vento forte, il sistema di controllo attiverà automaticamente la posizione di Stow. Tale posizione deve essere raggiunta anche in caso di mancanza del sistema di comunicazione o mancanza di alimentazione di rete;
- per ciascun tracker devono essere registrati, trasmessi al sistema SCADA e utilizzati a fini di controllo, come minimo i seguenti parametri:
 - angolo misurato dei moduli;
 - guasto dell'inclinometro;
 - precisione PLC clock;
 - assenza di potenza;
 - velocità del vento;

	ID Documento Committente	Pagina 43 / 83
		Numero Revisione
	H_054_FV_00002_BGR	00

- posizione di stow;
- allarmi;
- algoritmo del tracker sarà basato sull'astronomical clock;
- ogni tracker (o ogni gruppo di tracker) sarà dotato di:
 - anemometri, per misurare la velocità e la direzione del vento;
 - sensori di temperatura ambientale;
- ogni inseguitore sarà manovrabile manualmente in caso di grave interruzione dell'alimentazione elettrica senza bisogno di attrezzi speciali;
- i tracker saranno essere alimentati tramite alimentazione normale dalla rete (quadro ausiliario BT della Conversion Unit del relativo sottocampo) in Bassa Tensione. Il sistema di controllo dei tracker dovrà essere in grado di raggiungere le posizioni di sicurezza in qualsiasi situazione. I carichi necessari a raggiungere le posizioni di sicurezza andranno alimentati tramite l'UPS della Conversion Unit del relativo sottocampo.
- I tracker saranno dotati di un opportuno sistema di messa a terra.

Per maggiori dettagli si prega di far riferimento ai seguenti elaborati:


- **H_054_FV_00008_BCD “STRUTTURA DI SOSTEGNO E PANNELLO: PROSPETTI E SEZIONI”.**
- **H_054_FV_00024_BED “PLANIMETRIA PERCORSO CAVI AC INTERNI ALL'IMPIANTO”.**

7.4 Conversion Unit

In generale, le Conversion Unit (CU) sono cabine di campo dove avviene la concentrazione dell'energia elettrica dal campo agrivoltaico proveniente dagli inverter distribuiti, e al contempo la modifica del livello di tensione da bassa a media per adattarla alla tensione della rete di distribuzione a cui l'impianto verrà connesso. Ogni Conversion Unit per l'impianto in oggetto sarà composta come segue:

- quadro MT;
- trasformatore elevatore MT/BT;
- trasformatore servizi ausiliari BT/BT;
- quadro QGBT (completo di DDG);
- UPS;
- quadro servizi ausiliari;
- contatore energia prodotta (lato BT);
- impianto di rivelazione incendi;
- rack dati.

Il cabinato sarà progettato per garantire la massima durabilità e la massima robustezza meccanica nell'ambiente in cui verrà installato e dovrà essere diviso in più locali o aree dedicate opportunamente dimensionati per contenere le diverse apparecchiature. In generale, la CU dovrà essere dotata di tutte

	ID Documento Committente H_054_FV_00002_BGR	Pagina 44 / 83
		Numero Revisione
		00

le attrezzature necessarie per adempiere al proprio compito. La Conversion Unit deve essere progettata, costruita, e testata secondo le norme IEC (International Electrical Code), in particolare le norme EN 50522 e EN 61936-1.

La Conversion Unit sarà costituita da elementi prefabbricati suddivisi in vari scomparti e containerizzata. Le pareti e il tetto saranno isolate al fine di garantire una perfetta impermeabilità all'acqua ed un corretto isolamento termico.

Il cabinato già menzionato, di idonee dimensioni per l'alloggiamento delle apparecchiature che dovrà ospitare, sarà posato su un basamento in calcestruzzo di adeguate dimensioni per il contenimento della struttura, ove saranno stati predisposti gli opportuni cavedi e tubazioni per il passaggio dei cavi di potenza e segnale. La Conversion Unit sarà dotata di porte di accesso per consentire l'ispezione e la manutenzione ordinaria e straordinaria nonché di illuminazione perimetrale.

L'altezza utile netta all'interno della cabina elettrica dovrà essere conforme alle distanze minime richieste dai componenti al suo interno.

In particolare, la distanza minima tra il punto più alto misurato sulle apparecchiature e il tetto della Conversion Unit dovrà rispettare i parametri di sicurezza contro la propagazione dell'esplosione. La CU dovrà essere provvista al suo esterno di un pulsante di apertura dei sistemi elettrici entro cassetta stagna con grado di protezione IP55, con portina di vetro frangibile anti-scheggia, serratura a chiave e martelletto di frattura con catenella e supporto fissato a parete e dotate di opportuno pittogramma.

Tale dispositivo di emergenza a rottura di vetro sarà messo a disposizione dei VV.FF.

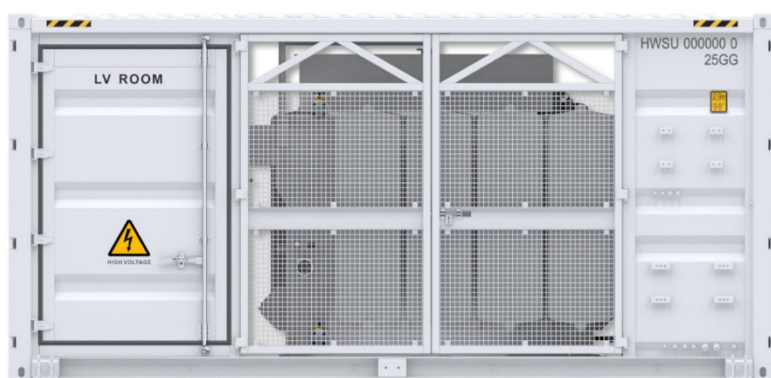
Gli sganci elettrici riguarderanno:

- la linea MT in ingresso alla Conversion Unit;
- l'UPS;
- l'inverter lato CA e lato CC.

I cabinati avranno resistenza alla corrosione C5-Medium in accordo alle ISO 12944.

È prevista l'installazione di N. 9 CU Jupiter-3000K-H1 di Huawei Technologies (o similare), di cui si riporta qui sotto la scheda tecnica.

JUPITER-9000K/6000K/3000K-H1 Smart Transformer Station



Simple

Prefabricated and Pre-tested, No Internal Cabling Needed Onsite
Compact 20' HC Container Design for Easy Transportation



Efficient

High Efficiency Transformer for Higher Yields
Lower Self-consumption for Higher Yields



Smart

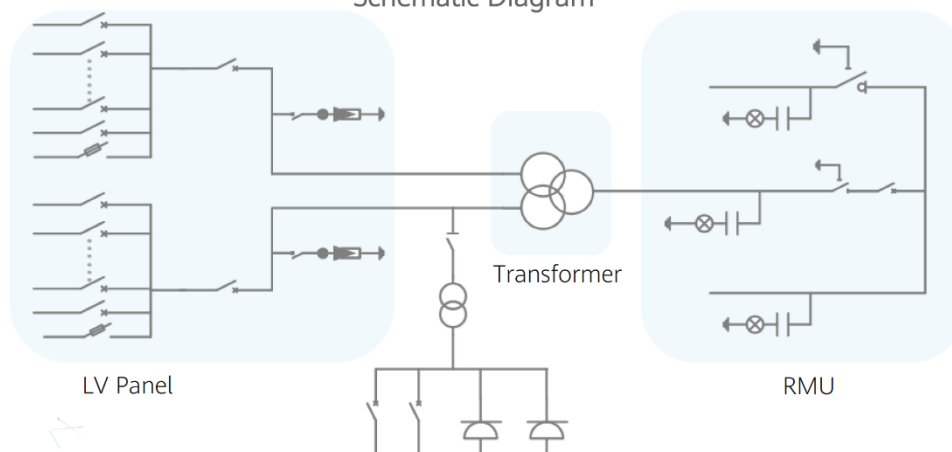
Real-time Detection of Transformer, LV Panel and RMU
High Precision Sensor of LV Electricity Parameters
Remote Control of ACB and MV Circuit Breaker



Reliable

Robust Design against Harsh Environments
Optimal Cooling Design for High Availability and Easy O&M
Comprehensive Tests from Components, Device to Solution

Schematic Diagram



JUPITER-9000K/6000K/3000K-H1
Technical Specifications

Technical Specifications	JUPITER-9000K-H1	JUPITER-6000K-H1	JUPITER-3000K-H1
Input			
Available Inverters	SUN2000-330KTL-H1 / SUN2000-330KTL-H2		
Max. LV AC Inputs	30	22	11
AC Power	9,000 kVA @40°C ¹	6,600 kVA @40°C ¹	3,300 kVA @40°C ¹
Rated Input Voltage	800 V		
LV Panel Segregation	Form 2b		
LV Main Switches	ACB (4,000 A, 2 x 1 pcs)	ACB (2,900 A, 2 x 1 pcs)	ACB (2,900 A, 1 x 1 pcs)
LV Main Switches for SUN2000-330KTL	MCCB (400 A, 2 x 15 pcs)	MCCB (400 A, 2 x 11 pcs)	MCCB (400 A, 11 pcs)
Output			
Rated Output Voltage	10~35 kV ²		
Frequency	50 Hz or 60 Hz		
Transformer Type	Oil-immersed, Conservator Type		
Transformer Cooling Type	ONAN		
Transformer Tappings	± 2 x 2.5%		
Transformer Oil Type	Mineral Oil (PCB Free)		
Transformer Vector Group	Dy11-y11	Dy11	
Transformer Min. Peak Efficiency Index	Tier 1 or Tier 2 In Accordance with EN 50588-1		
RMU Type	SF ₆ Gas Insulated		
RMU Transformer Protection Unit	MV Vacuum Circuit Breaker Unit		
RMU Cable Incoming / Outgoing Unit	Direct Cable Unit or Cable Load Break Switch Unit		
Auxiliary Transformer	Dry Type Transformer, 5 kVA, Single-phase, li0		
Output Voltage of Auxiliary Transformer	230 / 127 Vac		
Protection			
Transformer Detection & Protection	Oil Level, Oil Temperature, Oil Pressure and Buchholz		
Protection Degree of MV & LV Room	IP 54		
Internal Arcing Fault of STS	IAC A 20 kA 1s		
MV Relay Protection	50/51, 50N/51N		
LV Overvoltage Protection	Type I+II		
Anti-rodent Protection	C5-Medium		
Feature			
2 kVA UPS	Optional ³		
MV Surge Arrester for Transformer	Optional ³		
General			
Dimensions (W x H x D)	6,058 x 2,896 x 2,438 mm (20' HC ISO Container)		
Weight	< 28 t	< 23 t	< 15 t
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C ⁴		
Relative Humidity	0% ~ 95% (Non-condensing)		
Max. Operating Altitude	1,000 m ⁵		
MV-LV AC Connections	Prewired and Pretested, No Internal Cabling Onsite		
LV & MV Room Cooling	Smart Cooling without Air-across for Higher Availability		
Communication	Modbus TCP, Preconfigured with SmartACU2000D		
Standards Compliance			
IEC 62271-202, EN 50588-1, IEC 60076, IEC 62271-200, IEC 61439-1			


¹ - More detailed AC power of STS, please refer to the de-rating curve.

² - Rated output voltage from 10 kV to 35 kV, more available upon request.

³ - Extra expense needed for optional features which standard product doesn't contain, more options upon request.

⁴ - When ambient temperature ≥55°C, awning shall be equipped for STS on site by customer.

⁵ - For higher operating altitude, pls consult with Huawei.

	ID Documento Committente H_054_FV_00002_BGR	Pagina 47 / 83
		Numero Revisione
		00

Per maggiori dettagli sulle Conversion Unit, si prega di far riferimento all'elaborato **H_054_FV_00009_BED - CABINE – LAYOUT**.

7.4.1 Quadro MT

All'interno delle CU sarà presente un quadro di media tensione installato a monte del trasformatore elevatore. Il quadro dovrà essere progettato e realizzato in accordo alle norme tecniche inerenti, in particolare la IEC 62271-200; sarà dimensionato per l'effettiva corrente di corto circuito a monte del quadro stesso e per le condizioni ambientali previste nel sito di installazione garantendo il rispetto dei valori nominali. Ogni unità dovrà essere progettata e strutturata in compartimenti (celle MT) che dovranno contenere tutte le apparecchiature elettriche e meccaniche necessarie. Le celle dovranno essere separate dalle altre unità mediante separatori metallici.

Il quadro dovrà essere fornito con idonei sistemi di anticondensa e tracciamento umidità (scaldiglia/resistenza). Non sono ammessi fusibili o sezionatori per la protezione di linee o di trasformatori. Fusibili d'idonea taglia potranno altresì essere accettati per la sola protezione dei circuiti di misura del quadro MT. Il quadro dovrà essere dotato di protezioni microelettroniche multifunzione comunicanti con il sistema di controllo SCADA tramite protocollo TCP/IP MODBUS o IEC61850.

Per esigenze dimensionali delle Conversion Unit, i quadri MT dovranno essere specificati e forniti di tipo GIS, interamente isolato in SF6, sia sbarra di potenza che dispositivi di manovra e interruzione.

Gli interruttori del quadro MT dovranno essere dotati di sistemi per caricare la molla e richiusura motorizzata. Se non diversamente specificato in documenti di progetto, i quadri MT dovranno rispettare i seguenti ulteriori requisiti minimi progettuali.

Requisiti minimi quadri MT	
Tipo costruttivo	Apparecchiatura con involucro metallico
Categoria di continuità servizio	LSC2B, classe dei diaframmi PM
Classificazione dell'arco interno	Richiesta
Classe di accessibilità	A
Accesso alle compartimentazioni	Mediante attrezzo
Grado di protezione IP	IP 4X

Tabella 20: Requisiti minimi per quadri MT

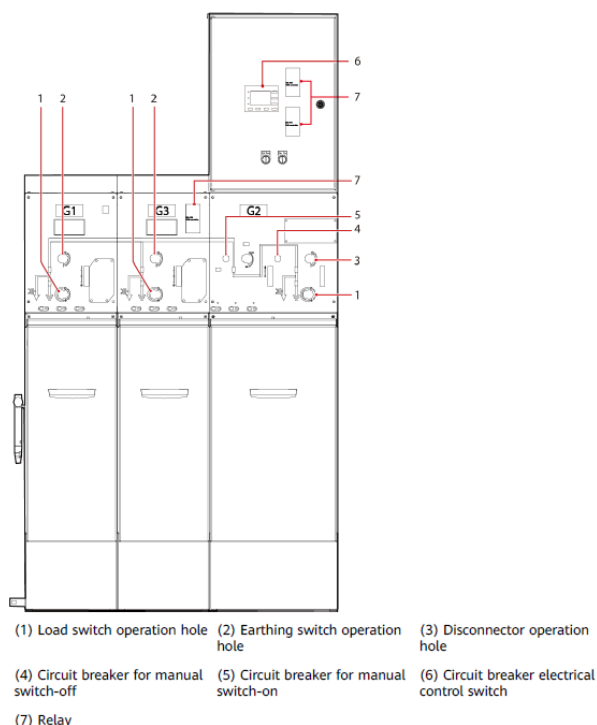


Figura 2: Vista fronte quadro MT di CU Jupiter 3000K-H1 (fonte: Jupiter-3000K-H1 Smart User Manual)

In generale, il quadro MT presente all'interno delle CU sarà composto da:

- 3 scomparti (arrivo linea, protezione trafo, partenza a CU successiva) nelle CU1, CU2, CU4, CU5, CU7, e CU8;
- 2 scomparti (arrivo linea, protezione trafo) nelle CU3, CU6 e CU9.

Per maggiori dettagli, si prega di far riferimento agli elaborati:

- **H_054_FV_00009_BED “CABINE DI TRASFORMAZIONE E DI RACCOLTA - LAYOUT QUADRI E IMPIANTO DI TERRA”.**
- **H_054_FV_00017_BEU “SCHEMA ELETTRICO UNIFILARE AC – CC”.**

7.4.2 Trasformatore elevatore bt/MT


All'interno della Conversion Unit sarà presente il trasformatore immerso in olio necessario per elevare la tensione in uscita dai convertitori. Ogni cabina avrà al suo interno un trasformatore con le seguenti caratteristiche:

- trafo da 3.300 kVA, gruppo Dy11, 30/0,8 kV [40 °C].

Il trasformatore MT/BT dovrà essere selezionato in accordo alla norma IEC 60076.

Il trasformatore MT/BT di potenza dovrà essere dotato sull'avvolgimento primario (avvolgimento di Media Tensione) di un sistema di commutazione a vuoto con regolazione con le seguenti prese di tensione $\pm 2 \times 2,5\%$.

Il trasformatore dovrà essere fornito almeno con i seguenti accessori:

	ID Documento Committente H_054_FV_00002_BGR	Pagina 49 / 83
		Numero Revisione
		00

- N. 4 ruote bidirezionali orientabili ortogonalmente.
- N. 4 golfari di sollevamento.
- N. 4 ganci di traino.
- N. 2 morsetti di messa a terra.
- Targa con caratteristiche.
- N.3 termosonde tipo PT100 per avvolgimenti e n.1 termosonda tipo PT100 per il nucleo magnetico, collegate ad una centralina termometrica (questa inclusa e installata sul quadro servizi cabina) con indicazione digitale della temperatura raggiunta.
- alimentazione 230V, contatti per comando ventilazione, preallarme, allarme e guasto.

Il trasformatore di potenza MT/BT ad olio dovrà essere installato all'interno di un'area grigliata.

L'apertura della griglia dovrà comportare lo spegnimento del trasformatore elevatore.

Il trasformatore dovrà essere provvisto di sistema di raccolta dell'olio. La quantità di olio presente è pari a 2280lt.

Il trasformatore di potenza in olio dovrà essere del tipo ONAN. La potenza nominale dovrà essere definita in riferimento al funzionamento ONAN con fattore di potenza $\cos\phi = 0,8$. Il trasformatore elevatore ad olio dovrà rispettare le seguenti caratteristiche prestazionali:

- Classe termica A.
- Classe di isolamento F.
- Classe ambientale E1.
- Classe climatica C1.
- Classe comportamento al fuoco F1.
- Tipo di raffreddamento ONAN.
- Sistema scarico pressione olio richiesto.

Per il dettaglio sulla definizione dei trasformatori, si prega di far riferimento all'elaborato **H_054_FV_00017_BEU "SCHEMA ELETTRICO UNIFILARE AC – CC"**.

7.4.3 Quadro QGBT


Il quadro generale di Bassa Tensione sarà progettato e costruito in accordo alla IEC 61439; dovrà essere progettato per un funzionamento nominale con raffreddamento naturale e alle condizioni di temperatura ambiente di progetto.

Il Quadro QGBT dovrà essere completamente assemblato, cablato, sistemato e testato nella sede del fornitore, così da minimizzare il lavoro di installazione e commissioning in sito.

Il quadro QGBT dovrà consistere in strutture autoportanti, verticali in metallo consistenti le barre in rame isolati delle fasi e del neutro, i morsetti di messa a terra, gli interruttori ad aria, interruttori scatolati, interruttori automatici, contattori, trasformatori di misura, relè, switch di misura o controllo.

Il quadro QGBT dovrà essere dotato di sistemi IED (Intelligent Electronic Devices) per eseguire e monitorare funzioni di protezione. I sistemi IED dovranno permettere il monitoraggio da parte del sistema SCADA.

Il quadro QGBT dovrà, inoltre, essere dotato di:

	ID Documento Committente H_054_FV_00002_BGR	Pagina 50 / 83
		Numero Revisione
		00

- morsettiere terminali principali ed ausiliarie;
- illuminazione interna composta da plafoniera a LED;
- presa di servizio 230 Vac – universale 10 A;
- scaldiglia termostata con attivazione configurabile a partire da 8-10 °C;
- termostati per la rilevazione della temperatura interna del quadro con soglia di allarme impostata a 30 °C e soglie impostabili per l'attivazione/disattivazione della ventilazione forzata;
- ventilazione forzata ridondata mediante estrattori sul fianco, comandata da logica di scambio e attivazione basata sulle soglie dei termostati; dovrà essere rinviato segnale di allarme al sistema di supervisione remota di IREN Energia in caso di anomalia;
- condizionamento interno quadro per sistemi di automazione, regolazione con PLC-PC qualora installati in locali non climatizzati.

I singoli circuiti ausiliari, gli strumenti di controllo/misura, ecc. dovranno essere protetti con interruttori magnetotermici dotati di segnalazione di scatto riportata nella catena degli allarmi.

Dovranno essere previsti morsetti di riserva nelle morsettiere per le connessioni esterne, nella quantità di almeno il 10%.

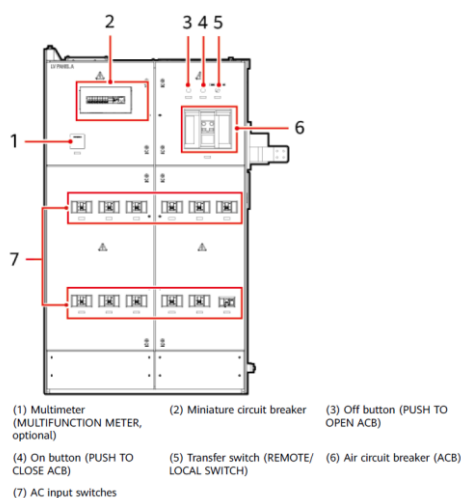



Figura 3: Vista fronte quadro BT di CU Jupiter 3000K-H1 (fonte: Jupiter-3000K-H1 Smart User Manual)

In generale, il quadro QGBT di CU sarà costituito da:

- interruttore magnetotermico generale a protezione del quadro BT;
- interruttori magnetotermici (in numero variabile da CU a CU, secondo il numero di inverter presenti) a protezione degli inverter (DDG);
- sezionatore fusibile linea alimentazione SACU2000D;
- scaricatore di tensione;
- trasformatore per alimentazione ausiliari di cabina;
- TA e TV di misura e contabilizzatore energia prodotta;

Per maggiori dettagli, si prega di far riferimento agli elaborati:

	ID Documento Committente H_054_FV_00002_BGR	Pagina 51 / 83
		Numero Revisione
		00

- **H_054_FV_00009_BED “CABINE DI TRASFORMAZIONE E DI RACCOLTA - LAYOUT QUADRI E IMPIANTO DI TERRA”**
- **H_054_FV_00017_BEU “SCHEMA ELETTRICO UNIFILARE AC – CC”.**

7.4.4 Quadro ausiliari

La CU dovrà essere dotata di un quadro servizi ausiliari che alimentino i carichi ausiliari di campo e /o della Conversion Unit. Le dotazioni minime presenti nel quadro BT dovranno essere:

- interruttore magnetotermico generale;
- scaricatori di sovratensione classe II con cartuccia estraibile;
- alimentatore di tensione adeguata per i circuiti ausiliari relativi alla strumentazione e monitoraggio;
- interruttore magnetotermico differenziale e relativi contattori per l'alimentazione del sistema di ventilazione e HVAC (se presente);
- interruttore magnetotermico differenziale per alimentazione ausiliari comparto BT;
- interruttore magnetotermico differenziale per alimentazione servizi ausiliari comparto inverter;
- interruttore magnetotermico differenziale per alimentazione ausiliari comparto celle MT;
- interruttore magnetotermico differenziale per alimentazione luci interne e presa di servizio;
- interruttore magnetotermico differenziale per alimentazione UPS;
- interruttore magnetotermico differenziale per alimentazione sistema di monitoraggio;
- centralina termometrica per trasformatore e relativa alimentazione;
- interruttore per l'alimentazione dei sistemi Security, Videosorveglianza e Antincendio;
- interruttori magnetotermici differenziali per l'alimentazione degli inseguitori mono-assiali tracker.


7.4.5 UPS

Le Conversion Unit saranno dotate di un sistema UPS con banchi di batterie per alimentare i carichi di sicurezza degli impianti. Il sistema UPS, di tipo statico, dovrà alimentare i seguenti carichi vitali:

- sistema antincendio (centralina monitoraggio e componenti);
- sistema di supervisione, monitoraggio e controllo;
- sistema di videosorveglianza e intrusione;
- sistema di illuminazione minima di sicurezza richiesta all'interno degli edifici.
- carichi ausiliari Conversion Unit, carichi ausiliari quadri elettrici MT e quadri elettrici BT.

La lista soprastante si intende indicativa e non esaustiva. Il sistema UPS all'interno della CU dovrà avere comunque la seguente taglia minima:

- UPS Conversion Unit Potenza (kVA) ≥ 5 kVA.

	ID Documento Committente H_054_FV_00002_BGR	Pagina 52 / 83
		Numero Revisione
		00

L'UPS dovrà garantire la regolazione permanente della tensione e della frequenza di uscita. Il by-pass automatico interverrà immediatamente in caso di sovraccarico o guasto per garantire l'alimentazione continua dei servizi.

L'UPS sarà dimensionato sulla base dei seguenti parametri:

- l'elenco dei carichi rilevanti per il quadro di distribuzione;
- dati relativi ai carichi, come:
 - potenza nominale (kVA o kW);
 - fattore di potenza capacitivo o induttivo;
 - corrente di avviamento (se applicabile);
 - autonomia (ore) secondo il diagramma di carico;
 - tipo di carichi.


Il sistema UPS sarà destinato all'alimentazione di tutti i sistemi critici di sicurezza che non possono tollerare perdite di potenza o cali di tensione, come i quadri elettrici di controllo, i circuiti ausiliari e di comando dei quadri elettrici e i carichi di sicurezza.

Lo schema scelto per l'UPS consiste in un singolo raddrizzatore/inverter (1x100%), batterie non ridondanti (1x100%). Ogni sistema a raddrizzatore/inverter singolo deve contenere le seguenti apparecchiature principali:

- trasformatore di isolamento in ingresso,
- raddrizzatore/caricabatteria alimentazione fornita dalla rete elettrica,
- batterie,
- inverter,
- interruttore statico,
- interruttore manuale di by-pass.
- Trasformatori di isolamento in uscita.

L'UPS deve essere dimensionato in modo tale che per una variazione della tensione di ingresso del +10%, la tensione del carico vari al massimo del +2%. Ogni UPS è inoltre dotato di una linea di by-pass dell'inverter e di un pannello di distribuzione CA integrato, per alimentare il numero di utenze richiesto. Il pannello di distribuzione in CA non integrato può essere fornito separatamente per le Conversion Unit.

Ogni unità raddrizzatore/inverter deve essere progettata per la potenza complessiva e per l'autonomia richiesta. In caso di guasto di un'unità o in condizioni anomale, l'altra unità raddrizzatore/inverter dovrà alimentare il carico totale senza interruzioni. Ogni raddrizzatore fornirà l'energia all'inverter associato e caricherà anche il suo banco di batterie. Se non diversamente specificato nelle specifiche di progetto, il contenuto armonico totale di tensione (THDu) dell'alimentazione esterna deve essere conforme a quanto indicato nella classe 2 (8%) della norma IEC 61000-2-4.

	ID Documento Committente H_054_FV_00002_BGR	Pagina 53 / 83
		Numero Revisione
		00

Il gruppo di continuità dovrà essere dimensionato per la potenza complessiva richiesta con un'autonomia di almeno 2 ore.

Le batterie di accumulo devono essere del tipo al piombo (simbolo Pb-Ca). Le batterie devono essere del tipo con regolazione a valvola: VRLA per Pb-Ca. Le batterie saranno installate in rack per batterie e saranno alloggiate in un locale dedicato alle batterie dotato di due unità di ventilazione ambientale al 100% EX-db IIC T3. Se specificato, il rack dovrà essere antisismico di dimensioni corrette per la zona sismica specificata.

7.5 Cabina di Raccolta

Nella Cabina di Raccolta prevista all'ingresso dell'area dell'impianto fotovoltaico, da un lato convogliano le 3 linee MT L1, L2, L3 provenienti dalle CU, dall'altro parte la linea MT di collegamento alla SottoStazione Elettrica di Utente SSEU.

La cabina potrà essere realizzata mediante una delle due seguenti soluzioni:

- edificio prefabbricato con murature in cls;
- edificio prefabbricato di tipo container.

In generale, in fase di progettazione definitiva, è prevista una cabina MT avente dimensioni minime pari a 15 m x 3 m e altezza interna minima di 2,70 m.

L'accesso al locale MT dovrà avvenire mediante porte apribili verso l'esterno, di altezza minima 2 m e larghezza minima 0,8 metri. Le porte dovranno avere almeno resistenza al fuoco EI 60 (CEI 99-2). Le porte devono essere chiuse a chiave, ma aprirsi dall'interno anche se chiuse a chiave dall'esterno.

La dimensione della porta deve essere tale da movimentare verso l'esterno l'apparecchiatura più grande.

La Cabina di Raccolta è divisa nei seguenti locali:

- locale quadri MT;
- locale quadri BT, UPS, rack dati;
- locale trasformatore ausiliari.


I locali dovranno avere le dimensioni interne minime seguenti (lunghezza x profondità):

- locale MT: 8 x 2,82 m;
- locale quadri BT, UPS, rack dati: 4,68 x 2,82 m;
- locale trasformatori ausiliari: 1,96 x 2,82 m.

Per il dettaglio sulla Cabina di Raccolta, si prega di far riferimento all'elaborato **H_054_FV_00009_BED "CABINE – LAYOUT"**.

7.5.1 Locale Quadro MT

All'interno della Cabina di Raccolta sarà presente un quadro di media tensione che dovrà essere progettato e realizzato in accordo alle norme tecniche inerenti, in particolare la IEC 62271-200; sarà dimensionato per l'effettiva corrente di corto circuito a monte del quadro stesso e per le condizioni

	ID Documento Committente H_054_FV_00002_BGR	Pagina 54 / 83
		Numero Revisione
		00

ambientali previste nel sito di installazione garantendo il rispetto dei valori nominali. Ogni unità dovrà essere progettata e strutturata in compartimenti (celle MT) che dovranno contenere tutte le apparecchiature elettriche e meccaniche necessarie. Le celle dovranno essere separate dalle altre unità mediante separatori metallici.

Il quadro dovrà essere fornito con idonei sistemi di anticondensa e tracciamento umidità (scaldiglia/resistenza). Non sono ammessi fusibili o sezionatori per la protezione di linee o di trasformatori. Fusibili d'idonea taglia potranno altresì essere accettati per la sola protezione dei circuiti di misura del quadro MT. Il quadro dovrà essere dotato di protezioni microelettroniche multifunzione comunicanti con il sistema di controllo SCADA tramite protocollo TCP/IP MODBUS o IEC61850.

Per impianti che presentino tensione MT maggiore di 20 kV, il quadro di Media Tensione dovrà anche avere sistema di barre isolate in SF₆. Gli interruttori del quadro MT dovranno essere dotati di sistemi per caricare la molla e richiusura motorizzata. Se non diversamente specificato in documenti di progetto, i quadri MT dovranno rispettare i requisiti minimi progettuali già visti al paragrafo 7.4.1.

Il quadro MT prevede i seguenti scomparti:

- risalita;
- arrivo linea da SSE;
- cella misure;
- partenza linea 1 (verso CU1, CU2, CU3);
- partenza linea 2 (verso CU4, CU5, CU6);
- partenza linea 3 (verso CU7, CU8, CU9);
- protezione trafo ausiliari di cabina.

7.5.2 Trasformatore Aux bt/MT

Il trasformatore dei servizi ausiliari della Cabina di Raccolta MT sarà fornito in resina con le seguenti caratteristiche tecniche:


- potenza minima 100 kVA @ cosphi 0,8.
- Classe termica F - 100 K.
- Classe di isolamento F.
- Classe ambientale E2.
- Classe climatica C2.
- Classe comportamento al fuoco F1.

Il trasformatore MT/BT dovrà essere selezionato in accordo alla norma IEC 60076.

Il trasformatore MT/BT di potenza dovrà essere dotato sull'avvolgimento primario (avvolgimento di Media Tensione) di un sistema di commutazione a vuoto con regolazione con le seguenti prese di tensione $\pm 2 \times 2,5\%$.

Il trasformatore elevatore dovrà essere fornito almeno con i seguenti accessori:

- N. 4 ruote bidirezionali orientabili ortogonalmente;

	ID Documento Committente H_054_FV_00002_BGR	Pagina 55 / 83
		Numero Revisione
		00

- N. 4 golfari di sollevamento;
- N. 4 ganci di traino;
- N. 2 morsetti di messa a terra;
- Targa con caratteristiche;
- n.3 termosonde tipo PT100 per avvolgimenti e n.1 termosonda tipo PT100 per il nucleo magnetico, collegate ad una centralina termometrica (questa inclusa e installata sul quadro servizi cabina) con indicazione digitale della temperatura raggiunta;
- alimentazione 230V, contatti per comando ventilazione, preallarme, allarme e guasto;

Il trasformatore degli ausiliari avrà le seguenti caratteristiche:

- $P_n=100 \text{ kVA} \pm 2 \times 2,5\%$, 30/0,4 kV, 50 Hz, gruppo Dyn11, $v_{cc}\%=6\%$.

Per maggiori dettagli, si prega di far riferimento all'elaborato **H_054_FV_00017_BEU "SCHEMA ELETTRICO UNIFILARE AC – CC"**.

7.5.3 Quadro BT servizi ausiliari

Il quadro di bassa tensione dedicato ai servizi ausiliari alimenterà i carichi ausiliari della cabina di raccolta e della control room. Sarà composto da sezionatori/interruttori automatici di tipo modulare per l'alimentazione dei seguenti carichi (indicativi):

- alimentazione strumentazione e monitoraggio;
- alimentazione ventilazione e HVAC (se presente);
- alimentazione ausiliari BT;
- alimentazione ausiliari MT;
- alimentazione circuiti luce e FM;
- alimentazione carichi control room (quadro ausiliari control room);
- alimentazione circuiti luce e FM magazzino;
- alimentazione UPS e carichi privilegiati.


La Cabina di Raccolta sarà dotata di un sistema UPS con banchi di batterie per alimentare i carichi di sicurezza degli impianti. Il sistema UPS, di tipo statico, dovrà alimentare i seguenti carichi vitali:

- alimentazione impianto rivelazione incendi;
- alimentazione ausiliari Cabina di Raccolta;
- alimentazione ausiliari quadri elettrici MT;
- alimentazione ausiliari quadri elettrici BT.

7.5.4 UPS

La Cabina di Raccolta sarà dotata di un sistema UPS con banchi di batterie per alimentare i carichi di sicurezza degli impianti. Il sistema UPS, di tipo statico, dovrà alimentare i seguenti carichi vitali:

- sistema antincendio (centralina monitoraggio e componenti);
- sistema di supervisione, monitoraggio e controllo;
- sistema di videosorveglianza e intrusione;

	ID Documento Committente H_054_FV_00002_BGR	Pagina 56 / 83
		Numero Revisione
		00

- sistema di illuminazione minima di sicurezza richiesta all'interno degli edifici.
- carichi ausiliari Cabina di Raccolta, carichi ausiliari quadri elettrici MT e quadri elettrici BT.

Il sistema UPS all'interno della Cabina di Raccolta dovrà avere comunque la seguente taglia minima:

- UPS Conversion Unit Potenza (kVA) ≥ 15 kVA.

L'UPS dovrà garantire la regolazione permanente della tensione e della frequenza di uscita. Il by-pass automatico interverrà immediatamente in caso di sovraccarico o guasto per garantire l'alimentazione continua dei servizi.

L'UPS deve essere dimensionato sulla base dei seguenti parametri:

- l'elenco dei carichi rilevanti per il quadro di distribuzione;
- dati relativi ai carichi, come:
 - potenza nominale (kVA o kW);
 - fattore di potenza capacitivo o induttivo;
 - corrente di avviamento (se applicabile);
 - autonomia (ore) secondo il diagramma di carico;
 - tipo di carichi.


Il sistema UPS sarà destinato all'alimentazione di tutti i sistemi critici di sicurezza che non possono tollerare perdite di potenza o cali di tensione, come i quadri elettrici di controllo, i circuiti ausiliari e di comando dei quadri elettrici e i carichi di sicurezza.

Lo schema scelto per l'UPS consiste in un singolo raddrizzatore/inverter (1x100%), batterie non ridondanti (1x100%).

Ogni sistema a raddrizzatore/inverter singolo deve contenere le seguenti apparecchiature principali:

- trasformatore di isolamento in ingresso;
- raddrizzatore/caricabatteria alimentazione fornita dalla rete elettrica;
- batterie;
- inverter;
- interruttore statico;
- interruttore manuale di by-pass;
- trasformatori di isolamento in uscita.

L'UPS deve essere dimensionato in modo tale che per una variazione della tensione di ingresso del +10%, la tensione del carico vari al massimo del +2%. Ogni UPS è inoltre dotato di una linea di by-pass dell'inverter e di un pannello di distribuzione CA integrato, per alimentare il numero di utenze richiesto. Il pannello di distribuzione in CA non integrato può essere fornito separatamente per le Conversion Unit. Ogni unità raddrizzatore/inverter deve essere progettata per la potenza complessiva

	ID Documento Committente H_054_FV_00002_BGR	Pagina 57 / 83
		Numero Revisione
		00

e per l'autonomia richiesta. In caso di guasto di un'unità o in condizioni anomale, l'altra unità raddrizzatore/inverter dovrà alimentare il carico totale senza interruzioni. Ogni raddrizzatore fornirà l'energia all'inverter associato e caricherà anche il suo banco di batterie. Se non diversamente specificato nelle specifiche di progetto, il contenuto armonico totale di tensione (THDu) dell'alimentazione esterna deve essere conforme a quanto indicato nella classe 2 (8%) della norma IEC 61000-2-4.

Il THDu della tensione di uscita non deve superare il seguente valore:

- 3% con carico lineare;
- 5% con carico non lineare con fattore di cresta massimo 3:1.

Il contenuto armonico totale della corrente assorbita (THDi) da ciascun circuito non deve superare il 12%. I dispositivi intelligenti devono essere collegati al sistema SCADA tramite bus seriale (TCP/IP MODBUS o IEC 61850) in accordo a quanto specificato nel capitolo 12 L'indicazione della modalità di funzionamento e dei guasti del sistema di inverter dell'UPS sarà monitorata da un sistema di allarme installato sulla parte anteriore del pannello. È prevista anche la possibilità di inviare gli allarmi a distanza.

Il gruppo di continuità dovrà essere dimensionato per la potenza complessiva richiesta con un'autonomia di almeno 2 ore.


Le batterie di accumulo devono essere del tipo al piombo (simbolo Pb-Ca). Le batterie devono essere del tipo con regolazione a valvola: VRLA per Pb-Ca. Le batterie saranno installate in rack per batterie e saranno alloggiare in un locale dedicato alle batterie dotato di due unità di ventilazione ambientale al 100% EX-db IIC T3. Se specificato, il rack dovrà essere antisismico di dimensioni corrette per la zona sismica specificata.

7.6 Control Room

Nei pressi della Cabina di Raccolta dovrà essere previsto un altro edificio chiamato "Control Room". La Control Room dovrà avere ingombro totale di dimensioni almeno pari a 4,50x2,20x3,00m (altezza interna 2,70m), con struttura realizzata con profili presso piegati a freddo in acciaio sp. 30/10 mm, pannelli coibentati autoportanti di tamponamento e pavimentazione, su opportuna struttura in carpenteria metallica, realizzata con pannello truciolare o in multistrato con finitura mediante pavimento in PVC o linoleum incollato antiscivolo, ignifugo e coibentato.

Il monoblocco è costituito da una struttura staticamente indipendente, adatto ad essere poggiato su un'idonea superficie piana e livellata (platea oppure orditura di travi corrispondenti alla proiezione in pianta), in modo da ripartire i carichi uniformemente al suolo. Il fissaggio a terra avviene mediante piastre saldate sul profilo di base e tassellate a terra.

Il locale sarà dotato di quadro luce per l'alimentazione del sistema di illuminazione normale e delle prese luce. Il quadro luce e le partenze dei singoli carichi dovranno essere protetti da un interruttore

	ID Documento Committente H_054_FV_00002_BGR	Pagina 58 / 83
		Numero Revisione
		00

magnetotermico differenziale con adeguata corrente differenziale Id. La Control Room prevedrà una workstation completa di computer, con possibilità di interfacciarsi con il sistema SCADA dell'impianto e il sistema di videosorveglianza e antintrusione.

Il locale sarà provvisto di sistema di condizionamento e finestra di adeguate dimensioni per garantire la necessaria illuminazione naturale. La porta di accesso dovrà essere di dimensioni adatte al passaggio di persone e carrozzine.

La Control Room sarà dotata di un sistema di illuminazione di emergenza con luci dotate di batteria con alimentazione pari ad almeno 2 ore.

La Control Room dovrà prevedere adeguato sistema di messa a terra.

7.7 Sottostazione Elettrica di Utente (SSEU)

La SSEU è costituita da una sezione a 132 kV ed una sezione a 30 kV avente n°1 stallo di collegamento all'impianto agrivoltaico avanzato.

7.7.1 Sezione 132 kV

Le principali caratteristiche tecniche delle nuove apparecchiature della sezione in cavo a 132 kV sono le seguenti:

- tensione nominale: 132 kV;
- tensione massima: 170 kV;
- frequenza nominale: 50 Hz;
- correnti limite di funzionamento permanente sbarre: 2.000 A;
- potere di interruzione interruttori: 31,5-40 kA;
- corrente di breve durata 31,5-40 kA.

Saranno presenti le seguenti apparecchiature isolate in aria:


- N° 1 trasformatore di potenza AT/MT (*TRAFO*).
- N° 3 scaricatori di sovratensione AT (*SC*).
- N° 3 trasformatori di tensione induttivi AT (protezione e fatturazione) (*TVI*).
- N° 3 trasformatori di corrente AT (protezione e fatturazione) (*TA*).
- N° 1 interruttore automatico, isolato in SF6 con comando tripolare AT (*INT*).
- N° 1 sezionatore tripolare AT con lame di terra (*SEZ*).
- N° 3 colonnino portasbarre (*COL*).

Sono previsti, inoltre, i collegamenti tra le varie apparecchiature AT, a partire dal codolo del terminale cavo 132 kV fino ai passanti del trasformatore di potenza realizzati tramite conduttori in alluminio rigidi sia per il sistema sbarre che per gli stalli linea e trasformatore.

Le connessioni dei conduttori ai codoli delle varie apparecchiature AT vengono realizzate con morsettiera monometallica in lega di alluminio.

Le strutture metalliche per il sostegno delle apparecchiature AT saranno realizzate in tubi, profilati e piastre di acciaio zincate a caldo secondo norme CEI 7-6.

La SSEU 132/30 kV sarà in linea con l'isolamento in aria previsto dagli allegati del Codice di Rete.

	ID Documento Committente H_054_FV_00002_BGR	Pagina 59 / 83
		Numero Revisione
		00

7.7.2 Sezione 30 kV

Nell'area destinata alla realizzazione della SSEU è previsto uno spazio destinato alla realizzazione dell'edificio tecnico di consegna MT, nel quale, in questa fase preliminare, vengono individuate 5 aree:

- Locale FV (di controllo);
- locale misure;
- locale BT;
- locale MT;
- locale gruppo elettrogeno;
- vano trasformatore servizi ausiliari.

Il quadro MT prevede i seguenti scomparti:

- N°1 arrivo MT del trasformatore di potenza AT/MT.
- N°1 cella misure.
- N°1 arrivo trasformatore ausiliari BT/MT;
- N°1 arrivo linea agrivoltaico avanzato;
- N°1 scorta.

Da punto di vista della struttura, queste celle saranno del tipo incapsulato metallico, isolamento in SF6, per installazione all'interno.

All'interno dell'edificio tecnico saranno installati, inoltre, gli apparati di misura, comando, controllo e protezione necessari per la corretta funzionalità dell'impianto.

Come dati di progetto si adottano i seguenti valori:


- tensione nominale: 30 kV;
- tensione massima: 36 kV;
- livello di isolamento:
 - tensione a impulso atmosferico: 170 kV;
 - tensione a frequenza industriale: 70 kV;
- corrente nominale di cortocircuito⁴: 31,5 kA;
- tempo di estinzione del guasto: 0,5 s.

7.7.2.1 Servizi Ausiliari

I servizi ausiliari sono costituiti da due sistemi di tensione (c.a. e c.c.) necessari per il funzionamento della sottostazione. Si installeranno sistemi di alimentazione in corrente alternata e in corrente continua per alimentare i distinti componenti di controllo, protezione e misura. I servizi di corrente alternata e continua saranno alloggiati in diversi armadi destinati a realizzare le rispettive distribuzioni.

Per l'alimentazione dei servizi ausiliari in corrente alternata deve essere prevista una alimentazione MT principale rialimentabile in caso di black-out entro 4 ore e non soggetta al piano di alleggerimento

⁴ Corrispondente al potere di interruzione degli interruttori installati nella cella a 30 kV.

	ID Documento Committente H_054_FV_00002_BGR	Pagina 60 / 83
		Numero Revisione
		00

carichi, in grado di alimentare tutte le utenze della stazione, sia quelle necessarie al funzionamento che quelle accessorie. Deve essere assicurata, infine, un'alimentazione BT, detta alimentazione di emergenza, tramite un gruppo elettrogeno adeguatamente dimensionato, in grado di alimentare tutte le utenze. Un sistema di commutazione automatica, posto sul quadro di distribuzione in c.a., deve provvedere ad inserire la fonte di alimentazione disponibile. In caso di mancanza dell'alimentazione MT, deve essere inserita l'alimentazione di emergenza BT.

Lo schema dei servizi ausiliari in c.a. prevede:

- n.1 linea MT di alimentazione;
- n. 1 dispositivo generale;
- n. 1 quadro MT;
- n. 1 trasformatore MT/BT con potenza nominale definita in funzione delle dimensioni dell'impianto e dei carichi previsti e comunque non inferiore a 100 kVA;
- n. 1 gruppo elettrogeno conforme alla Specifica Tecnica Terna *INGSUGS0001* con un'autonomia non inferiore a 10 ore e con potenza non inferiore a 25 kVA;
- n. 1 quadro BT conforme alla Specifica Tecnica Terna *TINSPULV009300*.

Le principali utenze alimentate sono:

- servizi generali, come ausiliari, circuiti luce e FM, condizionamento ed estrazione aria, antincendio e antintrusione;
- sistemi raddrizzatori/batterie per l'alimentazione dei circuiti in c.c..


Per l'alimentazione dei servizi ausiliari in corrente continua deve essere previsto un sistema di alimentazione tramite complesso raddrizzatori/batterie. In caso di mancanza della sorgente alternata, la capacità della batteria deve essere tale da assicurare il corretto funzionamento dei circuiti alimentati per il tempo necessario affinché il personale di manutenzione possa intervenire, e comunque per un tempo non inferiore a 4 ore.

Lo schema dei servizi ausiliari in c.c. prevede:

- n. 1 complesso raddrizzatore/batteria. Le batterie devono essere di tipo ermetico conformi alla Specifica Tecnica Terna *RQXP040001*. I raddrizzatori conformi alla Specifica Tecnica Terna *INGRADD01*;
- n. 1 quadro BT di distribuzione conforme alla Specifica Tecnica Terna *TINSPULV009200*, per l'alimentazione servizi in c.c..

Le principali utenze alimentate sono:

- quadro distribuzione periferico (pannello S conforme alla specifica tecnica Terna *TINSPUTV009600*) che provvede ad alimentare le seguenti utenze:
 - apparecchiature di manovra (sezionatori);
 - sistema di protezione comando e controllo;
 - sistema di monitoraggio apparecchiature;
- n. 1 complesso raddrizzatore/batteria/inverter per alimentare gli apparati per la teleconduzione conformi alle specifiche tecniche: *ING UB S BEF01*; *SRI INVTLC 01*; *SRI RADTLC 00*.

	ID Documento Committente H_054_FV_00002_BGR	Pagina 61 / 83
		Numero Revisione
		00

7.8 Stazione di Condivisione

La stazione di condivisione permetterà la condivisione della consegna con altre iniziative. Essa è costituita dalle seguenti apparecchiature isolate in aria:

SBARRE AT:

- N° 1 sistema di sbarre con n°6 passi sbarra (*SB*).
- N° 3 trasformatori di tensione capacitivi (protezione e misura) (*TVC*).
- N° 1 sezionatore di isolamento rotativo (tripolare) (*SEZ*).

N°1 STALLO DI CONSEGNA, composto da:


- N° 3 trasformatori di corrente (protezione e misura) (*TA*).
- N° 1 interruttore automatico, isolato in SF6 con comando tripolare (*INT*).
- N° 1 sezionatore di isolamento rotativo (tripolare) con lame di terra (*SEZ*).
- N° 3 trasformatori di tensione capacitivi (protezione e misura) (*TVC*).
- N° 3 scaricatori di sovratensione (*SC*).
- N° 3 terminali cavo (*TC*).

7.9 Trasformatore AT/MT

Per la connessione alla RTN si prevede la costruzione di una sottostazione di utenza in prossimità del punto di connessione previsto. Il trasformatore AT/MT dovrà presentare livelli di tensione al primario e al secondario funzionali alle specifiche del progetto. Il trasformatore dovrà essere dotato di vasca raccolta dell'olio. Il trasformatore AT/MT dovrà essere costruito secondo le norme IEC 60076 e CEI EN 50629. Il trasformatore dovrà rispondere alle seguenti caratteristiche:

- potenza nominale: 30 MVA (ONAN) 40 MVA (ONAF);
- numero delle fasi: 3;
- numero di avvolgimenti: 6;
- on load tap changer tensione primaria: richiesto;
- gruppo vettoriale YNd11;
- Vcc: 12%
- tipologia di isolamento: olio minerale;
- raffreddamento: ONAN/ONAF;
- $PEI \geq 0.99696$;
- livello pressione sonora (solo trasformatore AT/MT): ≤ 55 dB (A)
- esecuzione: per esterno;
- materiale isolatori: porcellana.

L'APPALTATORE dovrà valutare se prevedere, se necessario, per il lato MT del trasformatore AT/MT (connessione a triangolo) la formazione del neutro mediante trasformatore a zig-zag adeguatamente dimensionato tale da offrire un'impedenza equivalente che limiti la corrente di guasto entro valori prescritti dal Gestore di Rete. Le perdite massime del trasformatore, sia a carico che a vuoto, dovranno essere conformi alla Direttiva 2009/125/CE che ne fissa i limiti.

	ID Documento Committente	Pagina 62 / 83
	H_054_FV_00002_BGR	Numero Revisione
		00

7.10 Stallo di consegna Terna (IR – Impianto di Rete)

Lo stallo di consegna TERNA sarà ubicato all'interno della Stazione Elettrica (SE) della RTN a 132 kV di “*Massa Finalese*”, identificata dalle seguenti coordinate:

Latitudine: 44°51'35.25”

Longitudine: 11°14'14.42”

Lo stallo sarà costituito da:

- N° 3 scaricatori di sovratensione.
- N° 3 terminali cavo AT.
- N° 3 trasformatori di tensione.
- N° 1 sezionatore di isolamento rotativo (tripolare).
- N° 3 trasformatori di corrente.
- N° 1 interruttore automatico, isolato in SF6 con comando tripolare.
- N° 2 sezionatori a pantografo (tripolare).

La corrente nominale dello stallo sarà pari a 1.250 A.

Tutte le opere, se non diversamente specificato, dovranno essere realizzate in osservanza delle Norme CEI, IEC, CENELEC, ISO, UNI in vigore.

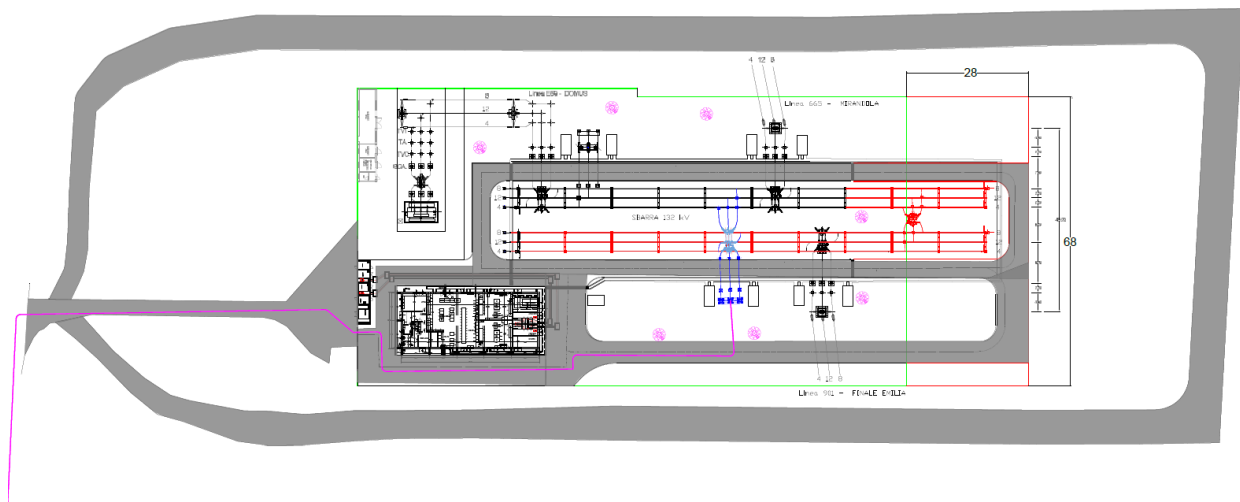


Figura 4: Planimetria stallo in SE TERNA

7.11 Cavidotto a 132kV

Per collegare la stazione di condivisione all'impianto di rete per la connessione (stallo TERNA) verrà realizzato un breve tratto di linea interrata a 132 kV della lunghezza di circa 900 m.

Verrà utilizzata una terna di cavi unipolari di tipo estruso per la posa diretta nel terreno, secondo quanto descritto più sotto.

CAVO AT XLPE
ARE4H1H5E - 87/150 kV 1x1600
non in scala

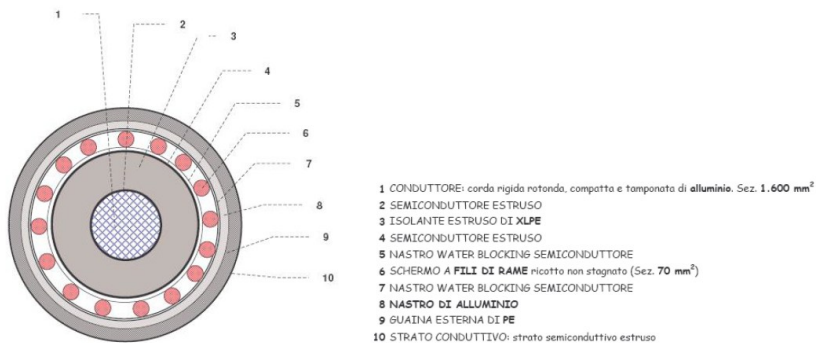


Figura 5: Planimetria stallo in SE TERNA

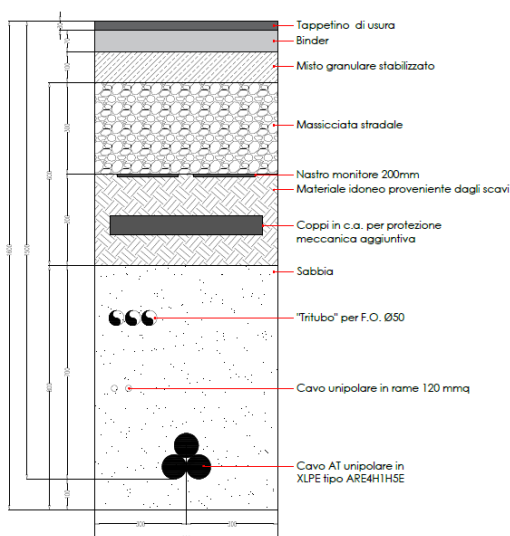


Figura 6: Posa cavo AT sotto strada asfaltata

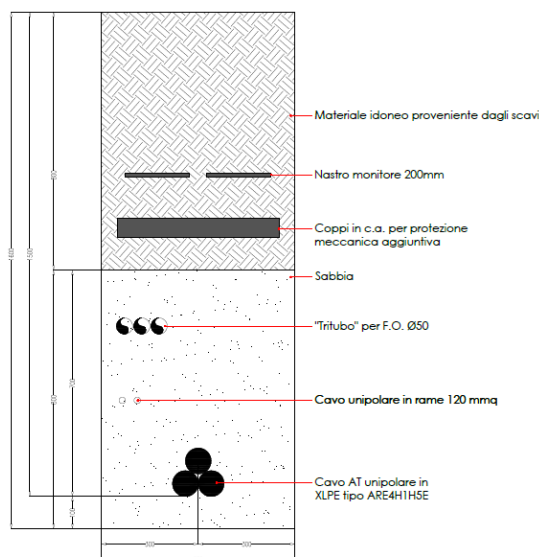


Figura 7: Posa cavo AT sotto terreno vegetale

7.12 Cavi di potenza e controllo

I cavi di potenza e quelli di controllo dovranno essere selezionati dal trattista in accordo alle norme e alle leggi vigenti.

In particolare, tutti i cavi selezionati dovranno rispettare le seguenti caratteristiche:

- “Non-flame propagation” (in accordo alle norme IEC 60332-1 e IEC 60332-3);
- “Non-fire propagation” (in accordo alle norme IEC 60332-1 e IEC 60332-3);
- “Fire resistance” (in accordo alla norma IEC 60331);
- “Low emission of toxic gas and corrosive gas” (in accordo alla norma IEC 60754);
- “Low emission of opaque smoke” (in accordo alla norma IEC 61034);

Se richiesto dalla documentazione progettuale specifica, i cavi dovranno anche essere “Hydrocarbon resistance” (in accordo alla norma IEC 60811) o resistenti a specifici stress ambientali. In linea generale, i cavi dovranno essere in alluminio al fine di limitare i possibili furti.

Per quanto riguarda i cavidotti che ricadono all’interno dell’area di proprietà della committente dovranno essere previsti in caso di giunti dei pozzetti di ispezione di idonee dimensioni.

I cavi MT e i cavi di segnali e controllo dovranno essere forniti con tutte le specifiche richieste delle norme IEC. I cavi MT dovranno essere dimensionati per funzionare più di 8 ore con una fase a terra. La guaina dei cavi dovrà essere di categoria A, in accordo alla norma IEC 60322, per quanto riguarda la propagazione delle fiamme. I conduttori dovranno avere come sezione minima, a seconda dell’applicazione e del materiale di cui sono costituiti:

Tipologia di applicazione	Rame	Alluminio
Cavi MT	35 mm ²	70 mm ²
Cavi DC per la connessione dai pannelli alle String Box	4.0 mm ²	6.0 mm ²

Cavi in DC per la connessione dalle String Box agli inverter	70.0 mm ²	120 mm ²
Cavi in AC per la connessione degli inverter distribuiti alle CU	80.0 mm ²	120 mm ²
Cavi di potenza dalle batterie all'UPS	25 mm ²	40 mm ²
Cavi di potenza BT (alimentazione ausiliari)	2.5 mm ²	4 mm ²
Cavi di illuminazione BT	2.5 mm ²	4 mm ²
Cavi di controllo e segnale	1.5 mm ²	2.5 mm ²

Tabella 21: sezione minima cavi elettrici di potenza

Tutti i cavi in DC dovranno essere dimensionati per avere una tensione minima di 1.500 V. I cavi elettrici dovranno essere forniti in accordo alla normativa della CE Regolamento UE 05/2011. In ogni caso, verranno rispettate nel presente progetto le caratteristiche minime richieste (come da documento MO.5.PO.IEN.RINN.1.R03 - CRITERI GENERALI DI PROGETTAZIONE di IREN Green Generation Tech s.r.l.) per i cavi BT e dei cavi OMT in funzione del loro tipo di utilizzo e applicazione.

7.12.1 Tipologie di cavi da adottare

Nella sezione 132kV i cavi saranno di tipo ARE4H1H5E 87/150kV con sezioni e modalità di posa come da paragrafo 7.11.

Nella sezione 30kV, sia interna che esterna al campo fotovoltaico, i cavi saranno di tipo ARG7H1RNRX 18/30kV direttamente interrati senza l'utilizzo protezioni meccaniche supplementari grazie alla presenza dell'armatura.

Nella sezione BT (AC 800V) i cavi saranno di tipo TOP SOLAR PV SWA AL 1,8/3kV direttamente interrati con l'utilizzo protezioni meccaniche supplementari.

Nella sezione BT (DC 1500V) i cavi solari saranno di tipo H1Z2Z2-K 1,5kV interrati entro tubazioni nei tratti che vanno dagli inverter ai tracker di campo. Una volta in prossimità dei tracker i cavi solari verranno staffati tramite fascette alle strutture.

Per maggiori informazioni rispetto alle tipologie di cavi utilizzate, si rimanda all'elaborato **H_054_FV_00022_BEL "LISTA CAVI"**.


7.12.2 Modalità di installazione

La progettazione delle condutture (percorsi cavi, materiali utilizzati per le condutture) dovrà garantire la massima protezione meccanica e il minimo danneggiamento dei cavi. Ogni cavo dovrà essere dotato di opportuna marchiatura per una facile identificazione e dovrà essere permanentemente installata sul componente ed in maniera sicura e indelebile. Dovranno essere posizionati in maniera tale da risultare facilmente leggibile dopo che il componente è stato installato in situ.

Tutti i cavi saranno bloccati o fascettati tra loro ad intervalli regolari, sia se posati orizzontale che in verticale. Le fascette utilizzate dovranno essere di materiale resistente alla corrosione.

I cavi fuori terra dovranno essere fissati per evitare che siano danneggiati durante la costruzione dello scavo. I cavi nei passaggi aerei dovranno essere facilmente visibili e/o essere provvisti di barriere protettive.

I cavi posati direttamente nel terreno saranno posati su un letto di sabbia preventivamente preparato.

	ID Documento Committente H_054_FV_00002_BGR	Pagina 66 / 83
		Numero Revisione
		00

Le modalità di posa dovranno avvenire utilizzando tutte le attrezzature omologate e delle necessarie precauzioni dettate dal costruttore del cavo, in modo da evitare qualsiasi tipo di danno.

L'Appaltatore, per le operazioni di posa del cavo, dovrà utilizzare attrezzature idonee allo scopo, costruite ed utilizzate in modo da non danneggiare il cavo e soprattutto il suo isolamento. Sarà severamente vietato trascinare i cavi a terra, su pareti, mensole, ecc. Per l'installazione dei connettori a compressione dovranno essere utilizzati tenaglie, presse e matrici che soddisfano i requisiti dei costruttori dei connettori.

Durante la posa di cavi l'appaltatore sarà tenuto a rispettare i seguenti requisiti:

- le bobine devono essere maneggiate con cura in modo che possano essere restituite in buone condizioni;
- entrambe le estremità del cavo dovranno essere controllate prima di essere svolti per confermare che sono sigillati con tappi in materiale termoretraibile o piombo. Se il tappo risulterà danneggiato, la Committente potrà chiedere la sostituzione della sezione del cavo danneggiato;
- ogni eventuale anomalia dovrà essere immediatamente comunicata;
- le estremità dei cavi recisi dopo il taglio dovranno essere subito protette con tappi in materiale termorestringente. È severamente vietato l'uso di materiali ferrosi (chiodi, filo di ferro, bar) per fissare le estremità dei cavi alla bobina: in caso di cortocircuiti causati da danni allo strato di isolamento, la Società si riserva il diritto di rivalersi contro l'Appaltatore;
- i cavi dovranno essere utilizzati nel miglior modo possibile per ridurre al minimo gli sprechi;
- i cavi non dovranno essere sottoposti a improvvisa piegatura, ammaccature, graffi o stiramento della guaina.


Per maggiori informazioni rispetto alle modalità di installazione, si rimanda all'elaborato **H_054_FV_00025_BED "SEZIONI TIPICHE CAVI DC E AC"**.

7.13 Contatori

L'impianto includerà un adeguato numero di contatori. In particolare, dovranno essere previsti nelle seguenti posizioni:

- ogni Conversion Unit sarà dotata di un contatore lato Bassa Tensione;
- la Cabina di Raccolta avrà un contatore per ogni arrivo linea dalle Conversion Unit e per la linea di alimentazione dei carichi ausiliari;
- nel punto di consegna con la rete si dovrà prevedere un contatore di scambio.

I contatori di produzione non fiscali dovranno ugualmente avere un'accuratezza al pari dei contatori di misura. I contatori dovranno essere connessi al sistema SCADA (cavo Ethernet) e sistema di telelettura attraverso modem GSM. I contatori dovranno essere provvisti di antenna ad alto guadagno per la telelettura. I contatori di produzione devono avere trasformatori di misura con accuratezza fiscale (sigla UTF). Per maggiori dettagli, si prega di far riferimento all'elaborato **H_054_FV_00017_BEU "SCHEMA ELETTRICO UNIFILARE AC – CC"**.

	ID Documento Committente H_054_FV_00002_BGR	Pagina 67 / 83
		Numero Revisione
		00

7.14 Impianto di illuminazione di sicurezza

Il sistema d'illuminazione di sicurezza sarà progettato per fornire continuità d'illuminazione per la sicurezza del personale e per consentire le funzioni di controllo degli strumenti nelle cabine elettriche. I punti di illuminazione dovranno essere opportunamente posizionati in punti critici, al fine di evidenziare le vie di fuga che consentono al personale, eventualmente presente in impianto, di trovare la più breve. L'illuminazione di sicurezza dovrà consentire lo spostamento del personale lungo tutte le vie di passaggio e le vie di fuga, garantendo l'illuminazione minima sufficiente stabilita dalle Norme Nazionali e Internazionali di riferimento. Per le motivazioni di cui sopra, le cabine saranno dotate al loro interno di illuminazione di sicurezza alimentata dall'UPS di cabina. I sistemi di accumulo degli UPS delle rispettive cabine saranno dotati di un UPS di taglia adeguata (batterie con autonomia minima di 2h) e con i relativi sistemi di accumulo. L'illuminazione di sicurezza si attiverà automaticamente in caso di perdita dei circuiti di illuminazione normali e/o in caso di mancanza di alimentazione dalla Rete Nazionale.

7.14.1 Illuminazione Conversion Unit

Dovrà essere previsto per la CU un impianto di illuminazione normale e di emergenza. Tale impianto andrà protetto con interruttore magnetotermico differenziale. Il livello di illuminamento medio dovrà essere adeguato all'applicazione e concorde alla normativa tecnica vigente. Le lampade di emergenza di sicurezza dovranno essere dotate di batterie di autoalimentazione. La batteria dovrà garantire il funzionamento minimo dell'illuminazione di emergenza di 2 ore.

La Conversion Unit dovrà essere provvista di impianto di illuminazione interno ed esterno (illuminazione perimetrale).

7.14.2 Illuminazione Cabine MT

Gli ambienti interni al locale MT dovranno avere sistema di illuminazione LED con illuminamento di 200 lx e uniformità pari a 0,4. Gli apparecchi di illuminazione dovranno avere grado di protezione IP 44. I locali interni dovranno essere dotati di un sistema di illuminazione di emergenza con luci dotate di batteria con alimentazione pari ad almeno 2 ore.


7.14.3 Control Room

La control room dovrà essere dotata di un sistema di illuminazione di emergenza con luci dotate di batteria con alimentazione pari ad almeno 2 ore.

7.15 Rete di terra

Il sistema di messa a terra dovrà essere progettato per le seguenti finalità:

- messa a terra di funzionamento dei sistemi elettrici (se necessario);
- protezione contro i contatti diretti e indiretti;
- protezione contro l'accumulo di cariche elettrostatiche;
- protezione contro i fulmini.

	ID Documento Committente H_054_FV_00002_BGR	Pagina 68 / 83
		Numero Revisione
		00

Nei luoghi con pericolo di esplosione o di incendio (se presenti), devono avere, inoltre, lo scopo di chiudere l'anello di guasto e/o di convogliare a terra le eventuali correnti di dispersione con modalità tali da evitare il formarsi di scintille o surriscaldamenti che possono provocare l'innescio di esplosioni o incendi. La progettazione dell'impianto di terra dovrà tener conto delle specificità dell'area in cui verrà installato l'impianto fotovoltaico, dell'eventuale presenza della sottostazione di alta tensione AT e delle possibili interazioni con l'eventuale impianto di terra esistente. Il sistema di messa a terra sarà progettato e realizzato in accordo alle disposizioni imposte dalla normativa CEI vigente in materia.

L'impianto di terra potrà essere realizzato attraverso collegamenti equipotenziali alle barre di terra a cui verranno collegati i conduttori di terra e i conduttori di protezione PE degli impianti elettrici.

Si dovrà garantire che la resistenza di terra delle tubazioni metalliche per fluidi che possono portare alla formazione di cariche elettrostatiche, installate in aree pericolose, in modo da evitare la formazione di correnti pericolose.

Le varie parti metalliche, non esposte a parti in tensione, come ad es. le porte, le finestre, ecc. non dovranno essere collegati al sistema equipotenziale.


Le cabine prefabbricate dovranno essere già fornite di barre di messa a terra da poter collegare ai conduttori equipotenziali.

Le apparecchiature elettriche verranno messe a terra come segue:

- strutture dei quadri: alla sbarra PE del quadro elettrico;
- trasformatori: all'anello di terra della cabina;
- strutture di sostegno (tracker/fisse): parti metalliche messa a terra tramite conduttore PE di sezione minima pari a 10 mm².
- motore a bassa tensione (se presente): carcassa collegata all'impianto di terra mediante un conduttore PE. Tale conduttore può essere già presente all'interno cavo dell'alimentazione del motore stesso collegato al PE del quadro;
- dispositivi di illuminazione: le parti metalliche dei porta lampada collegati al sistema di messa a terra tramite il conduttore PE all'interno del cavo di alimentazione;
- serbatoi e tubazioni: saranno collegati al sistema di messa a terra tramite idonea connessione bullonata;
- armatura dei cavi: al conduttore PE del quadro (schermo e armatura) su entrambe le estremità.

Per tutte le cabine elettriche sarà realizzato sul fondo un anello principale di messa a terra costituito da una barra di rame, protetta contro l'ossidazione, di sezione equivalenti non inferiore a 50 mm². Il valore esatto della sezione equivalente dell'anello sarà generato a seguito di un calcolo e dimensionamento dell'impianto di terra. L'anello principale delle cabine dovrà essere collegato all'impianto di terra dell'impianto fotovoltaico almeno in 2 punti.

In generale la protezione dai contatti indiretti dovrà essere assicurata dall'installazione nei singoli circuiti terminali di dispositivi differenziali coordinati con l'impianto di terra.

	ID Documento Committente H_054_FV_00002_BGR	Pagina 69 / 83
		Numero Revisione
		00

7.15.1 Impianto di terra SSEU

L'impianto di terra sarà progettato e realizzato in accordo alla norma IEC 61936-1.

Dovrà essere realizzato presso la Sottostazione Elettrica Utente un impianto di terra costituito da maglia interrata di conduttori in rame, opportunamente dimensionati e tra loro distanziati per garantire la migliore equipotenzialità del sito. La maglia di terra della Sottostazione Elettrica Utente sarà progettata e realizzata con adeguato infittimento e adeguata sezione delle corde di rame, avvalorato da opportuno studio di dimensionamento.

Le apparecchiature e le strutture metalliche della SSEU saranno connesse all'impianto di terra mediante conduttori in rame di opportuno diametro e in modo opportuno da limitare i disturbi elettromagnetici.

In corrispondenza del cabinato MT sarà realizzato un anello perimetrale esterno di corda di rame dal quale saranno derivate le cime emergenti che saranno portate nei vari locali. La sezione minima della corda in rame nuda dovrà essere non inferiore a 50 mm². I collegamenti tra i conduttori costituenti la maglia saranno effettuati mediante morsetti a compressione in rame; i collegamenti delle cime emergenti ai sostegni delle apparecchiature ed alle strutture metalliche degli edifici saranno realizzati mediante capocorda e bullone.

La maglia di terra sarà completata con dispersori intenzionali costituiti da tondini in Cu aventi sezione minima 120 mm², fino a raggiungere una profondità di almeno 1,5 m. Vi saranno, inoltre, dispersori "operativi" o "super-dispersori" costituiti da tubi in acciaio zincato a caldo del diametro di almeno 1"½, profondi 3 m che serviranno ad avere una maggiore superficie disperdente, da collocare nei punti dove si rileverà una peggiore qualità del terreno.

In corrispondenza dei dispersori saranno utilizzati prodotti a base salina per migliorare la resistività del terreno. Per quanto riguarda la disposizione dei dispersori orizzontali, nel rispetto della norma CEI EN 50522, si adotteranno le seguenti prescrizioni:

- saranno inglobati in terra leggermente costipata;
- pietre o ghiaietto non saranno in contatto diretto con i dispersori interrati;
- il terreno locale, se dannoso per il metallo costituente il dispersore, sarà sostituito da un adatto materiale di riempimento.

7.15.2 Installazione dei conduttori di messa a terra


Sarà installato un numero adeguato di barre collettrici di terra in acciaio inox (BTH).

Generalmente i conduttori di terra seguiranno gli stessi percorsi dei cavi di potenza all'interno di canaline e/o tubi protettivi.

La sezione del conduttore di protezione all'interno del cavo di alimentazione BT sarà:

- della stessa sezione per sezione del conduttore di fase fino a 16 mm²;
- 16 mm² per conduttori tra i 25 mm² e 35 mm²;
- la metà della sezione dei conduttori di fase per i cavi con sezione superiore a 35 mm².

I valori delle sezioni su indicate sono quelli minimi accettati dalle norme. Tutti i cavi saranno dimensionati per la massima corrente di guasto a terra possibile. Gli stessi criteri verranno utilizzati

	ID Documento Committente H_054_FV_00002_BGR	Pagina 70 / 83
		Numero Revisione
		00

per il dimensionamento dei cavi di messa a terra del neutro o le barre delle macchine elettriche (generatori e trasformatori). A tale proposito dovranno essere applicate le pertinenti norme CEI (o IEC).

7.16 Sistema di protezioni


Il sistema di protezioni in generale dovrà garantire un adeguato livello di sicurezza in relazione alla:

- protezione delle persone nei confronti del rischio derivante dagli effetti della corrente elettrica sul corpo umano;
- protezione dei circuiti e delle apparecchiature da guasti o malfunzionamenti che potrebbero verificarsi;
- sicurezza del sistema elettrico nei confronti dell'interfacciamento dell'impianto con la rete elettrica nazionale.

Il sistema dovrà rispettare le prescrizioni dettate dal Gestore di Rete Nazionale

In particolare, per la protezione delle persone dovranno essere seguite le seguenti indicazioni:

- **Protezione dai contatti diretti lato CC:** Per il rischio di contatti diretti il campo fotovoltaico sarà progettato come sistema isolato da terra IT. La separazione galvanica tra il lato CC e il lato CA verrà garantita dalla presenza del trasformatore BT/MT. In tal modo, affinché un contatto accidentale sia realmente pericoloso, occorrerà che entri in contatto con entrambe le polarità del campo. Il contatto con una sola polarità non ha praticamente conseguenze a meno che una delle polarità non sia casualmente a contatto con la massa. Pertanto, per prevenire questa eventualità, sia i quadri di campo che gli inverter dovranno essere dotati di opportuno dispositivo di rilevazione di perdita di isolamento verso terra che provocherà l'interruzione dell'alimentazione e l'emissione di un segnale di allarme.
- **Protezione dai contatti accidentali sul lato CA:** La protezione dai contatti diretti e indiretti o comunque da tensioni di passo e di contatto dovrà avvenire in accordo alla normativa vigente e in modo dedicato al sistema elettrico interessato. Al fine di garantire la protezione dai contatti indiretti dovranno essere previsti interruttori differenziali o interruttori con relè differenziali associati. Nel caso in cui la protezione contro i contatti indiretti venga effettuata per mezzo di interruttori magnetotermici, andrà verificato il valore dell'impedenza dell'anello di guasto Z_g . Inoltre, dovranno essere adottate altre misure di protezione come la realizzazione di una rete di terra primaria in grado di equipotenzializzare il terreno e ridurre la tensione totale di terra e l'utilizzo di relè di protezione attivi che garantiscono tempi di intervento accettabili.
- **Protezione da sovracorrenti sul lato CC:** Per la parte di circuito in corrente continua, la protezione contro il corto circuito (l'unica sovracorrente che può manifestarsi) verrà assicurata dalla caratteristica tensione corrente dei moduli che limita la I_{cc} degli stessi a valori di poco superiori alla loro corrente nominale. Negli impianti fotovoltaici la corrente di cortocircuito non può superare la somma delle correnti di cortocircuito delle singole stringhe.
- **Protezione da sovracorrenti sul lato CA:** La limitazione delle correnti del campo fotovoltaico comporta analoga limitazione delle correnti in uscita dagli inverter sul lato CA. I cortocircuiti sul

	ID Documento Committente H_054_FV_00002_BGR	Pagina 71 / 83
		Numero Revisione
		00

lato corrente alternata dell'impianto sono tuttavia pericolosi in riferimento al contributo alla corrente di corto circuito dato dalla rete MT. Per questo gli interruttori sul lato MT dovranno essere equipaggiati con protezioni generali di massima corrente e contro i guasti a terra opportunamente dimensionati e tarati per garantire un buon livello di selettività al corto circuito.

- **Misure di protezione contro gli effetti delle scariche atmosferiche:** Per l'individuazione dei possibili rischi dovuti alle scariche atmosferiche e valutarne l'impatto e le necessarie mitigazioni da apportare, è stata effettuata un'analisi del rischio a cui si rimanda al documento **H_054_FV_00075_BER "RELAZIONE SCARICHE ATMOSFERICHE"**.

Per quanto riguarda la fulminazione indiretta, le scariche atmosferiche potrebbero, infatti, provocare sovratensioni in grado di mettere fuori uso i componenti, in particolare gli inverter. Pertanto, all'interno dei quadri di campo, come requisito base, saranno previsti gli scaricatori di sovratensione posti a protezione sia degli inverter che dei moduli. Per maggior sicurezza anche gli inverter saranno dotati di scaricatori di sovratensione nei quadri di ingresso CC. Almeno uno scaricatore verrà installato a monte della protezione generale dell'impianto fotovoltaico.


Nei confronti del comportamento verso la rete il sistema di protezione dovrà rispettare i seguenti criteri:

- Affidabilità: la capacità del sistema di relè di funzionare correttamente quando chiamati ad operare (affidabilità) e di evitare falsi interventi (sicurezza);
- Velocità: minimo tempo di interruzione del guasto per evitare danni alle apparecchiature;
- Selettività: massima continuità di servizio con distacco minimo del sistema;
- Economia: la massima protezione al minimo costo.

Salvo diversamente specificato dalle normative locali, il sistema di protezione dovrà consentire alla Conversion Unit di essere in grado di rimanere permanentemente connessa alla rete BT ed MT se i valori di tensione e frequenza al Punto di Connessione risultano essere compresi nei range di valori comunicati dal Gestore della rete. L'appaltatore, nella fase di progetto esecutivo, dovrà validare la definizione del sistema di protezione. Quest'ultimo dovrà rispettare le prescrizioni dettate dal Gestore della rete elettrica nazionale.

Dovranno essere previste protezioni elettroniche multifunzionali capaci di poter essere interconnessi tra loro tramite bus di dati del sistema SCADA, per poterne effettuare il monitoraggio da remoto. Il sistema di protezione deve in grado di impedire il funzionamento in "isola" dell'impianto fotovoltaico, in accordo alle prescrizioni del Gestore del gestore della Rete Nazionale. Le protezioni d'interfaccia adottate, dovranno consentire all'inverter di riprendere automaticamente le condizioni operative normali alla fine di un disturbo che ne ha causato l'intervento (protezioni riarmo automatico).

Le scelte dei TA e TV saranno basate sulle caratteristiche dei principali relè di protezione e sulle eventuali prescrizioni ricevute dal Gestore della rete. I relè dovranno resistere alla tensione di prova che sarà applicata durante il pre-commissioning e la messa in servizio delle apparecchiature.

	ID Documento Committente H_054_FV_00002_BGR	Pagina 72 / 83
		Numero Revisione
		00

Durante la fase di progettazione esecutiva dovrà essere sviluppato un documento che mostra le caratteristiche tecniche di ogni circuito (cavi, interruttori, dispositivi di protezione) e i settaggi delle protezioni adottate per ognuno di essi.

Lo schema di principio del sistema di protezione dovrà esser rappresentato negli schemi unifilari di progetto sia definitivo che esecutivo.

7.16.1 Relè di protezione


Salvo diversamente specificato, le tabelle sottostanti riportano, per connessioni in AT, l'elenco delle Protezioni ANSI minime che dovranno poter essere implementate sui relè. Per gli impianti connessi in Media Tensione dovrà essere previsto nella fase di concezione dello schema elettrico unifilare uno o più dispositivi dedicati anche alla funzione di rincalzo della protezione di interfaccia per mancata apertura della stessa. Come regola generale tale dispositivo deve essere selezionato in modo da evitare che una sua apertura causi l'apertura per mancanza di tensione dei sistemi ausiliari d'impianto.

		DG-DDI (lato AT)	DG (lato MT in SSU)	Partenza linea MT	Partenza trafo MT/BT
Relè AT	F25	X			
	F27	X			
	F50-F51	X	X		
	F50BF	X			
	F59	X			
	F59N	X			
	F81	X			
Relè diff. lato AT	F87T	X	X		
	F97T	X	X		
	F99T	X	X		
	F26T	X	X		
	F63T	X	X		
	F97C	X	X		
Relè diff. lato MT	F50-F51		X		
	F50N	X	X		
	F59	X	X		
	F59N	X	X		
Relè partenze MT	F50-F51			X	X
	F50N- F51N			X	X
	F67N			X	
	F50BF			X	
	F26				X
	F97T				X

Tabella 22: Lista minime protezioni elettriche – impianto con punto di connessione in AT

Note:

- Il relè 25 è da considerarsi opzionale in corrispondenza del DG, va inserito a seconda dell'architettura di controllo implementata.


	ID Documento Committente H_054_FV_00002_BGR	Pagina 73 / 83
		Numero Revisione
		00

- La presenza del relè 67N si rende necessaria qualora il contributo alla corrente capacitiva di guasto monofase a terra della rete MT dell'Utente, calcolata con la formula di cui al punto 5.2.1.7 della norma CEI 0-16, superi l'80% della soglia S1 della protezione 51N prevista dalla norma.
- Il relè 97 è da considerarsi opzionale in corrispondenza del trasformatore MT/BT, va inserito obbligatoriamente se si prevede l'utilizzo di trasformatori ad olio.

Sono riassunti nella tabella seguente il significato dei codici ANSI riportati nelle tabelle precedenti.

Codice ANSI	Significato
F25	Dispositivo di sincronismo
F26	Dispositivo termico di protezione
F27	Relè di minima tensione
F32	Relè direzionale o a inversione di potenza
F40	Relè di campo
F46	Relè amperometrico per lo squilibrio di corrente tra le fasi
F49	Relè o dispositivo termico per la protezione di macchine o di trasformatori (sovraccarico)
F50	Relè di massima corrente ad azione istantanea
F50BF	Relè di massima corrente ad azione istantanea in caso di mancata apertura
F51	Relè di massima corrente in c.a. ad azione ritardata
F50N	Relè di massima corrente omopolare ad azione istantanea
F51N	Relè di massima corrente ritardato in c.a. collegato al neutro del secondario di tre TA, o alimentato da uno o più riduttori toroidali in parallelo
F51LR	Relè di protezione da sovracorrente inversa a.c. (a rotore bloccato)
F51G	Relè di massima corrente ritardato in c.a. alimentato da riduttore di corrente inserito sul collegamento a terra del centro stella del trasformatore
F51V	Relè di massima corrente ritardato comandato in tensione
F59	Relè di massima tensione
F59N	Relè di massima tensione omopolare di terra
F63T	Relè valvola pressione trasformatore AT/MT
F64	Relè rivelatore di terra
F64R	Relè rivelatore di terra del rotore
F66	Relè che permette solamente uno specificato numero di operazioni.
F67	Relè direzionale di massima corrente in c.a.
F67N	Relè direzionale di messa a terra del neutro
F81	Relè di frequenza
F87T	Relè differenziale o di protezione del trasformatore
F97	Relè di Buchholz per trasformatori
F99	Relè di livello olio nei trasformatori

Tabella 23: Codice ANSI

	ID Documento Committente H_054_FV_00002_BGR	Pagina 74 / 83
		Numero Revisione
		00

7.17 Principali dispositivi dell'impianto

7.17.1 Dispositivo Generale (DG)

Apparecchiatura di protezione, manovra e sezionamento la cui apertura (comandata dal Sistema di Protezione Generale) assicura la separazione dell'intero impianto dell'Utente dalla rete del TSO. Nel progetto in questione il DG sarà installato nel lato AT del trasformatore AT/MT e coincide con il DDI.

7.17.2 Dispositivo Di Interfaccia (DDI)

Una (o più) apparecchiature di manovra la cui apertura (comandata da un apposito sistema di protezione) assicura la separazione dell'impianto di produzione dalla rete, consentendo all'impianto di produzione stesso l'eventuale funzionamento in isola sui carichi privilegiati.

Nel progetto in questione il DDI coincide con il DG come già specificato nel paragrafo 7.17.1.

7.17.4 Dispositivo Del Generatore (DDG)


Apparecchiatura di manovra e protezione la cui apertura (comandata da un apposito sistema di protezione) determina la separazione del gruppo di generazione.

Nel Progetto in questione il DDG sarà installato all'interno del QGBT di ciascuna Conversion Unit; uno per ogni inverter.

7.17.5 Power Plant Controller (PPC)

Apparato le cui funzioni principali sono il monitoraggio dell'impianto, lo scambio dati fra l'impianto e il TSO ed eventuali ulteriori attori abilitati, ed inoltre la regolazione e il controllo dell'impianto stesso.

Per una rappresentazione grafica di quanto esposto, si rimanda al documento di progetto **H_054_FV_00017_BEU "SCHEMA ELETTRICO UNIFILARE AC – CC"**.

	ID Documento Committente H_054_FV_00002_BGR	Pagina 75 / 83
		Numero Revisione
		00

8 SISTEMA SCADA

8.1 Generale

Il sistema SCADA dovrà essere progettato per la gestione, acquisizione, controllo e monitoraggio dei dati dell'intero impianto fotovoltaico. La progettazione ha il compito di soddisfare, in primo luogo, i requisiti di monitoraggio e di identificazione di guasto o malfunzionamenti che potrebbero portare al fuori servizio dell'intero impianto, o parte di questo con conseguente perdita di produzione.

Il sistema sarà progettato per una valutazione puntuale e costante della condizione dell'impianto, in accordo allo standard IEC 61724, al fine di rilevare deviazioni dai valori ottimali di produzione di energia dell'impianto fotovoltaico. I dati raccolti da ogni singolo dispositivo verranno comunicati al PLC/RTU e inviati al sistema del server remoto esistente del COMMITTENTE con una cadenza temporale nell'ordine di secondi (≤ 30 secondi).

I server del sistema SCADA dovranno essere in grado di archiviare i dati gestiti per almeno l'intera vita utile dell'impianto stesso. I server dei dispositivi di data logging del sistema SCADA dovranno poter archiviare i dati per un determinato periodo fissato (almeno un mese).

8.2 Architettura sistema SCADA


Il sistema SCADA dovrà essere composto da:

- stazione per l'Operatore (ove presente);
- server di tipo industriale (ove presente);
- sistemi di comunicazione (server, web-server, gateways, switch programmati, ecc.);
- controller (PLC/RTU) compatibili con i sistemi di monitoraggio remoto della COMMITTENTE;
- sistemi di storicizzazione dei dati;
- modulo di alimentazione;
- HMI;
- cablaggio per l'interconnessione tra le cabine elettriche (cabine di trasformazione MT/BT, cabine di smistamento);
- stampanti;
- firewall per collegamenti di comunicazione verso l'esterno.

L'interfaccia dovrà essere costituita da dispositivi di campo, consistenti in schede elettroniche di acquisizione dati (input) installate nelle unità di controllo dei tracker, inverter, pannelli di controllo e unità di controllo dei dati ambientali.

I bus di comunicazione dovranno essere di tipo seriale. Attraverso i bus di I/O i valori di output sono convertiti verso il PLC/RTU, che processerà i dati in accordo alle logiche e strategie dell'impianto fotovoltaico.

La comunicazione tra i nodi principali del sistema SCADA (switch e main switch) dovrà avvenire mediante rete in fibra ottica, disposto in una configurazione ad anello. I cavi in fibra ottica dovranno essere utilizzati per la rete di comunicazione dell'impianto fotovoltaico.

	ID Documento Committente H_054_FV_00002_BGR	Pagina 76 / 83
		Numero Revisione
		00

Gli switch forniti dovranno controllare l'anello di fibra ottica e la sua ridondanza. Tutti gli switch dovranno essere alimentati sotto UPS.

Il CONTRATTISTA EPC sarà responsabile di assicurare un accurato time stamping, incluso di accurata codifica del segnale GPS, accurata sincronizzazione del clock del sistema SCADA con il segnale GPS, una rilevazione di variazioni di stato e accurato valore del clock del sistema SCADA per il time stamp dei dati.

8.3 Funzioni sistema SCADA

Il sistema SCADA dovrà monitorare/controllare i parametri dell'impianto relativi alle Conversion Unit, alla Cabina di raccolta MT e alla Sottostazione elettrica d'utenza attraverso l'acquisizione di dati in tempo reale, storicizzazione dei dati e valutazione delle performance in conformità con le norme IEC 61724 e la CEI 82-25 (dove applicabile). Il sistema SCADA dovrà garantire almeno le seguenti funzioni/funzionalità implementate all'interno di RTU/PLC:

- monitoraggio continuo di variabili analogiche e digitali dell'impianto fotovoltaico (acquisizione dati);
- massimizzare l'efficienza dell'impianto nel corso del suo ciclo vita (supervisione);
- controllo continuo di processi analogici;
- flessibilità nella configurazione per espansioni legate a future necessità dell'impianto;
- controllo di tutte le duty units attraverso semplici comandi dell'operatore;
- dispositivi per start-up e stand-by automatici.

I PLC/RTU all'interno delle Conversion Unit, delle cabine di raccolta e alla Sottostazione elettrica d'utenza dovranno contemporaneamente e costantemente eseguire data logging, archiviando i dati su lato DC, su lato AC e su tutti i sottosistemi del campo. I PLC/RTU dovranno acquisire i dati via protocollo TCP, mediante switch dedicati che raccolgano tutti i segnali della Conversion Unit. Qualora questi segnali non dovessero essere direttamente disponibili in protocollo TCP, sarà possibile l'utilizzo del protocollo Modbus RTU su bus seriale EIA RS-485 e poi convertire il segnale in Modbus TCP. Tutte le comunicazioni con i relè delle protezioni MT e AT dovranno avvenire mediante standard IEC 61850 o in alternativa mediante protocollo Modbus TCP.

Il CONTRATTISTA EPC dovrà fornire una lista Modbus in un formato compatibile con il modello fornito dalla COMMITTENTE.


Le tecnologie più recenti sul mercato dovranno essere utilizzate. I componenti hardware, firmware e software del sistema dovranno essere industrializzati e non prototipi, con una lista di applicazioni referenziate for sistemi simili.

I componenti software, firmware e hardware del sistema dovranno essere compatibili con:

- Sistemi di monitoraggio della COMMITTENTE.
- Requisiti di cyber security della COMMITTENTE.

La progettazione industriale dovrà fornire almeno quanto segue:

- hot swappable power supply con ridondanza;
- hot swappable fans con ridondanza;

	ID Documento Committente H_054_FV_00002_BGR	Pagina 77 / 83
		Numero Revisione
		00

- schede di comunicazione ridondanti, adeguate ed affidabili (ad esempio CPU duale a 64-bit, RAM espandibile, ridondanza RAID, two storage SSD hard disks).

Il server dovrà garantire specifiche di ridondanza come power supply e hot swappable hard disk drive con ridondanza, e queste dovranno permettere scalabilità e possibilità di aggiornamento per soddisfare richieste opzionali della COMMITTENTE, come per esempio sistemi di salvataggio dati ridondanti. La stazione di osservazione dello SCADA dovrà permettere una completa visione, analisi, reporting e diagnosi di guasti, reset dei guasti e controllo degli inverter. La postazione di lavoro dello SCADA dovrà essere equipaggiata con una stampante adeguata alla stampa di report generati dal sistema SCADA.

8.4 Funzioni di monitoraggio e supervisione

Di seguito si riportano i principali dispositivi di input/output che il sistema SCADA dovrà monitorare:


- monitoraggio stringhe;
- monitoraggio inverter;
- monitoraggio trasformatori MT/BT;
- monitoraggio trasformatore AT/MT;
- misurazione energia;
- status allarmi;
- misure parametri ambientali;
- comunicazione remota;
- FACP;
- impianto videosorveglianza e antintrusione;
- protezioni MT;
- protezioni AT;
- quadri BT;
- UPS;
- gruppo elettrogeno;
- sistema HVAC;
- trackers (ove presenti);
- Sottostazione Utente (AT/MT)

Tutti i dati energetici misurati dovranno essere storicizzati nel database del RTU database (sistema SCADA) ed inviati ad un server remoto della COMMITTENTE per garantire un'archiviazione definitiva. L'RTU dovrà acquisire i dati attraverso il sistema Modbus TPC o protocollo IEC 62056-21.

8.5 Funzioni di calcolo

Tutti i dispositivi devono inviare al sistema SCADA i dati necessari al calcolo dei seguenti parametri:

- scarti tra le performance attuali e quelle attese dal modello in termini di potenza [kW] ed energia [kWh];
- energia giornaliera [kWh];

	ID Documento Committente H_054_FV_00002_BGR	Pagina 78 / 83
		Numero Revisione
		00

- energia mensile [kWh];
- energia annua [kWh];
- energia totale [kWh];
- Performance Ratio dell'impianto su scala giornaliera, mensile e annua;
- emissioni equivalenti di CO₂;
- eventuali altri dati concordati tra la COMMITTENTE ed il CONTRATTISTA EPC;
- grafici comparativi tra energia giornaliera supposta ed effettiva;
- grafici comparativi tra energia mensile supposta ed effettiva;
- energia totale annua e mensile prodotta in dettaglio;
- energia prodotta per ciascun inverter su scale giornaliera, mensile e annua.

Tutti i parametri sopra indicati dovranno essere visibili in sito, sui singoli dispositivi e in maniera remota.


8.6 Principale interfaccia del sistema SCADA

Il sistema SCADA deve essere in grado di interfacciarsi con i seguenti elementi, basati sulla configurazione dell'impianto fotovoltaico:

- Sottostazione AT;
- sistemi di sicurezza;
- sistema di monitoraggio del meteo (WMS);
- FACP;
- Power Plant Controller (PPC);
- stazione di videosorveglianza.

Per ulteriori dettagli, si prega di far riferimento ai seguenti elaborati:

- **H_054_FV_00021_BED "SCHEMA IMPIANTO SCADA".**
- **H_054_FV_00042_BGR "DISCIPLINARE TECNICO".**

	ID Documento Committente H_054_FV_00002_BGR	Pagina 79 / 83
		Numero Revisione
		00

9 FACP

Tutti i locali chiusi saranno dotati di impianto di rivelazione di fumo e calore di tipo termovelocimetrico conformi alla Normativa UNI EN 54 collegati ad una centrale di controllo e gestione degli allarmi (chiamata anche in questo documento FACP) di tipo Certificata secondo EN 12094-1 dotata di protocolli di comunicazione con il sistema SCADA.

Le componenti d'impianto che possono essere oggetto o fonte d'innesco dell'incendio dovranno essere protette da un sistema di rilevazione incendio e da eventuale sistema di spegnimento/raffreddamento.


In ogni locale ed in corrispondenza degli elementi d'impianto che possono essere oggetto o fonte d'innesco dell'incendio dovranno essere presenti pulsanti di allarme incendio di colore rosso in scatola a vetro frangibile con coperchio in plastica trasparente a protezione della rottura accidentale sottesi all'impianto di rilevazione ed alla centrale di controllo; inoltre, dovranno essere previste all'interno ed all'esterno dei locali dei pannelli ottico acustici con il pittogramma "allarme incendio – abbandonare il locale" provvisti di certificazione EN54-3.

Sulla parete esterna della cabina principale d'impianto dovrà essere posizionato un pulsante di emergenza sgancio elettrico, sempre sotteso all'impianto di rilevazione ed alla centrale di controllo, per l'interruzione totale della fornitura di corrente in caso di emergenza incendio. L'interruzione della fornitura di corrente elettrica deve attivare l'accensione delle lampade d'emergenza (presenti almeno in numero di una unità per ogni locale) che dovranno garantire un funzionamento per un tempo minimo di 2 ore.

I pulsanti di sgancio saranno presenti anche in ogni Conversion Unit e saranno sempre sottesi all'impianto di rivelazione ed alla centrale di controllo che interrompono la fornitura elettrica del sottocampo servito.

Per maggiori dettagli, si rimanda ai seguenti elaborati:

- **H_054_FV_00076_BGR “RELAZIONE TECNICA ANTINCENDIO CAMPO FOTOVOLTAICO”.**
- **H_054_FV_00077_BGD “ELABORATI GRAFICI ANTINCENDIO CAMPO FOTOVOLTAICO”.**

	ID Documento Committente H_054_FV_00002_BGR	Pagina 80 / 83
		Numero Revisione
		00

10 CONTROLLORE CENTRALE DI IMPIANTO

Un Controllore di Centrale di Impianto (CCI) o Power Plant Controller (PPC) dovrà essere fornito per consentire all'operatore di rete di gestire e controllare la potenza dell'impianto fotovoltaico in conformità al codice di rete locale.

Il CCI dovrà soddisfare i seguenti requisiti minimi:


- essere in grado di ricevere i valori di set point definiti dall'Operatore di Rete e altri segnali secondo i requisiti del codice di rete locale.
- essere dotato di un numero adeguato di interfacce (analogiche, digitali e seriali) e supportare tutti i principali protocolli di comunicazione, come Modbus TCP/RTU, DNP3, IEC 60870-5-101, IEC 60870-5-104 e IEC 61850.
- fornire la possibilità di configurare manualmente i parametri in caso di necessità di interventi di manutenzione.
- essere in grado di comunicare tramite cavo in fibra ottica con tutte le stazioni di alimentazione/quadri ausiliari al fine di rilevare e impostare i valori operativi di ciascuna stazione di alimentazione/quadro ausiliario in modo che l'impianto fotovoltaico funzioni come un'unica unità produttiva.
- essere in grado di comunicare con i Dispositivi di Collegamento alla Rete (GCD) e il Sistema SCADA per la modifica di segnali/parametri in conformità ai requisiti dell'Operatore di Rete/codice di rete locale.

Il CCI dovrà poter espletare le seguenti funzioni:

- impostazione permanente o su richiesta al Punto di Consegna (POD) dei valori di potenza attiva, reattiva e/o del fattore di potenza;
- limitazione e controllo delle rampe di aumento e diminuzione della potenza attiva;
- riduzione automatica della potenza attiva alla frequenza di rete, definita secondo una curva caratteristica;
- riduzione della potenza;
- regolazione della potenza attiva in caso di differenza di frequenza;
- controllo della potenza reattiva notturna con impostazione su valori costanti e variabili.

I parametri comunemente monitorati saranno: potenza attiva, potenza reattiva, controllo della tensione, punti di settaggio della frequenza, stato e allarmi, e segnali/parametri CCI in conformità con i requisiti dell'Operatore di Rete e della documentazione del progetto.

Va sottolineato che la comunicazione, la connessione e l'interfaccia (sia hardware che software) tra l'Impianto Fotovoltaico e l'Operatore di Rete dovranno essere definite dal Codice di Rete locale.

	ID Documento Committente H_054_FV_00002_BGR	Pagina 81 / 83
		Numero Revisione
		00

11 SISTEMA DI MONITORAGGIO AMBIENTALE

11.1 Sistema di monitoraggio dell'impianto

Il sistema di monitoraggio ambientale avrà il compito di misurare i dati climatici e i dati di irraggiamento sul campo fotovoltaico necessari per la corretta valutazione delle performance d'impianto FV. I parametri rilevati dalla stazione di monitoraggio ambientale saranno puntualmente inviati al sistema di monitoraggio SCADA e, abbinati alle specifiche tecniche del campo FV, contribuiranno alla valutazione della producibilità teorica, parametro determinante per il calcolo delle performance dell'impianto FV. I materiali e i componenti devono essere progettati per garantire la massima affidabilità e disponibilità. Il FORNITORE dovrà indicare la durata prevista dei materiali, ipotizzando una manutenzione conforme alle raccomandazioni del FORNITORE stesso. Qualsiasi proposta di miglioramento e/o alternativa sarà presa in considerazione, purché si dimostri che la proposta è in linea con le funzionalità e le prestazioni richieste in questa specifica. Se non diversamente indicato nel presente documento, il sistema di monitoraggio e strumentazione deve essere conforme ai requisiti e alle raccomandazioni della norma IEC 61724-1:2021.

11.2 Descrizione generale

I sistemi di monitoraggio devono essere distribuiti intorno all'intero sito fotovoltaico in modo che i loro dati portino a una rappresentazione ragionevole delle condizioni meteorologiche dell'impianto fotovoltaico. Per poter effettuare una corretta valutazione delle prestazioni dell'impianto, i valori di irraggiamento misurati in campo, così come tutti i restanti valori climatici, devono essere adeguatamente valutati.


I dati ambientali acquisiti, insieme ai dati di targa dell'impianto, devono essere utilizzati in conformità alle disposizioni della norma IEC 61724 per la valutazione delle prestazioni dell'impianto.

I dati ambientali complessivi da monitorare sono:

- dati di irraggiamento sul piano orizzontale e sul piano del modulo FV (pirometri, celle di riferimento); nel caso di utilizzo di moduli fotovoltaici bifacciali è richiesta la misura dell'irraggiamento sul backsheet;
- temperatura dei moduli;
- sporcizia dei moduli;
- temperatura ambiente;
- velocità del vento;
- direzione del vento;
- precipitazioni;
- umidità dell'aria.

I dati meteorologici saranno rilevati attraverso strumenti installati su un apposito palo di sostegno o sul tetto di una Conversion Unit o direttamente sulle strutture del modulo. Questi dispositivi devono essere posizionati sul campo in modo da essere:

- in posizione baricentrica;

	ID Documento Committente H_054_FV_00002_BGR	Pagina 82 / 83
		Numero Revisione
		00

- posizionati in modo da rilevare valori il più possibile vicini alle condizioni reali del campo;
- non influenzati da aspetti ambientali esterni che possono influenzare la misurazione (ombre, riparo dal vento, fonti termiche come quelle degli inverter o delle apparecchiature elettriche, ecc.);
- facilmente collegabili alle cabine dotate di infrastrutture di telecomunicazione;
- da non creare ombreggiamenti sui moduli vicini.

I sensori di irraggiamento devono essere posizionati allo stesso angolo di inclinazione dei moduli, direttamente sulle strutture di montaggio. È inoltre necessario rispettare i diversi azimut. Tutti i dati raccolti devono essere inviati al sistema di monitoraggio SCADA e quindi elaborati per calcolare i valori di produzione previsti. Tutti i dati misurati saranno acquisiti dal sistema di monitoraggio tramite il protocollo MODBUS TCP. La classe di precisione dei dispositivi adottati deve essere Classe I. Le apparecchiature per il rilevamento dei dati meteorologici, dovendo operare sempre all'aperto, devono offrire un'adeguata resistenza alle condizioni climatiche più estreme, in modo da garantirne il pieno funzionamento. Se diversamente specificato in questa specifica o nei documenti di progetto, l'apparecchiatura dovrà essere in grado di operare nell'intervallo minimo di temperatura di $-40 \div 80$ °C.

11.3 Descrizione del sistema e dei dispositivi richiesti

Nei paragrafi successivi sono descritte le apparecchiature che compongono il sistema di monitoraggio meteorologico: i sensori meteo di campo, la stazione meteorologica e altre apparecchiature speciali.

11.3.1 Sensori meteo di campo


I sensori meteo di campo saranno costituiti da:

- n.2 celle di riferimento installate sul piano del campo;
- n.1 piranometro installato sul piano del campo;
- n.2 sistema di rilevamento della temperatura del modulo (sensore di temperatura sul retro del modulo);
- cavi e accessori per una corretta installazione.

11.3.2 Stazione meteorologica centrale

Stazione meteorologica centrale è composta da:

- n.1 piranometro/albedometro (nel caso di impianti bifacciali) installato sul piano orizzontale (componente Stazione meteorologica centrale);
- n.1 misuratore di temperatura ambiente (componente Stazione meteorologica centrale);
- n.1 misuratore di velocità e direzione del vento (componente Stazione meteorologica centrale);
- n.1 sistema di rilevamento delle precipitazioni (componente Stazione meteorologica centrale);
- n.1 sistema di rilevamento dell'umidità dell'aria (componente Stazione meteorologica centrale);
- data logger con possibilità di selezionare diversi protocolli di comunicazione come Modbus TCP/IP o RS485, ecc;

	ID Documento Committente H_054_FV_00002_BGR	Pagina 83 / 83
		Numero Revisione
		00

- dispositivi di interfaccia;
- dispositivi di memorizzazione dei dati;
- cavi e dispositivi di montaggio necessari.

11.3.3 Requisiti minimi per impianti fotovoltaici

Per maggiori dettagli, si rimanda all'elaborato **H_054_FV_00042_BGR “DISCIPLINARE TECNICO”**.