



AGROVOLTAICO CANDELA - COMUNI DI CANDELA E ASCOLI SATRIANO (FG)

PROGETTO DEFINITIVO

Autorizzazione Unica ai sensi del D.Lgs. 29 dicembre 2003, n. 387 per un impianto agrovoltaiico di superficie pari a 136ha costituito da olivo, vite, officinali, orticole e foraggere integrate ad un impianto fotovoltaico con tracker monoassiali (78 MWp) sito nel Comune di Candela (FG) e Ascoli Satriano (FG)

CODICE ELABORATO: R.5		TITOLO ELABORATO: Relazione tecnica impianti elettrici, linee elettriche e connessioni
SCALA: -	FORMATO: A4	

PROPONENTE:
ARGOS S.R.L.
Via Guido d'Arezzo 15 - 20145 Milano (MI)
C.F. e P.IVA 02377660564
argos.srls@legalmail.it

AMMINISTRATORE
Filiberto Fons Francesc

PROGETTISTA:

 **Studio Santi**
Innovation in Energy

We support the Sustainable Development Goals CERTIFIED ISO 9001, ISO 14001, ISO 50001

Studio Santi srl con socio unico
Via Enrico Fermi n. 46 - 00058 Santa Marinella (RM)
www.studiosanti.eu - info@studiosanti.eu
tel +39 0766 53 68 98

Ing. Federico Santi
Ordine degli Ingegneri di Roma N. A20930

 **iride**
Istituto per la Ricerca e l'Ingegneria Dell'Ecosostenibilità

Istituto I.R.I.D.E. Srl
Via Cristoforo Colombo 163 - 00147 Roma
www.istituto-iride.com - iride@pec.istituto-iride.com
Tel +39 06 51606033

Ing. Mauro Di Prete
Ordine degli Ingegneri di Roma N. A14624



REV.	DATA	STATO	PREPARATO	RIESAMINATO	APPROVATO
00	05-07-2023	PRIMA EMISSIONE	Fio. CASTELLANI	Fra. CASTELLANI	F. SANTI

Questo documento o parte di esso non può essere riprodotto, salvato, trasmesso, riutilizzato in altri progetti in alcuna forma sia essa elettronica, meccanica, fotografica senza la preventiva autorizzazione di Studio Santi srl. Le informazioni contenute nel presente documento sono da intendersi valide limitatamente all'oggetto del documento stesso. Altre informazioni sono da ritenersi non valide ai fini dell'esecuzione. Le informazioni riportate nel presente documento non sono da intendersi "shop drawing" e pertanto l'esecutore delle opere dovrà verificare in campo quanto necessario per l'acquisto dei materiali.

Sommario

1	PREMESSA.....	2
2	NORMATIVE E LEGGI DI RIFERIMENTO.....	2
3	DEFINIZIONE	4
4	DATI DI PROGETTO	4
5	ARCHITETTURA DELL'IMPIANTO.....	5
6	CRITERI DI PROGETTO.....	7
7	FOTOVOLTAICO	7
8	INVERTER	9
9	POWER STATION.....	11
10	CAVO DI MEDIA TENSIONE	13
11	CABINA DI CONTROLLO E DI PARALLELO.....	14
12	CABINA DI PARALLELO MT.....	14
13	LOCALE TRASFORMATORE PER SERVIZI AUSILIARI.....	15
14	CONTROL ROOM DELL'IMPIANTO	15
15	LOCALE MISURE.....	15
16	LOCALE GRUPPO DI EMERGENZA.....	15
17	MAGAZZINO, SPOGLIATOIO, SERVIZI IGIENICI	15
18	ALTA TENSIONE	16
18.1	Sistemi di monitoraggio e controllo	16
18.2	Teleinformazioni.....	16
18.3	Sistemi di regolazione e servizi di rete	16
18.4	Sistemi di registrazione oscillografica	17
18.5	Qualità dell'alimentazione della rete	17
18.6	Sistemi di regolazione e servizi di rete	17
18.7	Controllo della produzione.....	18
18.8	Regolazione della potenza reattiva	18
18.9	Regolazione della potenza attiva in funzione della frequenza.....	19
18.10	Inserimento graduale della potenza immessa in rete.....	20
18.11	Insensibilità agli abbassamenti di tensione.....	20
18.12	Sistemi di teledistacco della produzione.....	21
18.13	Elettrodotto di alta tensione	22

1 PREMESSA

La presente relazione tecnica ha come fine descrivere l'impianto denominato "AGRIVOLTAICO CANDELA" da realizzare nel Comune di Candela (FG) e la sua relativa connessione in AT alla SE RTN Camerelle nel Comune di Ascoli Satriano (FG). La titolarità dell'impianto è della ARGOS srl, società con sede in Via Salari n. 12 C.F. e P.Iva 02377660564.

2 NORMATIVE E LEGGI DI RIFERIMENTO

L'impianto fotovoltaico oggetto della presente relazione sarà realizzato in conformità alle vigenti Leggi/Normative tra le quali si segnalano le seguenti principali:

NORMATIVA FOTOVOLTAICA

CEI 82-25: Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa tensione;

UNI 10349: Riscaldamento e raffrescamento degli edifici. Dati climatici;

UNI 8477: Energia solare – Calcolo degli apporti per applicazioni in edilizia – Valutazione dell'energia raggiante ricevuta; CEI EN 60904: Dispositivi fotovoltaici – Serie;

CEI EN 61215 (CEI 82-8): Moduli fotovoltaici in silicio cristallino per applicazioni terrestri. Qualifica del progetto e omologazione del tipo;

CEI EN 61646 (CEI 82-12): Moduli fotovoltaici (FV) a film sottile per usi terrestri - Qualifica del progetto e approvazione di tipo;

CEI EN 61724 (CEI 82-15): Rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici - Linee guida per la misura, lo scambio e l'analisi dei dati;

CEI EN 61730-1 (CEI 82-27) Qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV) - Parte 1: Prescrizioni per la costruzione;

CEI EN 61730-2 (CEI 82-28) Qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV) - Parte 2: Prescrizioni per le prove;

CEI EN 62108 (CEI 82-30): Moduli e sistemi fotovoltaici a concentrazione (CPV) - Qualifica di progetto e approvazione di tipo;

CEI EN 62093 (CEI 82-24): Componenti di sistemi fotovoltaici - moduli esclusi (BOS) – Qualifica di progetto in condizioni ambientali naturali;

EN 62116 Test procedure of islanding prevention measures for utility-interconnected photovoltaic inverters;

CEI EN 50380 (CEI 82-22): Fogli informativi e dati di targa per moduli fotovoltaici;

CEI EN 50521 (CEI 82-31) Connettori per sistemi fotovoltaici - Prescrizioni di sicurezza e prove; CEI EN 50524 (CEI 82-34) Fogli informativi e dati di targa dei convertitori fotovoltaici;

CEI EN 50530 (CEI 82-35) Rendimento globale degli inverter per impianti fotovoltaici collegati alla rete elettrica;

EN 62446 (CEI 82-38) Grid connected photovoltaic systems - Minimum requirements for system documentation, commissioning tests and inspection;

CEI 20-91 Cavi elettrici con isolamento e guaina elastomerici senza alogeni non propaganti la fiamma con tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e 1500 V in corrente continua per applicazioni in impianti fotovoltaici.

ALTRA NORMATIVA SUGLI IMPIANTI ELETTRICI

- CEI 0-2: Guida per la definizione della documentazione di progetto per impianti elettrici;
- 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-UNEL 35027: Dimensionamento cavi in Media Tensione
- CEI 11-20: Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria;
- CEI EN 50438 (CEI 311-1) Prescrizioni per la connessione di micro-generatori in parallelo alle reti di distribuzione pubblica in bassa tensione;
- 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 EN 60099-1 (CEI 37-1): Scaricatori - Parte 1: Scaricatori a resistori non lineari con spinterometri per sistemi a corrente alternata;
- CEI EN 60439 (CEI 17-13): Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT), serie;
- CEI EN 60445 (CEI 16-2): Principi base e di sicurezza per l'interfaccia uomo-macchina, marcatura e identificazione - Individuazione dei morsetti e degli apparecchi e delle estremità dei conduttori designati e regole generali per un sistema alfanumerico;
- CEI EN 60529 (CEI 70-1): Gradi di protezione degli involucri (codice IP);
- CEI EN 60555-1 (CEI 77-2): Disturbi nelle reti di alimentazione prodotti da apparecchi elettrodomestici e da equipaggiamenti elettrici simili - Parte 1: Definizioni;
- CEI EN 61000-3-2 (CEI 110-31): Compatibilità elettromagnetica (EMC) - Parte 3: Limiti - Sezione 2: Limiti per le emissioni di corrente armonica (apparecchiature con corrente di ingresso ≤ 16 A per fase);
- CEI EN 62053-21 (CEI 13-43): Apparat per la misura dell'energia elettrica (c.a.) – Prescrizioni particolari - Parte 21: Contatori statici di energia attiva (classe 1 e 2);
- CEI EN 62053-23 (CEI 13-45): Apparat per la misura dell'energia elettrica (c.a.) – Prescrizioni particolari - Parte 23: Contatori statici di energia reattiva (classe 2 e 3);
- CEI EN 50470-1 (CEI 13-52) Apparat per la misura dell'energia elettrica (c.a.) - Parte 1: Prescrizioni generali, prove e condizioni di prova - Apparato di misura (indici di classe A, B e C)
- CEI EN 50470-3 (CEI 13-54) Apparat per la misura dell'energia elettrica (c.a.) - Parte 3: Prescrizioni particolari - Contatori statici per energia attiva (indici di classe A, B e C);
- CEI EN 62305 (CEI 81-10): Protezione contro i fulmini, serie;
- CEI 81-3: Valori medi del numero di fulmini a terra per anno e per chilometro quadrato; CEI 20-19: Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V;
- CEI 20-20: Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750 V; CEI 13-4: Sistemi di misura dell'energia elettrica - Composizione, precisione e verifica;
- CEI UNI EN ISO/IEC 17025:2008 Requisiti generali per la competenza dei laboratori di prova e di taratura.

NORMATIVA A CARATTERE GENERALE

- DM 81/08 sulla sicurezza nei cantieri mobili D.Lgs. 380/01 Testo Unico sull'edilizia
- D.Lgs. 285/92 Codice della Strada e Regolamento attuativo D.Lgs. 152/01 Testo Unico sull'ambiente
- Per quanto riguarda il collegamento alla rete e l'esercizio dell'impianto, le scelte progettuali devono essere conformi alle seguenti normative e leggi:
- Norma CEI 11-20 e CEI 11-20;V1 per il collegamento alla rete pubblica
- I riferimenti di cui sopra possono non essere esaustivi. Ulteriori disposizioni di legge, norme e deliberazioni in materia, anche se non espressamente richiamati, si considerano applicabili.

3 DEFINIZIONE

Gli impianti fotovoltaici sono sistemi in grado di captare e trasformare l'energia solare in energia elettrica, impianti connessi ad una rete elettrica di distribuzione (grid-connected): l'energia viene convertita in corrente elettrica alternata per alimentare il carico-utente e/o immessa nella rete, con la quale lavora in regime di interscambio. Un impianto fotovoltaico è costituito da un insieme di componenti meccanici, elettrici ed elettronici che captano l'energia solare, la trasformano in energia elettrica, sino a renderla disponibile all'utilizzazione da parte dell'utenza. Esso sarà quindi costituito dal generatore fotovoltaico (o da un campo fotovoltaico nel caso di impianti di una certa consistenza), da un sistema di controllo e condizionamento della potenza. Il rendimento di conversione complessivo di un impianto è il risultato di una serie di rendimenti, che a partire da quello della cella, passando per quello del modulo, del sistema di controllo della potenza e di quello di conversione, ed eventualmente di quello di accumulo, permette di ricavare la percentuale di energia incidente che è possibile trovare all'uscita dell'impianto, sotto forma di energia elettrica, resa al carico utilizzatore.

4 DATI DI PROGETTO

Il sito individuato per la realizzazione dell'impianto si trova nel comune di Candela, altitudine media sul livello del mare è di circa 240 metri. L'inclinazione e l'orientamento dei moduli sono stati scelti per ottimizzare la radiazione solare incidente, i moduli saranno orientati a EST/OVEST e un tilt variabile ad inseguimento su un asse, in modo da consentire la massima raccolta di energia nell'arco dell'anno con strutture metalliche fisse. Oltre alla radiazione solare diretta è diffusa è stata considerata anche una componente di albedo. Le tavole allegare riportano lo schema a blocchi e lo schema elettrico generale dell'impianto fotovoltaico da cui si evidenziano le principali funzioni svolte dai vari sottosistemi e apparecchiature che compongono l'impianto stesso.

Con riferimento all'area disponibile del sito individuato, l'impianto è dimensionato in modo tale da costruire un campo fotovoltaico della potenza complessiva di 78 MWp (PSTC). Il modulo fotovoltaico scelto per la realizzazione dell'impianto è in silicio monocristallino con cornice, ed ha una potenza di picco di 665 Wp. I moduli sono disposti secondo file parallele, la distanza tra le stringhe è calcolata in modo che l'ombra della fila antistante non interessi la fila retrostante per inclinazione del sole sull'orizzonte pari o superiore a quella che si verifica a mezzogiorno del solstizio d'inverno nella particolare località.

Le stringhe sono costituite da 28 moduli connessi in serie. Il generatore fotovoltaico è composto complessivamente da 177.320 moduli. La superficie captante dei moduli è di circa 36,4 ha.

I valori minimi e massimi della tensione di uscita del generatore fotovoltaico nelle condizioni operative limite previste (- 10° / 70 ° C) sono compatibili con il range di funzionamento dell'inverter, che assicura l'inseguimento della massima potenza. Analogamente la corrente massima di parallelo delle stringhe è inferiore alla corrente massima tollerata in ingresso dall'inverter. I gruppi di conversione di ogni singola CT sono collegati in parallelo sul lato AC per formare un sistema trifase BT. Tale parallelo elettrico sarà collegato sul lato di bassa tensione ai trasformatori BT/MT di cui è dotata ogni singola CT. La potenza del singolo trasformatore sarà in funzione della potenza della singola CT. L'uscita MT dei trasformatori a 30 kV trifase sarà collegata a sua volta alle apparecchiature di manovra e sezionamento alla rete di raccolta energia, che convoglierà tutta l'energia ad una stazione di trasformazione 150/30 kV che verrà connessa a sua volta alla

rete RTN di Terna ove verranno progettati dal proponente e costruiti da Terna i relativi apparati di connessione.

5 ARCHITETTURA DELL'IMPIANTO

L'impianto si compone di 177.320 moduli fotovoltaici bifacciali a tecnologia monocristallina, ciascuno della potenza di 665 W per una potenza nominale totale di 78.008 kW. L'impianto è composto da 8 campi principali, a formare 8 linee in MT con collegamento ad anello, esercite ad anello aperto. Ognuno campo FV è a sua volta suddiviso in sottocampi. Per ogni sottocampo è presente una cabina di trasformazione BT/MT: ogni cabina di campo si compone di 2 inverter e di 1 trasformatore BT/MT a 30 kV. I due rami di ogni anello confluiscono nella cabina di parallelo posta in prossimità della nuova sottostazione di alta tensione (30/150 kV), nel totale saranno installate 42 CT.

LOTTO	Nome Cabina	Potenza Moduli, kWp	Potenza inverter, kW	n. moduli	n. stringhe
1	1A	2.048	2.000	3.080	110
	1B	1.583	1.500	2.380	85
	1C	1.583	1.500	2.380	85
2	2A	1.545	1.500	2.324	83
4	4A	2.067	2.000	3.108	111
	4B	2.067	2.000	3.108	111
	4C	1.601	1.500	2.408	86
5	5C	1.601	1.500	2.408	86
6	6A	2.067	2.000	3.108	111
	6B	2.048	2.000	3.080	110
	6C	2.030	2.000	3.052	109
	6D	2.030	2.000	3.052	109
	6E	2.011	2.000	3.024	108
	6F	1.545	1.500	2.324	83
	6G	1.601	1.500	2.408	86
7	7A	2.030	2.000	3.052	109

	7B	2.011	2.000	3.024	108
	7C	2.011	2.000	3.024	108
	7D	2.030	2.000	3.052	109
	7E	2.011	2.000	3.024	108
	7F	2.030	2.000	3.052	109
	7G	708	500	1.064	38
8	8A	540	500	812	29
3	3A	2.048	2.000	3.080	110
	3B	2.048	2.000	3.080	110
	3C	2.048	2.000	3.080	110
	3D	1.545	1.500	2.324	83
	3E	2.067	2.000	3.108	111
	3F	2.085	2.000	3.136	112
	3G	2.067	2.000	3.108	111
	3H	2.048	2.000	3.080	110
	3I	2.030	2.000	3.052	109
	3J	2.048	2.000	3.080	110
	3K	2.048	2.000	3.080	110
	3L	2.048	2.000	3.080	110
	3M	2.048	2.000	3.080	110
	3N	2.030	2.000	3.052	109
	3O	2.067	2.000	3.108	111
	3P	1.527	1.500	2.296	82
3Q	2.048	2.000	3.080	110	
3R	2.030	2.000	3.052	109	

	3S	1.341	1.000	2.016	72
		78.018	75.500	117.320	4.190

Le linee confluiscono in 5 cabine di ring o di parallelo MT nel quale sono alloggiati gli scomparti che ne fanno appunto il parallelo elettrico. Per i collegamenti elettrici si rimanda all'elaborato "G.10 - Schema a blocchi e schema unifilare generale impianto fotovoltaico"

6 CRITERI DI PROGETTO

Dal punto di vista elettrico il dimensionamento dell'impianto fotovoltaico si sviluppa su diversi livelli.

1. Un primo livello è inerente al dimensionamento della parte di impianto in corrente continua, dalla generazione all'inverter, che si occupa della conversione in energia elettrica in corrente alternata.
2. Il secondo livello è legato alla parte di trasformazione da bassa tensione a media tensione e al trasporto fino alla stazione di elevazione MT/AT.
3. Il terzo livello di progettazione è quello di trasformazione dell'energia elettrica da media tensione in alta tensione e alla connessione fisica dell'impianto alla rete elettrica nazionale.

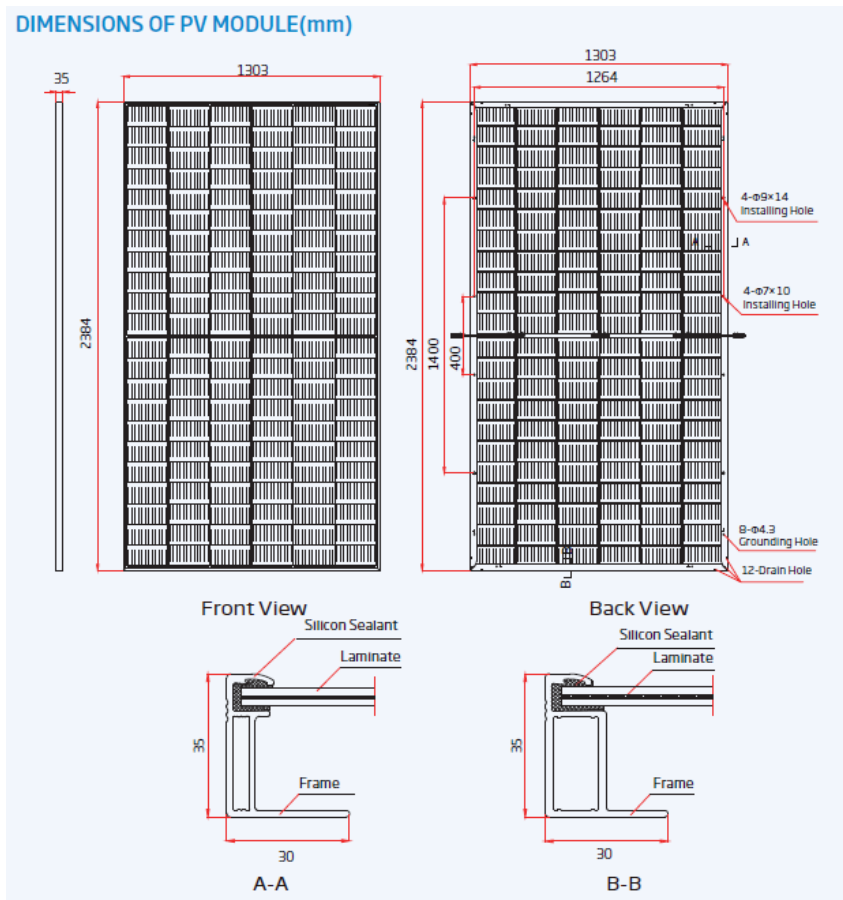
7 FOTOVOLTAICO

Le grandezze elettriche della parte di generazione sono dettate dalle caratteristiche del modulo fotovoltaico scelto. È stato scelto un modulo fotovoltaico a tecnologia cristallina le cui grandezze elettriche sono riportate di seguito. Si tenga presente che tali valori possono essere suscettibili di variazione da qui alla costruzione dell'impianto. Questo a causa della particolare velocità con il quale si evolve la tecnologia costruttiva dei moduli fotovoltaici.

ELECTRICAL DATA (STC)

Peak Power Watts- P_{MAX} (Wp)*	645	650	655	660	665
Power Tolerance- P_{MAX} (W)			0 ~ +5		
Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V)	37.5	37.7	37.9	38.1	38.3
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	17.23	17.27	17.31	17.35	17.39
Open Circuit Voltage- V_{OC} (V)	45.3	45.5	45.7	45.9	46.1
Short Circuit Current- I_{SC} (A)	18.31	18.35	18.40	18.45	18.50
Module Efficiency η_m (%)	20.8	20.9	21.1	21.2	21.4

STC: Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5. *Measuring tolerance: ±3%.



8 INVERTER

L'impianto è dotato di inverter della INGETEAM – modello Ingecon o similari con le caratteristiche elettriche del tipo di seguito elencate:

	1170TL B450	1400TL B540	1500TL B578	1560TL B600	1600TL B615
Input (DC)					
Recommended PV array power range ⁽¹⁾	1,157 - 1520 kWp	1,389 - 1,824 kWp	1,487 - 1,952 kWp	1,543 - 2,026 kWp	1,582 - 2,077 kWp
Voltage Range MPP ⁽²⁾	645 - 1,300 V	769 - 1,300 V	822 - 1,300 V	853 - 1,300 V	873 - 1,300 V
Maximum voltage ⁽³⁾	1,500 V				
Maximum current	1,870 A				
N° inputs with fuse holders	6 up to 15 (up to 12 with the combiner box)				
Fuse dimensions	63 A / 1,500 V to 500 A / 1,500 V fuses (optional)				
Type of connection	Connection to copper bars				
Power blocks	1				
MPPT	1				
Max. current at each input	From 40 A to 350 A for positive and negative poles				
Input protections					
Overvoltage protections	Type II surge arresters (type I-II optional)				
DC switch	Motorized DC load break disconnect				
Other protections	Up to 15 pairs of DC fuses (optional) / Insulation failure monitoring / Anti-islanding protection / Emergency pushbutton				
Output (AC)					
Power IP54 @30 °C / @50 °C	1,169 kVA / 1,052 kVA	1,403 kVA / 1,263 kVA	1,502 kVA / 1,352 kVA	1,559 kVA / 1,403 kVA	1,598 kVA / 1,438 kVA
Current IP54 @30 °C / @50 °C	1,500 A / 1,350 A				
Power IP56 @27 °C / @50 °C ⁽⁴⁾	1,169 kVA / 1,035 kVA	1,403 kVA / 1,242 kVA	1,502 kVA / 1,330 kVA	1,559 kVA / 1,380 kVA	1,598 kVA / 1,415 kVA
Current IP56 @ 27°C / @ 50°C ⁽⁴⁾	1,500 A / 1,328 A				
Rated voltage ⁽⁵⁾	450 V IT System	540 V IT System	578 V IT System	600 V IT System	615 V IT System
Frequency	50 / 60 Hz				
Power Factor adjustable	Yes, 0-1 (leading / lagging)				
THD (Total Harmonic Distortion) ⁽⁶⁾	<3%				
Output protections					
Overvoltage protections	Type II surge arresters				
AC breaker	Motorized AC circuit breaker				
Anti-islanding protection	Yes, with automatic disconnection				
Other protections	AC short circuits and overloads				
Features					
Maximum efficiency	98.9%				
Euroefficiency	98.5%				
Max. consumption aux. services	4,700 W (25 A)				
Stand-by or night consumption ⁽⁷⁾	90 W				
Average power consumption per day	2,000 W				

Autorizzazione Unica ai sensi del D.Lgs. 29 dicembre 2003, n. 387 per un impianto agrovoltaiico di superficie pari a 136ha costituito da olivo, vite, officinali, orticole e foraggiere integrate ad un impianto fotovoltaico con tracker monoassiali (78 MWp) sito in Candela (FG) e Ascoli Satriano (FG)

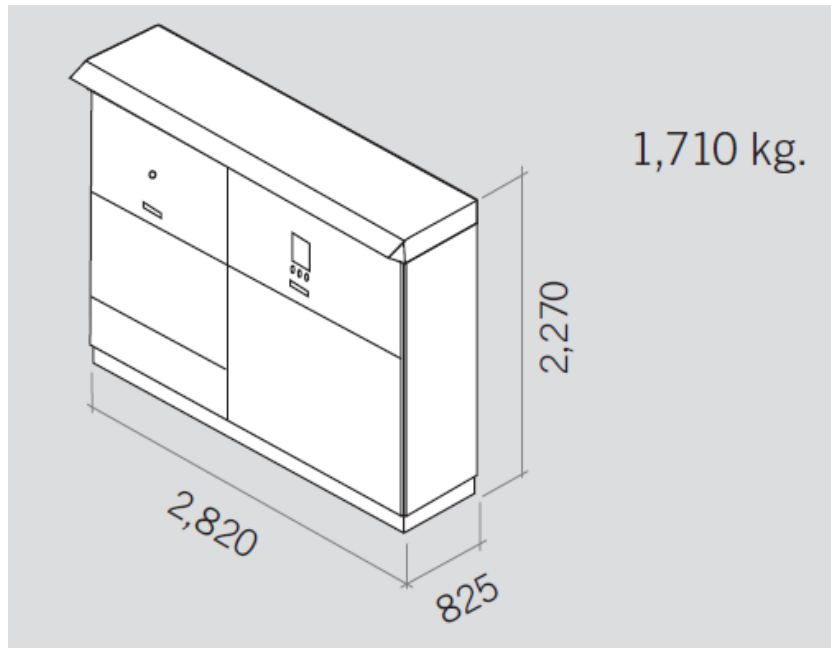
R.5 – Relazione tecnica impianti elettrici, linee elettriche e connessioni

General Information	
Ambient temperature	-20 °C to +57 °C
Relative humidity (non-condensing)	0 - 100%
Protection class	IP54 (IP56 with the sand trap kit)
Corrosion protection	External corrosion protection
Maximum altitude	4,500 m (for installations beyond 1,000 m, please contact Ingeteam's solar sales department)
Cooling system	Air forced with temperature control (230 V phase + neutral power supply)
Air flow range	0 - 7,800 m³/h
Average air flow	4,200 m³/h
Acoustic emission (100% / 50% load)	<66 dB(A) at 10m / <54.5 dB(A) at 10m
Marking	CE
EMC and security standards	IEC 62920, IEC 61000-6-1, IEC 61000-6-2, IEC 61000-6-4, IEC 61000-3-11, IEC 61000-3-12, IEC 62109-1, IEC 62109-2, EN 50178, FCC Part 15, AS3100
Grid connection standards	IEC 62116, EN 50530, IEC 61683, EU 631/2016 (EN 50549-2, P.O.12.2, CEI 0-16, VDE AR N 4120 ...), G99, South African Grid code, Mexican Grid Code, Chilean Grid Code, Ecuadorian Grid Code, Peruvian Grid code, Thailand PEA requirements, IEC61727, UNE 206007-1, ABNT NBR 16149, ABNT NBR 16150, IEEE 1547, IEEE1547.1, DEWA (Dubai) Grid code, Abu Dhabi Grid Code, Jordan Grid Code, Egyptian Grid Code, Saudi Arabia Grid Code, RETIE Colombia, Australian Grid Code

Notes: ⁽¹⁾ Depending on the type of installation and geographical location. Data for STC conditions ⁽²⁾ Vmpp.min is for rated conditions (Vac=1 p.u. and Power Factor=1) and floating systems ⁽³⁾ Consider the voltage increase of the 'Voc' at low temperatures ⁽⁴⁾ With the sand trap kit ⁽⁵⁾ Other AC voltages and powers available upon request ⁽⁶⁾ For P_{av}>25% of the rated power and voltage in accordance with IEC 61000-3-4 ⁽⁷⁾ Consumption from PV field when there is PV power available.

La potenza nominale di ciascun inverter è di taglio variabile tra 500 – 1000 - 1500 - 2000 kVA in modo di rispettare quanto previsto dalla STMG mantenendo una potenza massima di immissione in rete pari a 75,5 MW.

Dal punto di vista geometrico, un inverter presenta le seguenti dimensioni:





9 POWER STATION

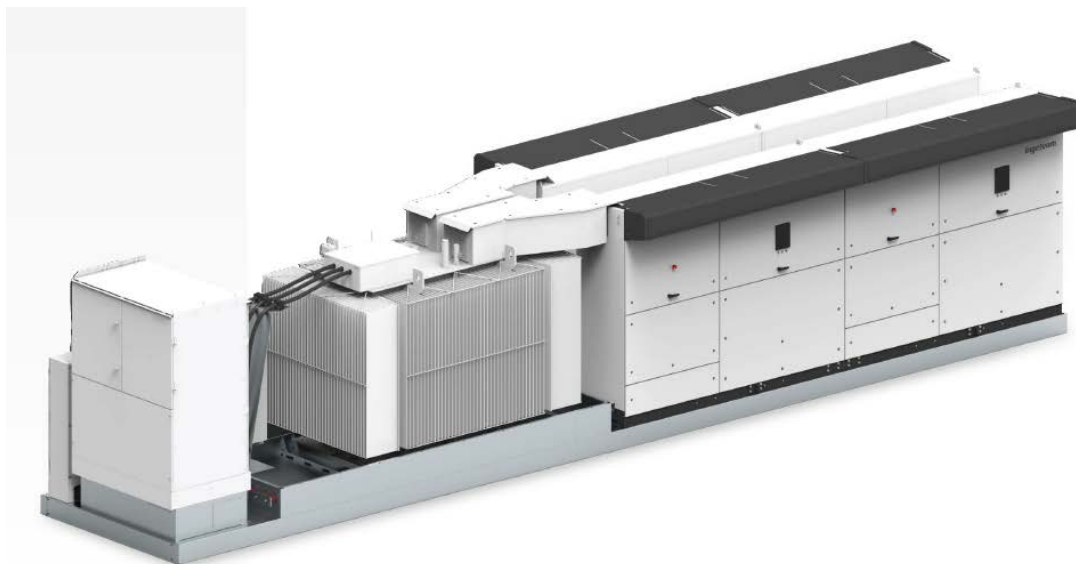
Le cabine di campo (Skid) sono costituite dalle seguenti componenti principali:

1. Inverter;
2. Trasformatore;
3. Quadri di media tensione;
4. Quadri di bassa tensione;
5. Trasformatore per servizi ausiliari;

Tali componenti sono posizionati su una piattaforma in calcestruzzo e sono di tipo outdoor ossia non necessitano di essere protetti dalle azioni atmosferiche in quanto presentano un grado di protezione tale da garantirne il funzionamento anche in caso di pioggia diretta.

La cabina di campo, prodotta dalla INGETEAM, modello Ingecon FSK B Series o similari, presenta le seguenti caratteristiche:

	1800 FSK B Series	3600 FSK B Series	5400 FSK B Series	7200 FSK B Series
General data				
Number of inverters	1	2	3	4
Max. power @30 °C / 86 °F ⁽¹⁾	1,793 kVA	3,586 kVA	5,379 kVA	7,172 kVA
Operating temperature range	from -20 °C to +50 °C			
Relative humidity (non-condensing)	0 - 100%			
Maximum altitude	3,000 masl (power derating starting at 1,000 masl)			
LV / MV Transformer				
Medium voltage	From 20 kV up to 35 kV, 50-60 Hz			
Cooling system	ONAN			
Minimum PEI (Peak Efficiency Index) ⁽²⁾	99,40%			
Protection degree	IP54			
MV Switchgear				
Medium voltage	24 kV / 36 kV / 40.5 kV			
Rated current	630 A			
Cooling system	Natural air ventilation			
Protection degree	IP54			
Equipment				
LV-AUX Switchgear	Standard version (optional monitoring system)			
LV / MV Transformer	Oil-immersed hermetically sealed transformer			
MV Switchgear	1L1A cells (2L1A optional)			
Mechanical information				
Structure type	Hot dip galvanized steel skid			
Dimensions Full Skid (W x D x H)	8,570 x 2,100 x 2,460 mm	11,390 x 2,100 x 2,460 mm	11,390 x 2,100 x 2,460 mm	11,390 x 2,100 x 2,460 mm
Full Skid	13 T	16 T	19 T	25 T
Standards	IEC 62271-212, IEC 62271-200, IEC 60076, IEC 61439-1			



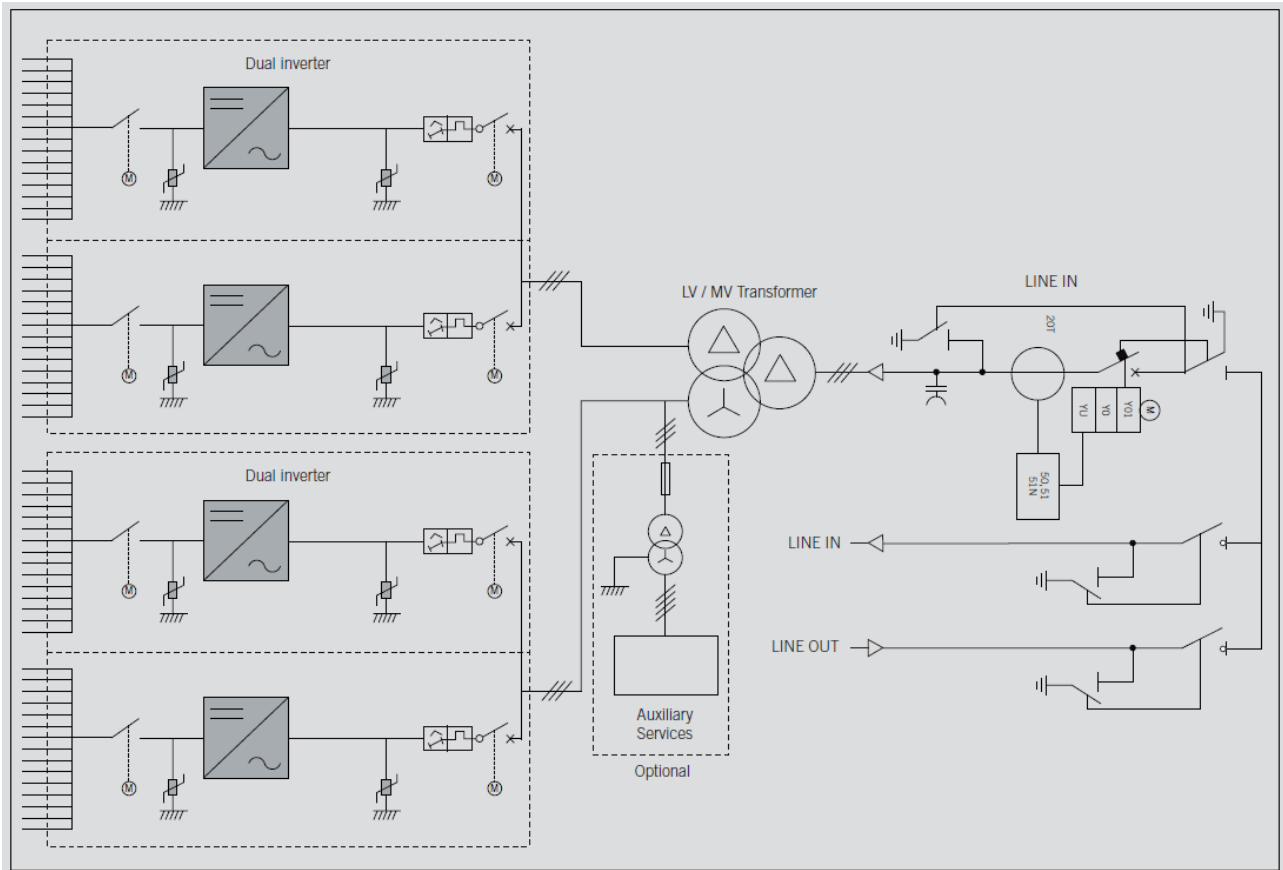
Dal punto di vista costruttivo le CT sono caratterizzate da un design compatto tale da facilitarne il trasporto e minimizzare il lavoro di installazione sul sito.

Costruttivamente presentano un telaio in acciaio adatto per essere posizionato su una soletta in calcestruzzo, da realizzare in opera.

Il trasformatore di media tensione è in olio, sigillato ermeticamente, è comunque fornito di vasca di ritenzione per le eventuali perdite dello stesso olio. Sono inoltre dotate di trasformatore da 400 V per i servizi ausiliari, di una stazione meteo e di un sistema di comunicazione remota.

Dal punto di vista ambientale presentano un range di funzionamento compreso fra -20 °C e +50 °C.

Dal punto di vista della configurazione elettrica la CT è riassunta nello seguente schema (versione con 4 inverter):



10 CAVO DI MEDIA TENSIONE

I collegamenti tra le cabine di campo e il quadro di parallelo MT viene eseguito tramite cavi di media tensione.

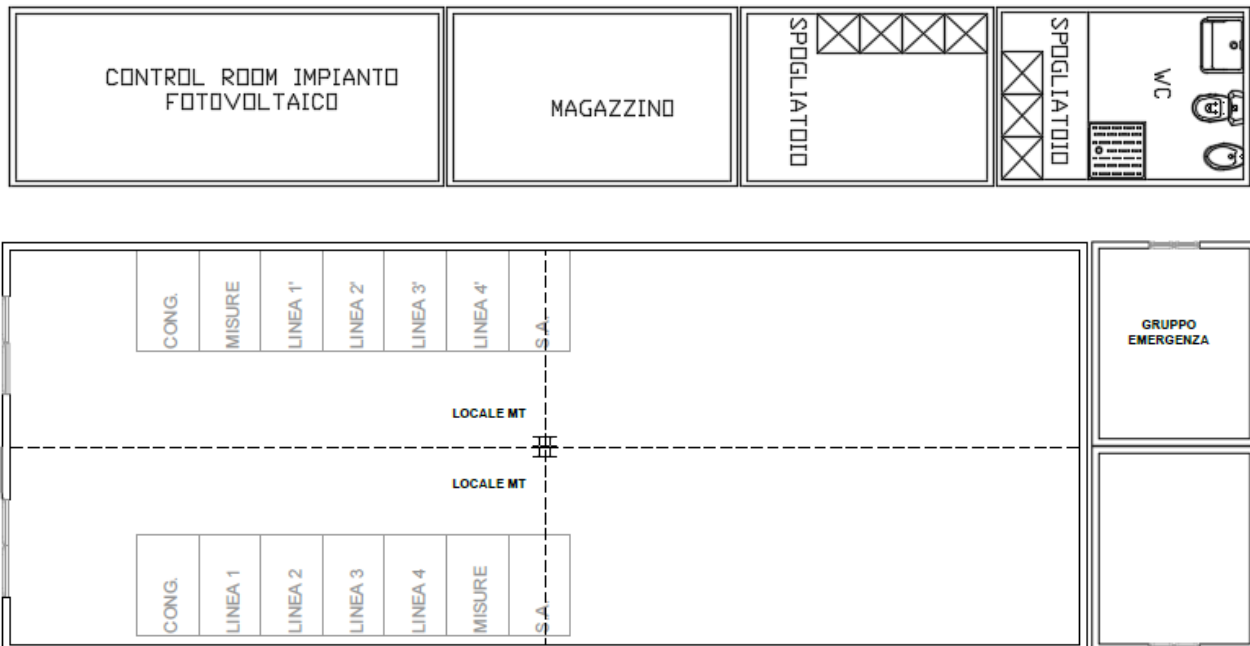
Il passaggio dei cavi avviene lungo i tratti di strade che collegano le diverse sezioni dell'impianto. Si rimanda all'allegato relativo agli scavi e alle lunghezze dei tratti per tutte le informazioni principali.

Elettricamente l'elettrodotto viene realizzato mediante cavi unipolari in rame direttamente interrati in scavo a sezione obbligatoria.

Il dimensionamento dei cavi verrà eseguito in fase di progettazione esecutiva.

11 CABINA DI CONTROLLO E DI PARALLELO

All'interno dell'impianto fotovoltaico sono presenti delle cabine prefabbricate dedicate alla gestione dell'impianto e al parallelo degli anelli di MT due rami degli anelli confluiscono nella cabina di parallelo di campo (cabina MT).



Le cabine, realizzate in box prefabbricati in Cemento Armato Alleggerito e box metallici, costituiscono i seguenti locali:

- Locale MT
- Locale trasformatore servizi ausiliari
- Control room
- Locale misure
- Locale gruppo di emergenza
- Magazzino
- Spogliatoio e servizi igienici

12 CABINA DI PARALLELO MT

I rami aperti dell'anello di ogni linea confluiscono nella cabina di parallelo posta all'interno dell'area di impianto. Dal punto di vista geometrico la posizione di detta cabina è prossima alla sottostazione in maniera tale da minimizzare i tratti di cavi di AT diminuendo le cadute di tensione e quindi perdite di prestazioni.

Nella cabina sono alloggiati:

1. Scomparto di arrivo/partenza dell'anello aperto 1
2. Scomparto di arrivo/partenza dell'anello aperto 1'

3. Scomparto di parallelo anello aperto 1 – anello aperto 1' per partenza elettrodotto verso la SEU
4. Scomparto per il trasformatore dei servizi ausiliari di cabina
5. Scomparto per trasformatori di tensione per protezioni e misure

13 LOCALE TRASFORMATORE PER SERVIZI AUSILIARI

Il locale accoglie il trasformatore di MT/BT che trasforma la tensione da 30.000 V a 400 V. Tale trasformatore si rende necessario per alimentare gli apparati di controllo e di gestione dell'intero impianto presenti in cabina. Il trasformatore è di tipo in resina e ha una potenza indicativa di circa 50 kVA.

14 CONTROL ROOM DELL'IMPIANTO

La control room è dedicata alla gestione dell'impianto. In particolare nella cabina trova alloggio il sistema accentrato dei segnali di controllo del funzionamento dell'impianto: produzione, dati meteo, dati allarme, segnali videosorveglianza, antintrusione. Sono inoltre qui posizionati i quadri elettrici di bassa tensione di alimentazione di tutti i locali del centro di controllo.

15 LOCALE MISURE

Il locale misure è dedicato ad accogliere i misuratori di energia prodotta dall'impianto. Anche se questi non hanno un valore fiscale, vengono installati al fine di monitorare la produzione e, confrontando le letture con quelli dei misuratori nelle singole CT e nella stazione di elevazione di utenza, le perdite di energia a monte e a valle. I segnali di tensione e di corrente sono prelevati direttamente dai TV e TA del quale sono dotati gli scomparti di media tensione.

16 LOCALE GRUPPO DI EMERGENZA

Qualora dovesse presentarsi la necessità di operare per operazioni di manutenzione straordinaria in assenza di tensione tale da non avere disponibile l'energia fornita dal trasformatore dei servizi ausiliari, è presente un gruppo di emergenza alloggiato nel locale dedicato. Il gruppo di emergenza ha una potenza elettrica indicativa di circa 16 kW

17 MAGAZZINO, SPOGLIATOIO, SERVIZI IGIENICI

Tenendo presente che, anche se l'impianto fotovoltaico non necessita di essere presidiato in maniera continuativa, ci si comunque presenza umana. Per questo motivo sono previsti uno spogliatoio e dei servizi igienici idonei alle esigenze del personale. È presente inoltre un locale dedicato a contenere quei componenti di riserva necessari alla ordinaria manutenzione dell'impianto (p.es. Fusibili, interruttori BT, cavi, utensileria ecc ecc).

18 ALTA TENSIONE

18.1 Sistemi di monitoraggio e controllo

L'impianto di produzione deve essere integrato nei processi di controllo del gestore della rete, sia in tempo reale sia in tempo differito, per consentire:

- nel primo caso, attraverso la visibilità di telemisure e telesegnali, l'attuazione da parte del gestore della rete di tutte le azioni necessarie alla salvaguardia del sistema elettrico;
- nel secondo caso, attraverso i sistemi di monitoraggio, le analisi dei guasti compresa la verifica del corretto funzionamento delle protezioni e del comportamento atteso dall'impianto fotovoltaico durante le perturbazioni di rete.

18.2 Teleinformazioni

L'invio delle teleinformazioni che devono pervenire al sistema di controllo del TSO/DSO è necessario per integrare l'impianto nei processi di controllo. Sia il set di dati che la modalità sono stabilite in accordo con il gestore così come i criteri di connessione degli stessi.

Il Gestore richiede inoltre all'Utente la disponibilità delle seguenti ulteriori informazioni:

- Irraggiamento [W/m^2]
- Irraggiamento piano orizzontale [W/m^2]
- Temperatura moduli [$^{\circ}C$]
- Temperatura ambiente [$^{\circ}C$]

18.3 Sistemi di regolazione e servizi di rete

I servizi di rete richiesti agli impianti fotovoltaici possono essere classificati in servizi di regolazione in condizioni di rete ordinarie e servizi di rete in condizioni eccezionali, vale a dire prescrizioni circa il comportamento degli impianti in presenza di perturbazioni di rete.

Fanno parte della prima categoria i seguenti servizi:

1. Controllo della produzione
2. Teledistacco (nel funzionamento in modalità lenta per la risoluzione delle congestioni)
3. Regolazione della potenza reattiva

Fanno parte della seconda categoria i seguenti servizi:

1. Insensibilità agli abbassamenti di tensione
2. Regolazione della potenza attiva

3. Teledistacco (utilizzato in modalità rapida come sistema di difesa)

18.4 Sistemi di registrazione oscillografica

La funzione di monitoraggio con l'installazione nell'impianto di utenza di sistemi di registrazione oscillografica si applica a tutti gli impianti di produzione di taglia non inferiore a 50 MW in conformità e secondo le specifiche del distributore. In particolare, è prescritta la registrazione delle tensioni e delle correnti più prossime al punto di connessione alla rete e l'acquisizione dei segnali relativi alle protezioni per guasti interni ed esterni all'impianto dell'Utente.

In considerazione della potenza dell'impianto, qualora valuti l'impianto di particolare importanza, anche in considerazione della connessione, il TSO/DSO potrebbe richiedere il sistema di registrazione oscillografica. Sono comunque installati, come richiesto da TSO/DSO, sistemi di protezione dotati di sistemi di oscillografia interni in grado di registrare perturbazioni di durata pari al massimo tempo di intervento dei relè e di restituire le registrazioni effettuate in formato COMTRADE.

18.5 Qualità dell'alimentazione della rete

Il funzionamento di un fotovoltaico può essere assimilato ad un generatore di corrente realizzato con dispositivi a semiconduttori che commutano ad alta frequenza. Per tale motivo possono essere causa di interferenza e/o disturbo alle utenze.

Nel rispetto della qualità dell'alimentazione prevista dal Codice di Rete, la centrale di produzione fotovoltaica deve garantire che il massimo livello di distorsione armonica totale (THD) nel punto di connessione della Centrale non superi i seguenti valori:

- $\leq 3\%$ (propria per la rete 150-132 kV)

In considerazione poi del fatto che il TSO/DSO si riserva di chiedere, qualora l'impianto non sia in produzione e sia causa di degradi della rete, la disconnessione temporanea fino al momento in cui l'impianto sarà in grado di produrre, è necessario che l'impianto sia in grado di garantire l'alimentazione dei propri servizi essenziali da una fonte secondaria, oltre a quella in AT. A tale scopo è quindi installato un gruppo di emergenza.

18.6 Sistemi di regolazione e servizi di rete

I servizi di rete richiesti agli impianti fotovoltaici possono essere classificati in servizi di regolazione in condizioni di rete ordinarie e servizi di rete in condizioni eccezionali, vale a dire prescrizioni circa il comportamento degli impianti in presenza di perturbazioni di rete.

Fanno parte della prima categoria i seguenti servizi:

1. Controllo della produzione
2. Teledistacco (nel funzionamento in modalità lenta per la risoluzione delle congestioni)
3. Regolazione della potenza reattiva

Fanno parte della seconda categoria i seguenti servizi:

1. Insensibilità agli abbassamenti di tensione
2. Regolazione della potenza attiva
3. Teledistacco (utilizzato in modalità rapida come sistema di difesa)

18.7 Controllo della produzione

L'impianto deve essere in grado di funzionare a potenza ridotta. Al solo fine di garantire la sicurezza della il TSO/DSO può, nei casi sotto indicati, richiedere una limitazione temporanea della produzione, compreso l'annullamento dell'immissione in rete. A tale scopo è necessario che la riduzione, attuata dall'Utente e sotto la sua responsabilità, avvenga senza ritardi ed in tempi brevi, ovvero entro un massimo di 15 minuti.

Le cause della limitazione della produzione dovute a motivi di sicurezza si possono, a titolo esemplificativo e non esaustivo, così riassumere:

- Congestione di rete in atto e/o rischio di sovraccarico
- Rischi potenziali di instabilità del sistema elettrico
- Rischio che si verifichi un regime di sovralfrequenza tale per cui venga minacciata la stabilità del sistema elettrico

La limitazione deve essere attuata dall'Utente da remoto e deve essere possibile in ogni condizione di esercizio dell'impianto, a partire da qualsiasi punto di funzionamento, nel rispetto del valore di potenza massima imposta dal TSO/DSO.

Deve essere possibile ridurre la produzione secondo dei gradini di ampiezza almeno pari al 10% della potenza installata.

L'ordine di riduzione da parte del TSO/DSO verrà inviato attraverso via telematica o per il tramite di procedure che garantiscano la tracciabilità della richiesta. Sarà poi l'Utente ad eseguire l'ordine.

Infine, è possibile l'invio diretto da parte del TSO/DSO di un telesegnale (setpoint) che impone all'impianto il valore massimo di potenza immessa in rete. Tale modalità non è obbligatoria ma può essere prevista in accordo con l'Utente.

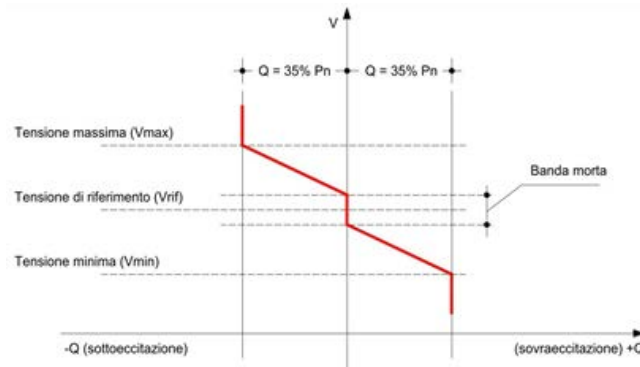
18.8 Regolazione della potenza reattiva

La Centrale in parallelo con la rete deve essere in grado di partecipare al controllo della tensione del sistema elettrico. Tale controllo deve essere realizzato in funzione del segnale di tensione prelevato dai TV installati nella sezione AT dell'impianto di utenza. Il valore di tensione di riferimento sarà comunicato TSO/DSO e dovrà essere modificato dall'Utente, se necessario, in tempo reale (logica locale); inoltre il sistema di controllo della Centrale deve essere predisposto affinché la potenza reattiva scambiata dall'impianto sia modulabile mediante un telesegnale di regolazione inviato da un centro remoto dal TSO/DSO (logica centralizzata).

La massima capacità di erogazione o assorbimento di potenza reattiva da parte della Centrale deve essere sempre pari ad almeno il 35% della Potenza nominale dei convertitori dell'impianto fotovoltaico lato corrente alternata secondo la caratteristica rappresentata in figura 3. La Centrale deve essere in grado di variare in

maniera continuativa la potenza reattiva all'interno dell'area di colore blu, a seconda delle necessità della rete.

L'erogazione o l'assorbimento di potenza reattiva dovrà avvenire secondo la curva caratteristica $Q=f(V)$ seguente:



La curva caratteristica è definita dai seguenti parametri:

- Tensione di riferimento (V_{rif}) regolabile almeno tra il 90% e il 110% della tensione nominale
- Tensione massima (V_{max}) regolabile almeno tra il 100% e il 110% della V_{rif}
- Tensione minima (V_{min}) regolabile almeno tra il 90% e il 100% della V_{rif}
- Banda morta regolabile da 0 (zero) ad almeno il $\pm 2\%$ della V_{rif}
- Potenza reattiva massima $\pm Q$ pari ad almeno il 35% della Potenza nominale dei convertitori dell'impianto fotovoltaico lato corrente alternata

La regolazione della potenza reattiva scambiata tra la Centrale e la rete deve essere attivabile su indicazione del TSO/DSO anche in condizioni di produzione di potenza attiva nulla (ad esempio in orario notturno), agendo direttamente sugli inverter.

18.9 Regolazione della potenza attiva in funzione della frequenza

Il presente servizio è necessario ai fini del controllo della frequenza del sistema elettrico. In considerazione dei tempi di risposta necessari al contenimento del degrado di frequenza, le azioni descritte non possono essere effettuate manualmente dall'operatore ma devono essere attuate da sistemi automatici che monitorano la frequenza di rete.

In particolare, durante un transitorio di frequenza, la Centrale deve essere in grado di:

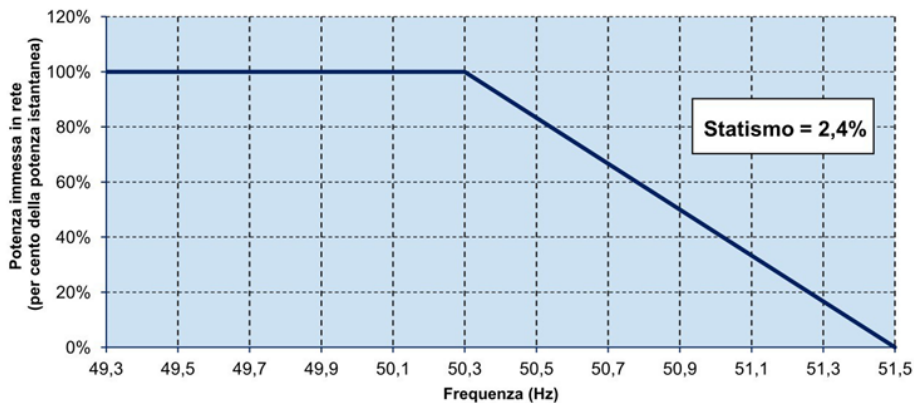
1. Non ridurre la potenza immessa in rete nei limiti previsti, per frequenze comprese tra 47,5 Hz e 50,3 Hz, salvo che per motivi legati alla disponibilità della fonte primaria;
2. Ridurre la potenza immessa in rete in funzione dell'entità di errore di frequenza positivo per frequenze comprese tra 50,3 Hz e 51,5 Hz, secondo uno statismo compreso tra il 2% e il 5%; di norma verrà impostato un valore pari al 2,4%;
3. Non riconnettersi alla rete e non aumentare il livello di produzione minimo raggiunto in caso di ridiscesa della frequenza dopo un aumento della stessa oltre il valore di 50,3 Hz (a meno che la

frequenza non si attesti per almeno 5 minuti primi ad un valore minore o uguale a 50,05 Hz), salvo diversa indicazione da parte del TSO/DSO.

In relazione al punto 1 ed in considerazione delle caratteristiche tecniche dell'impianto di produzione fotovoltaico la riduzione della potenza immessa in rete al variare in aumento della frequenza avviene in modo lineare e con tempi inferiori a 2 s.

In relazione al punto 3, al ritorno della frequenza di rete al valore nominale, l'aumento del livello di produzione avviene comunque in maniera graduale.

La banda morta del regolatore deve essere di valore non superiore a 50 mHz. Quindi l'impianto fotovoltaico è dotata di un sistema di regolazione automatica della potenza immessa in rete in funzione del valore della frequenza, compatibilmente con le potenzialità correnti della fonte primaria. La relazione tra potenza e frequenza è rappresentata dalla caratteristica della figura seguente, in cui la variazione di potenza segue uno statismo del 2,4% (annullamento dell'intera potenza prodotta per una variazione di frequenza di 1,2 Hz a partire da 50,3 Hz).



18.10 Inserimento graduale della potenza immessa in rete

In presenza di condizioni meteorologiche idonee l'impianto fotovoltaico si sincronizza con la rete aumentando la potenza immessa gradualmente con un gradiente positivo massimo non superiore al 20% al minuto della potenza erogabile dal campo fotovoltaico.

L'entrata in servizio dell'impianto con immissione di potenza è comunque condizionata ad una frequenza di rete non inferiore a 49,9 Hz e non superiore a 50,1 Hz.

18.11 Insensibilità agli abbassamenti di tensione

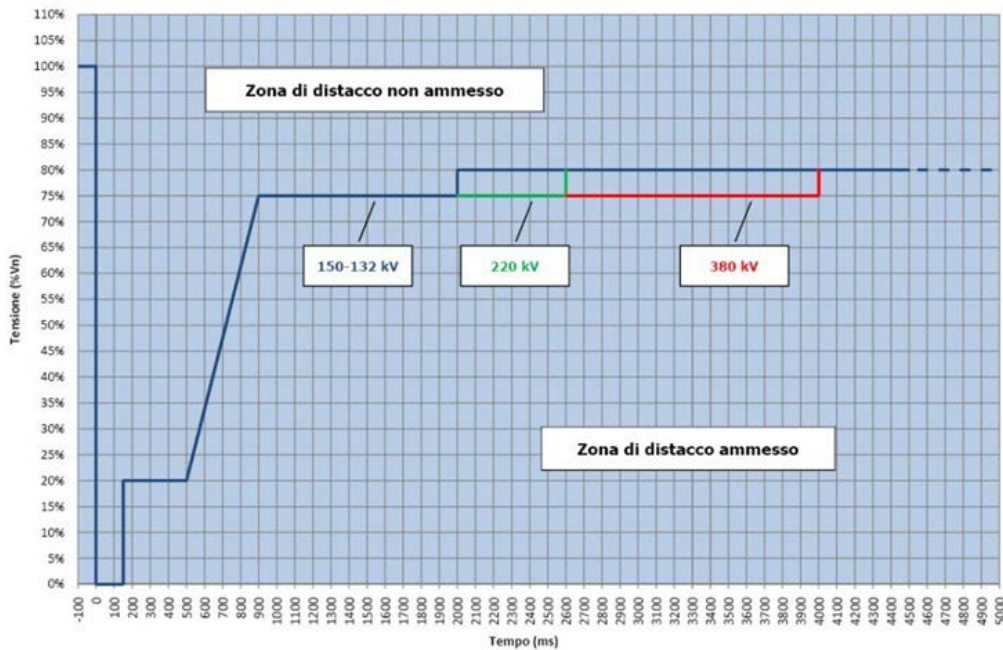
Il presente requisito del TSO/DSO rappresenta una necessità non solo per il sistema elettrico ma determina un beneficio anche all'impianto di produzione poiché, in caso di perturbazioni che coinvolgano la rete afferente all'impianto, si richiede che lo stesso non debba disconnettersi istantaneamente durante l'abbassamento di tensione conseguente ad un cortocircuito esterno. L'impianto pertanto rimane connesso alla rete AT a seguito di un qualsiasi tipo di guasto, monofase e polifase (con e senza terra), secondo le ampiezze della tensione ed i tempi indicati nella curva sottostante.

In particolare è garantita la connessione alla rete nella zona al di sopra e lungo i punti della caratteristica (V-t) indicata, dove V è la tensione concatenata nel punto di connessione.

Tali valori sono indicati in percentuale della tensione nominale. La logica di funzionamento deve essere del tipo “1 su 3”, ovvero è sufficiente che sia rilevato l’abbassamento di una sola delle tre tensioni per garantire il comportamento previsto dalla curva.

Nell’intervallo di durata dell’abbassamento di tensione l’impianto rimarrà connesso alla rete anche se non garantirà il valore di potenza immessa nell’istante immediatamente precedente al guasto.

Al ristabilirsi delle normali condizioni di funzionamento la potenza immessa in rete dovrà tornare ad un valore prossimo a quello precedente il guasto, compatibilmente con la disponibilità della fonte primaria ed in un tempo non superiore a 200 ms.



18.12 Sistemi di teledistacco della produzione

I sistemi di teledistacco consentono la riduzione parziale, compreso l’annullamento completo della produzione per mezzo di un telesegnale inviato da un centro remoto del TSO/DSO.

I dispositivi di teledistacco sono necessari a fronteggiare due tipologie di criticità: il sovraccarico dei collegamenti della rete ed i transitori di frequenza.

Si distinguono pertanto due modalità di funzionamento dell’apparato: una modalità lenta ed una modalità rapida.

Per una descrizione più dettagliata delle due modalità indicate si rimanda a quanto riportato in [A.64] precisando che il teledistacco lento viene adottato per gestire tempestivamente il verificarsi dei sovraccarichi di rete.

Tutti gli impianti si devono dotare di Unità Periferiche dei sistemi di Difesa e Monitoraggio (UPDM), atte ad eseguire le funzioni di distacco automatico, teledistacco, monitoraggio segnali e misure e, in genere, tutte le attività sugli impianti che permettono il controllo in emergenza del sistema elettrico (vedi [A.52] e [A.64]): logica centralizzata. Il sistema, la cui installazione ed il mantenimento in perfetta efficienza dell’apparato sono a cura dell’Utente, deve essere in grado di interfacciarsi con i sistemi di controllo del TSO/DSO e pertanto deve appartenere alla classe delle UPDM descritta in [A.52]. Pertanto sarà a cura

dell'Utente anche la predisposizione dei necessari canali di comunicazione per la trasmissione dati tra l'apparato UPDM e detti sistemi di controllo.

In parallelo al sistema di difesa basato sulle UPDM il TSO/DSO potrà richiedere l'attuazione di una logica di difesa locale basata sull'utilizzo delle protezioni di impianto come i relè di frequenza che in modo automatico distaccano in successione i vari sottocampi fotovoltaici (distacco parzializzato) o al limite l'intera Centrale, a seconda delle esigenze di sicurezza del sistema elettrico in dipendenza delle caratteristiche di impianto. Il distacco per massima frequenza può essere alternativo alla UPDM, sempre che l'area in cui è inserita la Centrale fotovoltaica non sia soggetta a telescatto: in questo caso l'UPDM è obbligatoria.

18.13 Elettrodotto di alta tensione

La stazione di elevazione di utenza SEU si connette in alta tensione a 150 kV alla SE RTN. La stazione di elevazione di utenza sorge all'interno dell'area di impianto in un lotto dedicato e l'elettrodotto è realizzato in interrato su terreno come meglio specificato nella relativa tavola.

La lunghezza del tratto in AT è pari a circa 9000 metri, parzialmente nel comune di Candela (FG), parzialmente nel Comune di Ascoli Satriano (FG).

Il cavo utilizzato è di tipo XLPE / Composito, largamente usato per sistemi fino a 150 kV che presenta una buona resistenza radiale alla penetrazione di umidità.



Le caratteristiche del conduttore tipo sono riportate nella tabella sottostante

Copper conductor cross-section		Outer diameter approx. mm	Cable weight approx. kg/m	Capacitance $\mu\text{F}/\text{km}$	Impedance (90°C, 50 Hz) Ω/km	Surge impedance Ω	Min. bending radius mm	Max. pulling force kN
mm ²	kcmil							
300	600	99	12	0.11	0.25	59	2000	18
500	1000	99	13	0.13	0.23	54	2000	30
630	1250	100	15	0.15	0.22	51	2000	38
800	1600	105	17	0.18	0.20	46	2100	48
1000	2000	111	20	0.19	0.19	44	2250	60
1200	2400	112	22	0.22	0.19	41	2250	72
1400	2750	115	24	0.22	0.18	40	2300	84
1600	3200	116	26	0.25	0.18	38	2350	96
2000	4000	119	30	0.27	0.17	36	2400	120
2500	5000	129	37	0.28	0.17	34	2600	150

Autorizzazione Unica ai sensi del D.Lgs. 29 dicembre 2003, n. 387 per un impianto agrovoltaiico di superficie pari a 136ha costituito da olivo, vite, officinali, orticole e foraggere integrate ad un impianto fotovoltaico con tracker monoassiali (78 MWp) sito in Candela (FG) e Ascoli Satriano (FG)

R.5 – Relazione tecnica impianti elettrici, linee elettriche e connessioni

Load Factor		Buried in soil ∴ 0.7	Buried in soil ∴ 1.0	Buried in soil ••• 0.7	Buried in soil ••• 1.0	In free air ∴ -	In free air ••• -
mm ²	kcmil	A	A	A	A	A	A
300	600	670	571	714	621	707	768
500	1000	877	739	945	813	944	1038
630	1250	1001	838	1090	930	1092	1213
800	1600	1130	939	1241	1051	1252	1405
1000	2000	1339	1106	1462	1231	1508	1687
1200	2400	1450	1192	1595	1336	1651	1863
1400	2750	1561	1280	1725	1440	1791	2031
1600	3200	1657	1353	1847	1536	1919	2195
2000	4000	1824	1482	2060	1703	2147	2490
2500	5000	2002	1618	2282	1876	2397	2815