



Progetto: **Progetto «Mirabella»**
Impianto fotovoltaico per una potenza nominale di 120 MW ed una potenza in immissione di 96 MW.

PROGETTAZIONE DEFINITIVA

Procedura: **Valutazione di impatto ambientale ex art. 23, 24 e 25 Dlgs 152/2006**

Ubicazione: **Piazza Armerina (EN), Mirabella Imbaccari (CT), Caltagirone (CT), San Michele di Ganzaria (CT) - SICILIA**

Committente:  **IBVI 12 s.r.l.**
Viale Amedeo Duca D'Aosta, n. 76
39100 Bolzano(BZ)
ibvi12srl@pec.it

Titolo: **Relazione elettrica e calcoli preliminari**

Codice elaborato: **FVMIR-CT-REL008A0** Formato: **UNI A4**

N. elaborato: **E.1** Scala:

Visti/ Firme /Timbri: **Ing. Maurizio Moscoloni**



Revisioni

Data	Rev.	Descrizione	Elaborato da:	Controllato da:	Approvato da:
12.04.2024	0	1° Emissione	Ing. Maurizio Moscoloni	Renovabile s.r.l.	IBVI 12 s.r.l.



INDICE

1	Premessa	3
2	Normativa di riferimento	3
3	Termini e definizioni	5
4	Descrizione generale dell'impianto	5
5	Dati dell'impianto	7
6	Dimensionamento del sistema	9
7	Caratteristiche tecniche dei componenti	10
7.1	Strutture di sostegno	10
7.1.1	<i>Caratteristiche tecniche</i>	11
7.2	Moduli fotovoltaici e principio di funzionamento	12
7.3	Inverter	14
7.4	Cabina di trasformazione.....	17
7.4.1	<i>Trasformatore AT/BT</i>	17
7.4.2	<i>Quadri AT e BT</i>	18
7.4.3	<i>Ausiliari</i>	19
7.4.4	<i>Impianto di terra</i>	19
7.5	Protezioni AT	19
8	Cavidotti di collegamento	20
9	Dimensionamento e verifiche	20
9.1	Prescrizioni generali per la porzione di impianto in alta tensione	21
9.1.1	<i>Protezione dalle sovratensioni</i>	21
9.1.2	<i>Protezione contro i contatti diretti</i>	21
9.1.3	<i>Protezione delle condutture dai sovraccarichi</i>	21
9.1.4	<i>Protezione contro i contatti diretti e indiretti</i>	22
9.1.5	<i>Calcolo delle correnti di impiego</i>	23
9.1.6	<i>Calcolo della temperatura dei cavi</i>	24
9.1.7	<i>Cadute di tensione</i>	24
9.2	Fornitura della rete in Alta tensione	25
9.3	Trasformatori.....	26
9.3.1	<i>Fattori di correzione per trasformatori (EN 60909-0)</i>	27
9.3.2	<i>Fattore di correzione per trasformatori (EN 60909-0 par. 6.3.3)</i>	27
9.4	Calcolo dei guasti.....	28



9.4.1	Calcolo delle correnti massime di cortocircuito	28
9.4.2	Calcolo delle correnti minime di cortocircuito.....	30
9.4.3	Calcolo guasti bifase-neutro e bifase-terra.....	31
9.4.4	Scelta delle protezioni.....	32
9.4.5	Verifica della protezione a cortocircuito delle condutture	32
9.5	Dati tecnici del cavo utilizzato	33
9.5.1	Temperatura del terreno	33
9.5.2	Resistività termica del terreno	33
10	Cabina di Campo e Cabina Utente (SSEU).....	33
10.1	Caratteristiche delle apparecchiature di alta tensione.....	34
10.2	Sistema di protezione, monitoraggio, comando e controllo	34
10.3	Impianto di Terra	36
10.4	Impianto di Sicurezza.....	36
11	Impianto di illuminazione.....	36
12	Elettrodotta di collegamento.....	37
13	Valutazione dei campi elettrici e magnetici	37
14	Inquinamento acustico	37



1 Premessa

Il progetto di cui fa parte integrante la presente relazione è finalizzato alla realizzazione di un parco fotovoltaico la cui ubicazione ricade nei Comuni di Caltagirone, San Michele di Ganzaria e Mirabella Imbaccari in provincia di Catania, e nel Comune di Piazza Armerina in provincia di Enna, nelle località “Stagno, Molino della Gatta, Poggio Vignazza, Poggio Bianco”

L’impianto, nel suo complesso, sarà caratterizzato dai seguenti parametri:

- Potenza al fine dell’immissione in rete: 96.000 kW;
- Potenza nominale del generatore: 120.022,32 kWp;

L’impianto è composto da 2 campi, di potenza rispettivamente pari a:

- Campo A: 48.172,32 kWp
- Campo B: 71.850,00 kWp

Ciascun campo sarà composto da più generatori, come riportato di seguito e desumibile dalla tabella di riepilogo allegata alla presente relazione; i generatori saranno collegati in alta tensione in configurazione entra-esce, con un massimo di 5 generatori per linea.

- Campo A: 16 generatori;
- Campo B: 24 generatori;

All’interno dei vari campi verranno installate delle cabine verso cui confluiranno le linee in CA provenienti dagli inverter. All’interno delle stesse verranno installati i trasformatori BT/AT (0,8/36 kV) con potenza nominale di 3,0 MVA, in funzione delle caratteristiche del generatore, i trasformatori di servizio ed i quadri elettrici BT ed AT.

Le linee provenienti dalle cabine installate nei 2 campi confluiranno verso le cabine di campo e da loro verso la cabina generale del parco fotovoltaico, denominata cabina di impianto (SSEU).

Tale cabina verrà collegata in antenna a 36 kV con una nuova stazione elettrica di trasformazione (SE) a 150/36 kV della RTN, da inserire in doppio entra - esce alle linee RTN a 150 kV “S.Cono – Caltagirone 2” e “Barrafranca - Caltagirone”, di cui al Piano di Sviluppo Terna, attraverso un elettrodotto Interrato AT della lunghezza complessiva di circa 17,52 Km (da intendersi come lunghezza complessiva delle terne di cavi a 36 kV).

La connessione verrà realizzata secondo la STMG comunicata dal preventivo cod pratica **202202250**, del 11.11.2022.

2 Normativa di riferimento

Nella redazione del progetto si è fatto riferimento alle seguenti norme:

- **CEI EN 61936-1**: Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in c.a, prescrizioni comuni;
- **CEI EN 50522**: Messa a terra degli impianti elettrici a tensione superiore a 1 kV in c.a.;
- **CEI 99-4**: Guida per l'esecuzione di cabine elettriche MT/BT del cliente/utente finale;
- **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 11-20**: Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria;
- **CEI EN 60904-1**: Dispositivi fotovoltaici Parte 1: Misura delle caratteristiche fotovoltaiche corrente-tensione;



- **CEI EN 60904-2:** Dispositivi fotovoltaici - Parte 2: Prescrizione per i dispositivi fotovoltaici di riferimento;
- **CEI EN 60904-3:** Dispositivi fotovoltaici - Parte 3: Principi di misura per dispositivi solari fotovoltaici (FV) per uso terrestre, con spettro solare di riferimento;
- **CEI EN 60555-1:** Disturbi nelle reti di alimentazione prodotti da apparecchi elettrodomestici e da equipaggiamenti elettrici simili -Parte 1: Definizioni;
- **CEI EN 60439:** Apparecchiature assiemate di protezione e manovra per bassa tensione (quadri BT);
- **CEI EN 60445:** Principi base e di sicurezza per l'interfaccia uomo-macchina, marcatura e identificazione - Identificazione dei morsetti degli apparecchi, delle estremità dei conduttori e dei conduttori;
- **CEI EN 60529:** Gradi di protezione degli involucri (codice IP);
- **CEI EN 60099:** Scaricatori
- **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
- **CEI 81-10/1/2/3/4 :** Protezione contro i fulmini;
- **CEI 0-2:** Guida per la definizione della documentazione di progetto per impianti elettrici;
- **UNI 10349:** Riscaldamento e raffrescamento degli edifici. Dati climatici;
- **CEI EN 61724:** Rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici. Linee guida per la misura, lo scambio e l'analisi dei dati;
- **IEC 60364-7-712:** Electrical installations of buildings - Part 7-712: Requirements for special installations or locations Solar photovoltaic (PV) power supply systems.
- **D. Lgs. 81/2008** Attuazione dell'articolo 1 della legge 3 agosto 2007, n. 123, in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro
- **DM 37/2008** Regolamento concernente l'attuazione dell'articolo 11-quaterdecies, comma 13, lettera a) della legge n. 248 del 2 dicembre 2005.
- **CEI 0-16** Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti AT e MT delle imprese distributrici di energia elettrica
- **CEI 82-25** Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica e collegati alle reti elettriche di Media e Bassa Tensione
- **IEC 61727:** Photovoltaic (PV) systems - Characteristics of the utility interface;
- **CEI EN 61215-1:** Moduli fotovoltaici (FV) per applicazioni terrestri - Qualifica del progetto e omologazione del tipo Parte 1: Prescrizioni per le prove
- **CEI EN 61215-2:** Moduli fotovoltaici (FV) per applicazioni terrestri - Qualifica del progetto e omologazione del tipo Parte 2: Procedure di prova
- **CEI EN 61000-3-2:** Compatibilità elettromagnetica (EMC) Parte 3-2: Limiti - Limiti per le emissioni di corrente armonica (apparecchiature con corrente di ingresso ≤ 16 A per fase);
- **Allegato A alla deliberazione ARG/elt99/08 valido per le richieste di connessione presentate a partire dall'1 gennaio 2011 –Versione integrata e modificata dalle deliberazioni ARG/elt79/08, ARG/elt205/08, ARG/elt130/09, ARG/elt125/10, ARG/elt51/11, ARG/elt148/11, ARG/elt187/11, 226/2012/R/eel, 328/2012/R/eel, 578/2013/R/eel, 574/2014/R/eel, 400/2015/R/eel, 558/2015/R/eel, 424/2016/R /eel, 581/2017/R/eel, 564/2018/R/eel, 592/2018/R/eel** Testo integrato delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti con obbligo di connessioni di terzi degli impianti di produzione (testo integrato delle connessioni attive – TICA).
- **Codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete - TERNA**



3 Termini e definizioni

- **Cella fotovoltaica:** dispositivo fotovoltaico fondamentale che provvede alla generazione di energia elettrica se esposto alla radiazione solare;
- **Modulo fotovoltaico:** insieme di celle fotovoltaiche interconnesse fra loro e assemblate in supporti idonei dalle case produttrici, protette dall'ambiente circostante attraverso opportuni involucri. Il modulo fotovoltaico, con le sue caratteristiche elettriche (tensione e corrente nominali), costituisce l'unità elementare per la progettazione elettrica dell'impianto fotovoltaico.
- **Stringa fotovoltaica** insieme di moduli fotovoltaici collegati in serie per raggiungere la tensione di uscita desiderata;
- **Generatore FV** insieme di stringhe fotovoltaiche collegate in parallelo per raggiungere la potenza desiderata;
- **Impianto fotovoltaico** impianto di produzione di energia elettrica mediante conversione diretta della luce, cioè della radiazione solare, in energia elettrica (effetto fotovoltaico); pertanto, esso rientra nella categoria degli impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili (cioè la cui produzione di energia elettrica risulta aleatoria in funzione del regime meteorologico istantaneo. L'impianto è essenzialmente costituito dal generatore fotovoltaico, dal gruppo di conversione e dal sistema di interfacciamento alla rete elettrica di distribuzione;
- **Inverter** dispositivo che provvede alla trasformazione dell'energia elettrica prodotta dal generatore fotovoltaico da corrente continua a corrente alternata;
- **Interfaccia rete** dispositivo che provvede all'interfacciamento dell'impianto fotovoltaico all'impianto elettrico dell'utilizzatore e, quindi, alla rete elettrica locale;
- **Potenza di picco Wp** potenza generata da un dispositivo fotovoltaico (modulo, stringa o generatore) misurata ai morsetti in corrente continua e rimostrata alle condizioni di prova standard (abbr. STC) che risultano le seguenti: Air Mass = 1.5, irraggiamento solare sul piano dei moduli pari a 1 kW/m², temperatura di lavoro della cella fotovoltaica pari a 25°C;
- **Gestore della rete** è il soggetto che presta il servizio di distribuzione e vendita dell'energia elettrica ai clienti utilizzatori (es. AEM, ENEL, TERNA);
- **Cliente utilizzatore** è la persona fisica o giuridica titolare di un contratto di fornitura di energia elettrica.

4 Descrizione generale dell'impianto

L'impianto nel suo complesso, procedendo dal punto di connessione verso il sito di produzione, sarà costituito dai seguenti componenti:

- Un collegamento elettrico del parco fotovoltaico alla rete di trasmissione di alta tensione (RTN) che avverrà tramite uno stallo dedicato presso la SE attraverso una linea in cavo AT a tensione pari a 36 kV dello sviluppo di circa 17,52 Km.
All'arrivo alla SE TERNA verranno effettuate le misure fiscali in AT.
- Due cabine raccolta (cabine di campo) all'interno del parco fotovoltaico nella quale verranno collocati i manufatti contenenti:
 - Il trasformatore di servizio completo di protezioni lato AT e lato BT;
 - I quadri elettrici in CA relativi ai servizi ausiliari;
 - Il raddrizzatore con relative batterie per l'alimentazione dei servizi ausiliari a 110 Vcc;
 - Un gruppo di continuità;
 - Un gruppo elettrogeno.



- Una cabina di impianto (SSEU) all'esterno del parco fotovoltaico nella quale verranno collocati i manufatti contenenti:
 - Il trasformatore di servizio completo di protezioni lato AT e lato BT;
 - I quadri elettrici in CA relativi ai servizi ausiliari;
 - Il raddrizzatore con relative batterie per l'alimentazione dei servizi ausiliari a 110 Vcc;
 - Un gruppo di continuità;
 - Un gruppo elettrogeno.

Nella stessa area saranno predisposti anche i locali per l'impianto di supervisione (SCADA), un ambiente da dedicare ad ufficio e dei locali di servizio.

- 10 linee interrato in AT di lunghezza compresa tra circa 980 m e circa 6,5 km, che metteranno in collegamento le cabine di campo con le cabine di trasformazione dei 2 campi; questi ultimi configurabili come delle sottostazioni preposte alla trasformazione della tensione in AT;
- Un parco fotovoltaico composto da 2 campi (A, B) con le seguenti componenti principali:

CAMPO A (GRID 1)

- 16 cabine di trasformazione "SC-x" collegate in entra-esce, dotate di:
 - a) Quadri di parallelo inverter in corrente alternata ai quali confluiranno le uscite CA degli inverter dislocati nei sottocampi;
 - b) Un numero di trasformatori AT/BT di potenza 3,0 MW come da tabella di riepilogo in allegato;
 - c) Quadri AT a protezione del/dei trasformatori e delle linee in entra-esce;
 - d) Un trasformatore AT/BT 36/0,4 kV per l'alimentazione dei servizi ausiliari;
 - e) Servizi accessori.
- 192 inverter trifase, raggruppati in numero non superiore a 12, aventi la funzione di convertire l'energia elettrica prodotta dai moduli da corrente continua a corrente alternata. A ciascun inverter, la cui potenza nominale è pari a 200 kW, verranno attestate le linee in CC provenienti dalle rispettive stringhe;
- 76.464 moduli fotovoltaici del tipo monofacciali di potenza pari a 630 Wp, installati su strutture metalliche di sostegno, per una potenza complessiva pari a 48.172,32 kWp. I moduli saranno raggruppati in stringhe da 22.

CAMPO B (GRID 2)

- 24 cabine di trasformazione "SC-x" collegate in entra-esce, dotate di:
 - a) Quadri di parallelo inverter in corrente alternata ai quali confluiranno le uscite CA degli inverter dislocati nei sottocampi;
 - b) Un numero di trasformatori AT/BT di potenza 3,0 MVA come da tabella di riepilogo in allegato;
 - c) Quadri AT a protezione del/dei trasformatori e delle linee in entra-esce;
 - d) Un trasformatore AT/BT 36/0,4 kV per l'alimentazione dei servizi ausiliari;
 - e) Servizi accessori.
- 288 inverter trifase, raggruppati in numero non superiore a 12, aventi la funzione di convertire l'energia elettrica prodotta dai moduli da corrente continua a corrente alternata. A ciascun inverter, la cui potenza nominale è pari a 200 kW, verranno attestate le linee in CC provenienti dalle rispettive stringhe;
- 114.048 moduli fotovoltaici del tipo monofacciali di potenza pari a 630 Wp, installati su strutture metalliche di sostegno, per una potenza complessiva pari a 71.850,00 kWp. I moduli saranno raggruppati in stringhe da 22.



L'impianto sarà completato da:

- Tutte le infrastrutture tecniche necessarie alla conversione CC/CA della potenza generata dall'impianto e dalla sua consegna alla rete di trasmissione nazionale;
- Opere accessorie, quali: impianti di illuminazione, videosorveglianza, antintrusione, telecontrollo.

L'impianto nel suo complesso sarà in grado di alimentare dalla rete tutti i carichi rilevanti (ad es: quadri di alimentazione servizi ausiliari, illuminazione, sala controllo ecc.).

Inoltre, in mancanza di alimentazione dalla rete, i carichi di emergenza, installati presso la cabina di raccolta, potranno essere alimentati da un generatore temporaneo diesel di emergenza e da un sistema di accumulo ad esso connesso.

5 Dati dell'impianto

Sintetizzando quanto in parte già esposto, il generatore fotovoltaico avrà una potenza nominale complessiva pari a 120.022,32 kWp, intesa come somma delle potenze nominali di ciascun modulo misurate in condizioni di prova standard (STC), ossia considerando un irraggiamento pari a 1000 W/m², con distribuzione dello spettro solare di riferimento (massa d'aria AM 1,5) e temperatura delle celle di 25°C, secondo norme CEI EN 904/1-2-3.

Il generatore sarà composto complessivamente da 190.512 moduli fotovoltaici di potenza nominale pari a 630 Wp, collegati in serie tra loro in numero pari a 22 moduli in modo da formare gruppi di moduli denominati stringhe; le correnti provenienti da ciascuna stringa vengono raccolte complessivamente da 480 inverter modulari di potenza nominale AC pari a 200 kWp, distribuiti nei campi in posizione baricentrica rispetto alle stesse.

Nella seguenti tabelle si riporta la composizione dei 2 campi:

Campo	Linee	DA	A	Lunghezza [m]	Ltot [m]	Tipo	Formazione	Potenza [kW]
A	1	CCA	CTA01	106,5	1604,32	RG7H1R 26/45 kV	3x(1x70)	9800
		CTA01	CTA02	742,82		RG7H1R 26/45 kV	3x(1x70)	7200
		CTA02	CTA03	244,6		RG7H1R 26/45 kV	3x(1x50)	4800
		CTA03	CTA04	510,4		RG7H1R 26/45 kV	3x(1x50)	2400
	2	CCA	CTA05	905,38	2311,58	RG7H1R 26/45 kV	3x(1x70)	9800
		CTA05	CTA06	891,7		RG7H1R 26/45 kV	3x(1x70)	7200
		CTA06	CTA07	360,65		RG7H1R 26/45 kV	3x(1x70)	4800
		CTA07	CTA08	153,85		RG7H1R 26/45 kV	3x(1x50)	2400
	3	CCA	CTA09	431,3	979,95	RG7H1R 26/45 kV	3x(1x70)	7200
		CTA09	CTA10	301,2		RG7H1R 26/45 kV	3x(1x50)	4800
		CTA10	CTA11	247,45		RG7H1R 26/45 kV	3x(1x50)	2400
	4	CCA	CTA12	1522,2	6502,25	RG7H1R 26/45 kV	3x(1x70)	12200
		CTA12	CTA13	2600		RG7H1R 26/45 kV	3x(1x70)	9800
		CTA13	CTA14	1155,7		RG7H1R 26/45 kV	3x(1x70)	7200
		CTA14	CTA15	450,55		RG7H1R 26/45 kV	3x(1x50)	4800
		CTA15	CTA16	773,8		RG7H1R 26/45 kV	3x(1x50)	2400
		Cdl	CCA	3300	3300	RG7H1R 26/45 kV	2x(3x1x400)	38400



Campo	Linee	DA	A	Lunghezza [m]	Ltot [m]	Tipo	Formazione	Potenza [kW]
B	1	CCB	CTB01	458,18	2939,33	RG7H1R 26/45 kV	3x(1x70)	12200
		CTB01	CTB02	180		RG7H1R 26/45 kV	3x(1x70)	9800
		CTB02	CTB03	515,7		RG7H1R 26/45 kV	3x(1x70)	7200
		CTB03	CTB04	642,55		RG7H1R 26/45 kV	3x(1x50)	4800
		CTB04	CTB05	1142,9		RG7H1R 26/45 kV	3x(1x50)	2400
	2	CCB	CTB06	1725,5	3046,05	RG7H1R 26/45 kV	3x(1x70)	9800
		CTB06	CTB07	81,55		RG7H1R 26/45 kV	3x(1x70)	7200
		CTB07	CTB08	139		RG7H1R 26/45 kV	3x(1x50)	4800
		CTB08	CTB09	1100		RG7H1R 26/45 kV	3x(1x50)	2400
	3	CCB	CTB10	2110,3	2858,5	RG7H1R 26/45 kV	3x(1x70)	9800
		CTB10	CTB11	462,9		RG7H1R 26/45 kV	3x(1x70)	7200
		CTB11	CTB12	55,75		RG7H1R 26/45 kV	3x(1x50)	4800
		CTB12	CTB13	229,55		RG7H1R 26/45 kV	3x(1x50)	2400
	4	CCB	CTB14	1605,15	2723,25	RG7H1R 26/45 kV	3x(1x70)	9800
		CTB14	CTB15	523,8		RG7H1R 26/45 kV	3x(1x70)	7200
		CTB15	CTB16	423,3		RG7H1R 26/45 kV	3x(1x50)	4800
		CTB16	CTB17	171		RG7H1R 26/45 kV	3x(1x50)	2400
	5	CCB	CTB18	2232,55	3606,4	RG7H1R 26/45 kV	3x(1x70)	9800
		CT18	CTB19	459,7		RG7H1R 26/45 kV	3x(1x70)	7200
		CTB19	CTB20	367,6		RG7H1R 26/45 kV	3x(1x50)	4800
		CTB20	CTB21	546,55		RG7H1R 26/45 kV	3x(1x50)	2400
	6	CCB	CTB22	3401,5	4037,25	RG7H1R 26/45 kV	3x(1x70)	7200
		CTB22	CTB23	312,3		RG7H1R 26/45 kV	3x(1x50)	4800
		CTB23	CTB24	323,45		RG7H1R 26/45 kV	3x(1x50)	2400
		Cdl	CCB	5140	5140	RG7H1R 26/45 kV	3x(3x1x630)	57600

RIEPILOGO

Campo	N° Moduli	N° Stringhe	N° Inverter	P _{IN} Sezione INV DC [kWp]	PIN Sezione INV AC [kW]
A	76.464	3.456	192	48.172,32	38.400,00
B	114.048	5.184	288	71.850,00	57.600,00
Totale	190.512	8.640	480	120.022,32	96.000,00



6 Dimensionamento del sistema

Il calcolo della producibilità è stato effettuato utilizzando il software di simulazione PVSYST versione 7.3.3; in allegato si riporta il report di calcolo.

Il calcolo della tensione di output del pannello, della corrente e della relativa potenza di uscita, si effettua in condizioni di prova standard (STC), ossia considerando un irraggiamento pari a 1000 W/m^2 , con distribuzione dello spettro solare di riferimento (massa d'aria AM 1,5) e temperatura delle celle di 25°C , secondo norme CEI EN 904/1-2-3.

Le caratteristiche tensione-corrente per ogni modulo vengono considerate, in uscita dallo stesso, secondo l'efficienza del pannello, in condizioni standard, pari al 25 %.

Ogni stringa sarà caratterizzata da una tensione, variabile in funzione delle condizioni di irraggiamento. La somma delle correnti di ciascuna stringa, collegate in parallelo in corrispondenza dell'inverter, determina il valore della potenza prodotta in quelle determinate condizioni.

Ai fini delle valutazioni di carattere energetico, alla potenza nominale dell'impianto vanno detratte le perdite di potenza presenti nell'impianto ed imputabili a vari fattori quali:

- Perdite per scostamento dalle condizioni STC
- Perdite dovute all'ombreggiamento dovuto alla natura orografica del paesaggio
- Perdite per riflessione
- Perdite per mismatch
- Perdite per caduta di tensione nei tratti in CC ed in CA
- Perdite dovute al rendimento dell'inverter
- Perdite nei trasformatori di tensione
- Perdite per sporcizia
- Perdite per calo di efficienza annuale
- Perdite per guasti impianto

Il dimensionamento della potenza di targa effettuato in STC normale da CEI EN 904/1-2-3 è necessario per poter uniformare la progettazione in relazione al fatto che l'effetto fotovoltaico, traduzione su materiali cristallini dell'effetto fotoelettrico, risente sostanzialmente delle variazioni di temperatura. In ultimo, il calcolo tiene in debita considerazione una stima del degrado del pannello dovuto alla sedimentazione di polveri che concorrono mutualmente al decremento delle prestazioni in ragione non sono di una limitazione della superficie assorbente, ma anche, soprattutto, ad un innalzamento della temperatura.

Parallelamente esistono fattori di incremento dell'efficienza del modulo, come ad esempio l'albedo, ovvero la capacità del terreno di riflettere la radiazione solare, calcolato anch'esso in funzione della stazione meteorologica a cui si fa riferimento e le perdite di sistema.

Al fine di una corretta progettazione del sistema, sono stati rilevati i valori della radiazione solare riferiti al piano orizzontale nel territorio del Comune di Monreale (PA).

Il valore della radiazione solare sul piano dei moduli è stato calcolato con il metodo indicato nella norma UNI 8477/1 considerata l'inclinazione dei moduli a 20°

Di seguito si riporta la tabella, estrapolata dal report, con i valori medi dell'insolazione mensile e annuale in loco.



Balances and main results								
	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	kWh	kWh	ratio
January	74,3	34,79	5,15	103,5	100,2	11884396	10913520	0,878
February	88,3	37,55	5,21	112,8	109,2	12706946	12565609	0,928
March	160,5	51,59	10,61	191,4	185,2	20791179	20573853	0,896
April	188,7	64,36	15,66	203,6	196,7	21488817	21258083	0,870
May	223,7	71,94	16,72	226,4	218,7	23825451	21693632	0,798
June	236,9	67,98	21,49	232,5	224,6	24157322	23898919	0,857
July	244,8	60,03	25,42	243,7	235,4	24946033	22238785	0,760
August	226,9	56,54	24,91	240,0	231,9	24687649	24430382	0,848
September	162,0	59,64	20,30	184,6	178,5	19623127	19413821	0,876
October	113,3	48,12	15,99	140,7	136,1	15378181	15209875	0,901
November	86,4	34,55	12,89	119,4	115,6	13333389	13188059	0,920
December	72,5	32,54	8,74	106,2	102,7	12145229	12013611	0,943
Year	1878,3	619,62	15,32	2104,8	2034,6	224967717	217398147	0,861

Legenda:

- GlobHor Radiazione orizzontale globale
- DiffHor Radiazione orizzontale diffusa
- T_Amb Temperatura ambiente
- GlobInc Radiazione aereo incidente globale
- GlobEff Efficace radiazione globale (considerando IAM e le ombre)
- EArray Efficace energia in uscita sul campo
- E_Grid Energia iniettata nella rete
- PR Rapporto di prestazione

La tabella mostra che l'energia solare raccolta in media dal piano incidente dei moduli fotovoltaici è di 1878,3 kWh/m² anno.

7 Caratteristiche tecniche dei componenti

Di seguito verranno illustrate le caratteristiche principali dei componenti procedendo dalla produzione in CC verso la RTN.

Le caratteristiche dell'impianto, nonché di tutte le componenti dello stesso, dovranno essere in accordo con le norme di legge e di regolamento vigenti ed in particolare essere conformi:

- Alle prescrizioni di autorità locali, comprese quelle dei VV.F.;
- Alle prescrizioni ed indicazioni delle Società Distributrice di energia elettrica;
- Alle norme CEI (Comitato Elettrotecnico Italiano).

Gli impianti devono essere realizzati a regola d'arte, come prescritto dalla Legge n. 186 del 1° marzo 1968 e come prescritto dal DM 37/08. Rimane tuttora valido, sotto il profilo generale, quanto prescritto dal DPR 547/55 "Norme per la prevenzione degli infortuni sul lavoro" ed il successivo D. Lgs. 81/08 con relativi aggiornamenti e circolari di riferimento.

7.1 Strutture di sostegno

Le strutture di sostegno, saranno fisse, in acciaio zincato così da garantire una vita utile di gran lunga superiore ai 20 anni, tempo di vita minimo stimato per l'impianto di produzione. Le stesse saranno ancorate al terreno mediante pali infissi e/o trivellati.



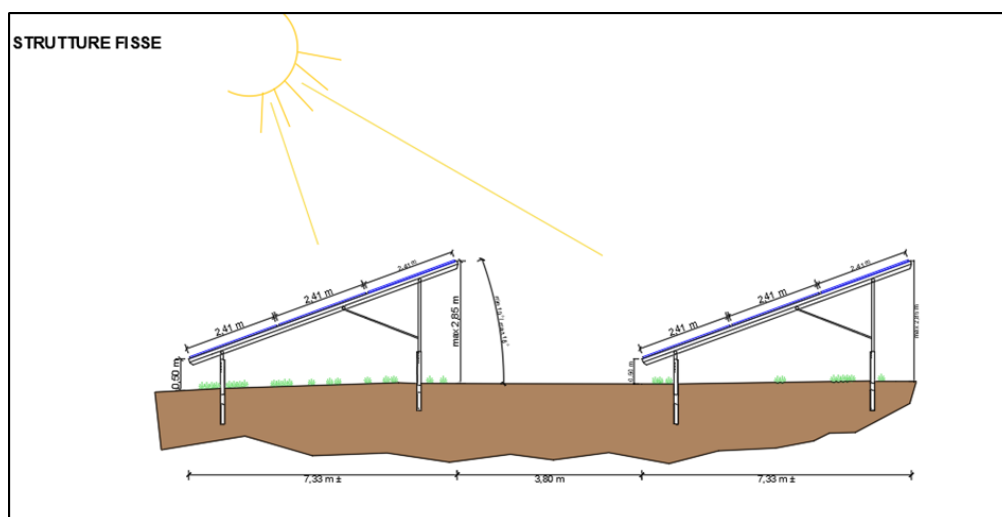
Coerentemente con la definizione delle stringhe, le strutture di supporto sono state progettate in modo tale da garantire l'installazione dei moduli appartenenti ad una stringa tutti sulla stessa struttura, al fine di facilitare le operazioni di installazione e di manutenzione ordinaria.

7.1.1 Caratteristiche tecniche

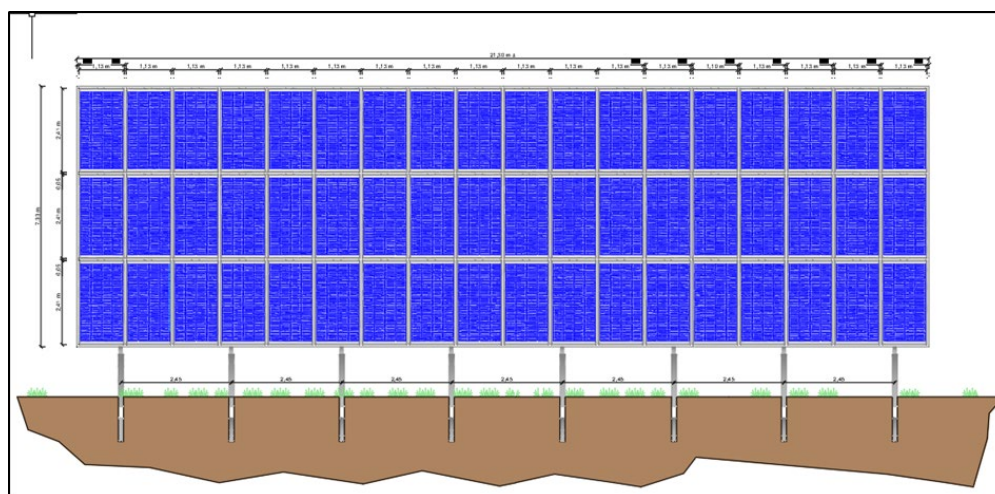
Le strutture di sostegno del tipo fisso, saranno in acciaio zincato così da garantire una vita utile di gran lunga superiore ai 20 anni, tempo di vita minimo stimato per l'impianto di produzione. Le stesse saranno ancorate al terreno mediante pali infissi e/o trivellati.

Coerentemente con la definizione delle stringhe, le strutture di supporto sono state progettate in modo tale da garantire l'installazione dei moduli appartenenti ad una stringa tutti sulla stessa struttura, al fine di facilitare le operazioni di installazione e di manutenzione ordinaria.

La struttura del tipo fissa alloggerà tre file distinte di pannelli delle dimensioni di 1,134 x 2,465 m ciascuno, i profili di supporto avranno dimensioni fuori tutto pari a 6,69 x 21,15 m. La spaziatura delle unità di supporto e la relativa altezza del punto inferiore dal terreno sono pari a 2,85 m e a 0,50 m, l'inclinazione rispetto al piano di campagna 15°~18°. Si riportano nel dettaglio i prospetti laterale e frontale.



Prospetto laterale frame's layout



Prospetto frontale frame's layout



L'ancoraggio al terreno mediante pali infissi, o eventualmente alloggiati mediante trivellazione, vedrà una profondità congrua atta a garantirne la sicurezza e la stabilità. La profondità di infissione, in ogni caso sarà compresa tra i pilastri di sostegno sono immorsati nel terreno ad una profondità variabile tra i 3,0 m e i 5,0 m in funzione delle caratteristiche meccaniche e litostratigrafiche dei terreni di fondazione.

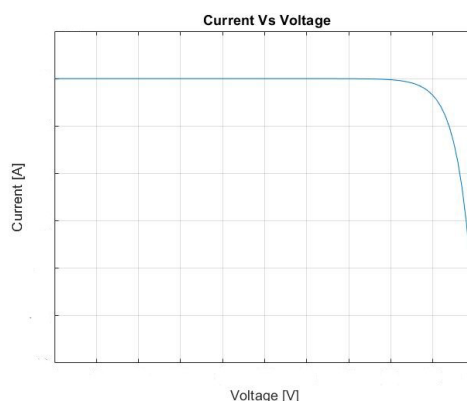
7.2 Moduli fotovoltaici e principio di funzionamento

In un impianto fotovoltaico la produzione di energia elettrica è affidata alla cella fotovoltaica, elemento base costituente l'impianto, la quale sfruttando appunto l'effetto fotovoltaico (fenomeno tipico dei materiali semiconduttori sottoposti alla sollecitazione fotoelettrica), produce energia elettrica trasformandola a partire dalla radiazione solare incidente. In sintesi, si ottiene energia elettrica grazie alla differenza di potenziale che si crea al passaggio di un elettrone da una banda di valenza a quella di conduzione a causa dell'assorbimento di un fotone.

Nei moduli fotovoltaici, quest'effetto è ottenuto mediante l'eccitazione degli elettroni di un materiale cristallino, in generale silicio, tramite assorbimento della radiazione solare. Si produce quindi una differenza di potenziale che viene sfruttata per produrre corrente. Questo effetto è descritto adeguatamente dall'equazione del diodo ideale di Shockley.

$$I = I_S - I_o \left(e^{\frac{qV_o}{\eta kT}} - 1 \right) \frac{V_o}{R_p}$$

Si riporta di seguito la caratteristica tensione-corrente di una cella fotovoltaica.



Caratteristica tensione-corrente

Dall'esame della curva, si nota immediatamente come esista un valore di tensione che determina un cedimento della corrente e quindi della tensione, questo effetto, noto come tensione di breakdown è determinato da due effetti chiamati *effetto tunnel* e *moltiplicazione a valanga*, la trattazione di questi due argomenti, tuttavia, esula dallo scopo del presente elaborato. Questo effetto però è di estrema rilevanza nella pratica perché determina un grosso limite nell'ottimizzazione della massima potenza estraibile da una cella fotovoltaica. Al fine di gestire tale fenomeno sono stati progettati dei controllori che determinano un'azione tesa alla massima estrazione di potenza e condotta da parte degli inverter. Il pannello è costituito da moduli in Silicio monocristallino a 156 (2 x 78) celle con una potenza nominale di 630Wp. Il numero di moduli che compongono una stringa è pari a 22 con tensione di stringa variabile in funzione della temperatura. Infatti, se consideriamo la dipendenza della tensione della cella dalla temperatura, ovvero:

$$V = V_{ref} + \gamma_V (T - T_{ref})$$

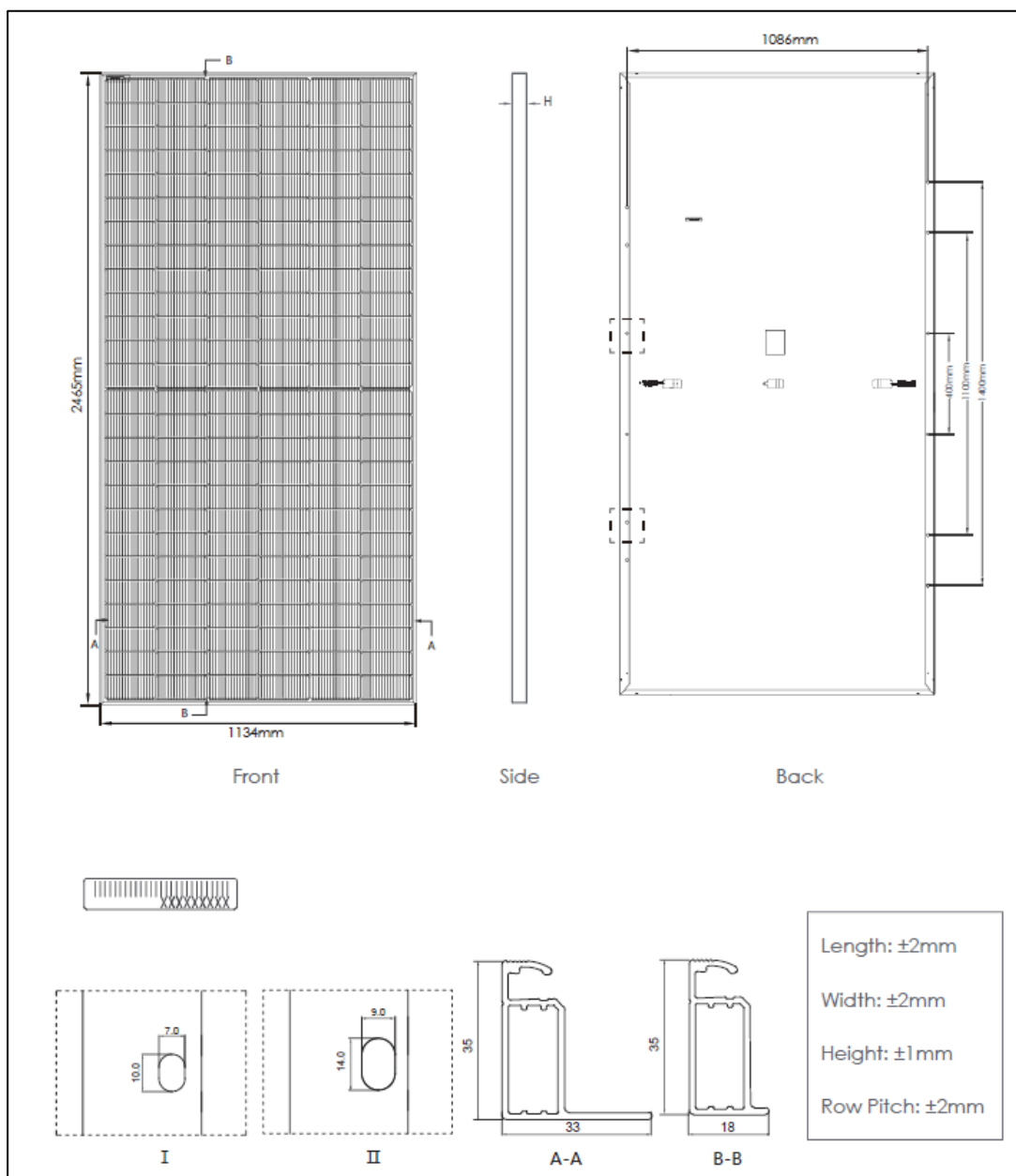
In cui:



- V : tensione di output [V]
- V_{ref} : tensione di riferimento in STC;
- γ_V : coefficiente di temperatura per la tensione [mV/K];
- T : temperatura operativa;
- T_{ref} : temperatura di riferimento in STC.

la tensione di output della cella diminuisce all'aumentare della temperatura.

Nella figura seguente sono riportati i disegni di dettaglio del modulo fotovoltaico.



Dettaglio del Pannello Fotovoltaico (Vista frontale, posteriore e dimensioni)



Parallelamente, si riportano i data sheet forniti dal produttore per il modello scelto.

Module Type	Jinko SOLAR JKM630N-78HL4	
	STC	NOCT
Maximum Power [Wp] (P_{max})	630	474
Maximum Power Voltage [V]	46,02	42,72
Maximum Power Current [A]	13,69	11,09
Open-Circuit Voltage [V] (V_{oc})	55,85	53,05
Short-Circuit Current [A] (I_{sc})	14,39	11,62
Module Efficiency STC [%]	22,54	
Operating Temperature [°C]	[-40; +85]	
Maximum System Voltage	1000/1500VDC (IEC)	
Maximum Series Fuse Rating [A]	25A	
Power Tolerance [%]	[0; ±3]	
Temperature Coefficient of P_{max}	-0,29 %/C	
Temperature Coefficient of V_{oc}	-0.25 %/C	
Temperature Coefficient of I_{sc}	0.045 %/C	
Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	45±2°C	

Data Sheet Pannello – 1

Mechanical Characteristics	
	Monocrystalline
	156
	2465x1134x35mm
	30,6 kg
	3,2 mm, Anti-Reflection Coating
	35 mm Anodized Aluminium Alloy
	Ip68 Rated
	TUV 1x 4.0 mm ²
	Lunghezza (+)400; (-)200 mm o secondo richiesta

I pannelli utilizzati saranno a basso indice di riflettanza al fine di minimizzare il fenomeno dell'abbagliamento. Nello specifico secondo quanto dichiarato dalla casa produttrice questo può quantificarsi nel 6 ~6,5%.

Pertanto, può affermarsi che il fenomeno dell'abbagliamento visivo dovuto a moduli fotovoltaici nelle ore diurne a scapito dell'ambiente circostante è da ritenersi ininfluenza nel computo degli impatti.

In un grande campo fotovoltaico, più moduli solari sono collegati in serie in una stringa per aumentare la tensione fino a livelli adeguati all'inverter. Più stringhe di moduli solari vengono quindi combinate insieme in parallelo per moltiplicare le correnti di uscita delle stringhe a livelli più alti per l'ingresso nell'inverter.

7.3 Inverter

Come noto, l'inverter ha la funzione di convertire l'energia elettrica prodotta dal campo fotovoltaico da corrente continua (CC) a corrente alternata (CA).



Avendo adottato una configurazione ad inverter distribuiti, il parco fotovoltaico sarà caratterizzato dalla presenza di 480 inverter opportunamente posizionati al fine di contenere la lunghezza dei collegamenti in CC (cavi di stringa).

L'inverter selezionato, denominato SUN2000-215KTL-H1 è prodotto da HUAWEI; ed ha le seguenti caratteristiche.



Immagine dell'inverter Sun 2000-215KTL-H1



Efficiency	
Max. Efficiency	99.00%
European Efficiency	98.60%
Input	
Max. Input Voltage	1,500 V
Max. Current per MPPT	30 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	50 A
Start Voltage	550 V
MPPT Operating Voltage Range	500 V ~ 1,500 V
Nominal Input Voltage	1,080 V
Number of Inputs	18
Number of MPP Trackers	9
Output	
Nominal AC Active Power	200,000 W
Max. AC Apparent Power	215,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	215,000 W
Nominal Output Voltage	800 V, 3W + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Nominal Output Current	144.4 A
Max. Output Current	155.2 A
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ... 0.8 LD
Max. Total Harmonic Distortion	< 3%
Protection	
Input-side Disconnection Device	Yes
Anti-islanding Protection	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
DC Insulation Resistance Detection	Yes
Residual Current Monitoring Unit	Yes

Data Sheet Inverter – 1

Communication	
Display	LED Indicators, WLAN + APP
USB	Yes
MBUS	Yes
RS485	Yes
General	
Dimensions (W x H x D)	1,035 x 700 x 365 mm (40.7 x 27.6 x 14.4 inch)
Weight (with mounting plate)	≤86 kg (189.6 lb.)
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C (-13°F ~ 140°F)
Cooling Method	Smart Air Cooling
Max. Operating Altitude without Derating	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0 ~ 100%
DC Connector	Staubli MC4 EVO2
AC Connector	Waterproof Connector + OT/DT Terminal
Protection Degree	IP66
Topology	Transformerless

Data Sheet Inverter – 2



7.4 Cabina di trasformazione

Gli inverter verranno collegati ai quadri di parallelo CA collocati all'interno delle cabine di sottocampo. Tali cabine avranno la funzione di elevare la tensione da 800 V (BT) a 36 kV (AT).

I trasformatori collocati all'interno delle cabine avranno potenza nominale pari a 3,0 MVA come da tabella di riepilogo allegata.

Ciascuna cabina sarà allestita con i seguenti componenti:

– Quadri di parallelo CA

Ogni quadro sarà dotato dei dispositivi di manovra e protezione delle linee in CA provenienti dagli inverter; il quadro consentirà il sezionamento delle singole sezioni di impianto afferenti al trasformatore e le necessarie protezioni alle linee elettriche.

La linea in uscita dal quadro di parallelo, opportunamente protetta, verrà attestata all'avvolgimento secondario del trasformatore AT/BT.

– Trasformatore di alta tensione

Il trasformatore appositamente ottimizzato per il funzionamento con inverter fotovoltaici garantisce un collegamento affidabile ed efficiente alla rete di alta tensione. Le caratteristiche costruttive dovranno renderlo resistente alle elevate temperature e alle condizioni meteorologiche avverse. Dovrà inoltre essere affidabile, ecologico ed efficiente

– Quadri AT per configurazione entra-esce

I quadri avranno la funzione di sezionare e proteggere il trasformatore e le linee in media tensione collegate in entra-esce.

I quadri, dotati di motorizzazione, saranno isolati con gas SF₆, a prova di arco, esenti da manutenzione e adatto a qualsiasi clima.

Ogni cabina sarà dotata di impianto elettrico per l'alimentazione dei servizi ausiliari completo di quadro elettrico, di illuminazione, di prese elettriche di servizio, di sistema di estrazione aria, dell'impianto di messa a terra adeguatamente dimensionato e quanto altro necessario al perfetto funzionamento dell'impianto.

La sezione in CA per gli ausiliari sarà alimentata mediante un trasformatore AT/BT di potenza adeguata. Saranno inoltre presenti le protezioni di sicurezza, il sistema centralizzato di comunicazione con interfacce in rame e fibra ottica.

In considerazione della recente scelta operata da TERNA, consistente nella razionalizzazione e semplificazione della connessione degli impianti di produzione da fonti rinnovabili alla RTN, che ha condotto all'introduzione di un nuovo standard di connessione al livello di tensione 36 kV e dello sviluppo in corso dei prodotti idonei per tali installazioni, di seguito si riportano le caratteristiche salienti dei componenti AT, in attesa della pubblicazione dei nuovi cataloghi con le relative specifiche costruttive. Per tutto quanto non espressamente dichiarato, si sottintende che l'impianto verrà realizzato nel pieno rispetto delle specifiche e prescrizione di TERNA.

7.4.1 Trasformatore AT/BT

Di seguito si riportano le caratteristiche principali che dovranno avere i trasformatori:

Dato	Valore
Frequenza nominale	50 Hz
Gruppo vettoriale	Dyn11
Altitudine del sito di installazione	Fino a 1000 m slm
Vita media	> 25 anni
Max. squilibrio di potenza	Fino al 100%
Tensione di corto circuito	6%
Tensione nominale di resistenza CA a sorgente separata a breve durata (rms) BT / AT	In conformità alla specifica Terna



Tensione nominale di tenuta all'impulso (valore di picco) MT	In conformità alla specifica Terna
LATO ALTA TENSIONE	
Tensione nominale / Tensione operativa	36 kV /...
Regolazioni AT (commutatore sotto carico)	-5%, -2,5%, 0%, 2,5%, 5%
LATO A BASSA TENSIONE 1-2	
Temperature ambiente	-15 ° C fino a + 40 ° C
Temperatura a vuoto	-15 ° C fino a + 60 ° C
Resistività alla corrosione (secondo ISO12944)	C4-H
Colore	RAL 7035 o standard del fornitore
Termometro	1 x Pt100 nell'olio
Protezione	Scarico di gas, pressione eccessiva, temperatura e riempimento livello
Accessori inclusi	Schermo elettrostatico tra BT ed avvolgimenti AT
Posizioni delle boccole	sui lati corti opposti del trasformatore
Connessioni e scatola di connessione lato HV	Collegamento plug-in, acc. Per Standard IEC 60076
Connessioni e scatola di connessione Lati LV	Boccole in porcellana sec. secondo IEC60076, dimensioni della scatola e distanze delle boccole per essere idoneo a collegare fino a 8 cavi unipolari da 240 - 400mm ² per fase
Valvola di sovrappressione	Valvola e tubazioni verso il basso nella vasca dell'olio
Valvola per il prelievo di campioni d'olio	Valvola bloccabile
Golfari di sollevamento del trasformatore e del vaso del trasformatore	Progettato solo per il trasformatore pieno
Targhetta	Secondo le norme IEC

7.4.2 Quadri AT e BT

I quadri AT sono del tipo assemblato in fabbrica, privi di manutenzione con sistema a barra singola, a tre poli, blindati in metallo e isolati in gas. I quadri sono conformi alle disposizioni delle norme: IEC 60694- CEI EN 60694; IEC 60298; IEC 62271-200; CEI EN 62271-100: Apparecchiature ad alta tensione. Interruttori a corrente alternata; CEI EN 62271-102: Apparecchiature ad alta tensione. Sezionatori e sezionatori di terra a corrente alternata; CEI EN 62271-105: Apparecchiature ad alta tensione. Interruttori di manovra e interruttori di manovra-sezionatori combinati con fusibili per corrente alternata

La capsula è classificata secondo IEC come sistema a tenuta ermetica.

I singoli pannelli e blocchi di pannelli sono costituiti dai seguenti componenti funzionali:

- Telaio di base con fronte operativo uniforme ricoperto di lamiera d'acciaio
- Carpenteria per l'alloggio dei dispositivi di commutazione e del sistema di sbarre
- Vano cavi

L'involucro è in acciaio inossidabile resistente alla corrosione ed è riempito con esafluoruro di zolfo (SF₆) in fabbrica. Questo gas è atossico, chimicamente inerte e presenta un'elevata rigidità dielettrica. Le pareti e le boccole per i collegamenti elettrici e i meccanismi operativi sono uniti mediante moderne procedure di saldatura, formando così un sistema di pressione sigillato.

I dispositivi di commutazione e le sbarre situate nella camera del quadro sono protetti da agenti esterni quali umidità, inquinamento, polvere, gas aggressivi e piccoli animali.

Per monitorare la densità del gas, è presente un indicatore pronto per l'uso sul fronte operativo.

Il sistema di sbarre è tripolare.

Non è richiesto alcun intervento sul gas per il montaggio o per eventuali successive estensioni del quadro.



7.4.3 Ausiliari

Le stazioni di conversione sono corredate di piranometri e stazioni meteo. I dati raccolti da tali dispositivi, unitamente ai parametri rilevati dagli string box, vengono convogliati al sistema di supervisione.

7.4.3.1 Stazione meteo

È prevista una stazione meteorologica, in posizione baricentrica, composta dai seguenti sensori:

- Barometro (pressione atmosferica)
- Termometro (temperatura ambiente)
- Igrometro (umidità)
- Pluviometro
- Anemometro (forza e direzione del vento)

La stazione meteorologica è montata direttamente nella cabina dell'unità di conversione (per offrire la migliore protezione contro le sovratensioni). I sensori non devono trovarsi a più di 100 metri dalla stazione.

7.4.3.2 Piranometro

Nel settore dell'energia solare, i piranometri vengono utilizzati per monitorare le prestazioni delle centrali fotovoltaiche (FV).

Confrontando la potenza effettiva prodotta dalla centrale fotovoltaica con la potenza prevista sulla base di un piranometro che legge l'efficienza della centrale fotovoltaica può essere determinata. Il calo di efficienza può indicare la necessità di manutenzione dell'impianto fotovoltaico. Con rispetto al "celle di riferimento" (L'altro metodo ora per calcolare le prestazioni dell'impianto fotovoltaico utilizzando come riferimento uno strumento che ha proprietà simili ai pannelli fotovoltaici, ma anche se correttamente calibrato, avrà gli stessi difetti di temperatura, spettro e degrado) l'uso di il piranometro offre i seguenti vantaggi:

- Il piranometro fornisce una lettura indipendente e accurata della radiazione solare disponibile totale
- I piranometri sono classificati e calibrati secondo gli standard ISO
- Il tempo di risposta del piranometro è più lungo di una cella fotovoltaica
- Il piranometro è indipendente dal tipo di cella fotovoltaica
- Un piranometro può avere un coefficiente di temperatura molto piccolo
- Le celle fotovoltaiche sono specificate in STC (condizioni di prova standard)
- Le celle di riferimento (e i pannelli fotovoltaici) soffrono maggiormente dell'inquinamento rispetto ai piranometri
- I calcoli del rapporto di prestazione o dell'indice di prestazione sono più accurati usando un piranometro Per il motivo sopra riportato, la stazione meteorologica fornita è dotata di un sensore piranometrico.

7.4.4 Impianto di terra

L'impianto di messa a terra sarà realizzato mediante la posa di dispersori di terra del tipo a croce in acciaio zincato, infissi verticalmente nel terreno. I dispersori saranno fra di loro interconnessi tramite corda in rame nudo di sezione opportuna, posata ad intimo contatto con il terreno, e disposta ad anello attorno al perimetro dei basamenti in calcestruzzo.

7.5 Protezioni AT

Le cabine saranno dotate delle seguenti apparecchiature elettromeccaniche:

- Protezioni di linea

- Protezioni trasformatori
- Scaricatori

Ogni cabina sarà dotata di impianto elettrico per l'alimentazione dei servizi ausiliari completo di quadro elettrico, di illuminazione, di prese elettriche di servizio, di sistema di estrazione aria, dell'impianto di messa a terra adeguatamente dimensionato e quanto altro necessario al perfetto funzionamento dell'impianto.

La sezione in CA sarà alimentata mediante un trasformatore AT/BT in resina di potenza pari a 100 kVA. Saranno inoltre presenti le protezioni di sicurezza, il sistema centralizzato di comunicazione con interfacce in rame e fibra ottica.

La misura, non fiscale, dell'energia prodotta da ciascun campo sarà ottenuta prelevando i valori dagli inverter e dall'interruttore generale posto nel QE BT.

8 Cavidotti di collegamento

Le cabine saranno collegate attraverso delle linee AT in cavo interrato secondo quanto rappresentato negli elaborati grafici progettuali e nei calcoli di dimensionamento, i cui risultati sono sintetizzati nella tabella di riepilogo allegata.

I conduttori verranno posati direttamente interrati, ad una profondità minima rispetto al piano stradale di 120 cm dalla generatrice superiore del conduttore

Per annullare gli effetti dovuti alla mutua induzione, i cavi unipolari verranno posati in formazione a trifoglio, come rappresentato nei particolari costruttivi allegati. Al fine di garantire la condizione di posa, verranno applicate delle fasce di contenimento a distanza regolare.

Di seguito si porta un tipologico di sezione di scavo rinviando all'elaborato specifico per ulteriori dettagli.

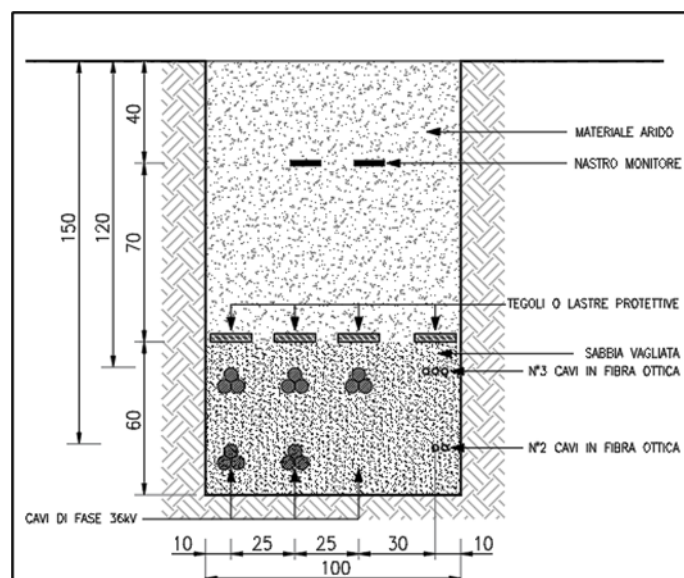


Figura 1 Tipico cavidotto su strada sterrata

9 Dimensionamento e verifiche

Nel seguente paragrafo verranno illustrati i criteri adottati per il dimensionamento di massima dei conduttori.



9.1 Prescrizioni generali per la porzione di impianto in alta tensione

Il livello di isolamento è stato scelto in accordo con la tensione nominale pari a 36 kV.

Le apparecchiature di interruzione o di sezionamento (compresi i sezionatori di terra) devono essere dotate di indicatori della posizione dei contatti. L'indicatore della posizione non deve dar adito ad ambiguità dell'effettiva posizione dei contatti primari del componente.

Il dispositivo indicatore della posizione di aperto/chiuso deve essere facilmente visibile dall'operatore.

I sezionatori e i sezionatori di terra devono essere installati in modo tale da non essere messi in funzione da una tensione o pressione manuali esercitate inavvertitamente sui leverismi di comando.

È comunque previsto un sistema di interblocchi, meccanici ed elettrici (interfacciati con lo SCADA) atti a prevenire errori di manovra.

9.1.1 Protezione dalle sovratensioni

Verranno installate delle protezioni dalle sovratensioni, secondo quanto riportato sugli schemi elettrici allegati.

9.1.2 Protezione contro i contatti diretti

Gli impianti dovranno essere costruiti in modo da evitare il contatto non intenzionale con parti attive o il raggiungimento di zone pericolose prossime alle parti attive.

Si dovranno proteggere le parti attive, quelle con il solo isolamento funzionale, e le parti che possono portarsi a potenziale pericoloso.

9.1.3 Protezione delle condutture dai sovraccarichi

Le caratteristiche ed i valori di taratura degli interruttori saranno tali da garantire la protezione delle linee contro i sovraccarichi in modo da soddisfare le relazioni:

$$I_b \leq I_n \leq I_z$$

$$I_f \leq 1,45 \cdot I_z$$

La protezione dai cortocircuiti è garantita se l'energia specifica, lasciata passare dall'interruttore durante il suo intervento, non supera quella sopportabile dal cavo.

Deve quindi essere soddisfatta la relazione:

$$I^2 \cdot t = K^2 \cdot S^2$$

dove:

- $I^2 \cdot t$ = Energia specifica lasciata passare dall'interruttore durante il cortocircuito;
- $K^2 \cdot S^2$ = Coefficiente dipendente dal tipo di conduttore e dal suo isolamento;
- S = Sezione del conduttore da proteggere, in mm^2 ;
- t = Tempo di intervento del dispositivo di protezione che si assume 5 secondi.

Per una durata del cortocircuito pari a 5 secondi, si ha:

- $K = 115$ per cavi in Cu isolati in PVC
- $K = 135$ per cavi in Cu isolati in gomma butilica
- $K = 146$ per cavi in Cu isolati in gomma etilenpropilenica.

La relazione precedente deve essere soddisfatta qualunque sia il punto della condotta interessato al cortocircuito.



In pratica è sufficiente la verifica immediatamente a valle degli organi di protezione, dove si ha la corrente di cortocircuito massima e nel punto terminale del circuito dove si ha la corrente di cortocircuito minima.

Questa seconda verifica è necessaria per verificare che la lunghezza del conduttore permetta, in caso di guasto, lo stabilirsi di una corrente di cortocircuito sufficiente a fare intervenire lo sganciatore elettromagnetico dell'interruttore.

La corrente di cortocircuito minima è calcolabile mediante la formula semplificata:

$$I_{cc} = \frac{0,8 \cdot V \cdot S}{2 \cdot r \cdot L}$$

Ponendo I_{cc} eguale al valore di taratura I_m dello sganciatore magnetico e ricavando L si ottiene la lunghezza massima di cavo protetta dall'interruttore scelto.

$$L_{max} = \frac{0,8 \cdot V \cdot S}{2 \cdot r \cdot I_m}$$

dove:

- V è la tensione nominale in Volt;
- 0,8 è un fattore che tiene conto dell'abbassamento di V durante il cortocircuito;
- S è la sezione del conduttore in mm^2 ;
- r è la resistività del conduttore alla temperatura media del cortocircuito, assunta pari a 0,027 [$\Omega \cdot mm^2/m$] per il rame;
- 2 è un fattore che tiene conto che la corrente di cortocircuito interessa un conduttore di lunghezza $2L$;
- I_m è la corrente di cortocircuito minima che provoca l'apertura dell'interruttore.

Le norme prevedono una tolleranza del 20% sul valore reale di I_m .

9.1.4 Protezione contro i contatti diretti e indiretti

La protezione delle persone dai contatti elettrici diretti sarà garantita attraverso misure di protezione totali, ovvero mediante adeguato isolamento e/o involucri e barriere che ostacolino il contatto accidentale con le parti attive.

L'isolamento dell'impianto elettrico, lì dove non si adoperino cavi con guaina dovrà essere asportabile solo mediante attrezzo. Vernici, smalti, lacche e similari non sono considerati idonei dalla norma come mezzo per l'isolamento delle parti attive.

Inoltre, le barriere (quali ad es. i coperchi delle cassette di derivazione) dovranno essere asportabili solo mediante attrezzo.

L'isolamento delle apparecchiature costruite in fabbrica deve soddisfare le relative norme.

Se si rendesse necessario, per ragioni di esercizio, aprire un involucro o rimuovere una barriera, dovrà essere rispettata almeno una delle seguenti prescrizioni:

- Uso di chiave o attrezzo da parte di personale addestrato.
- Sezionamento delle parti attive con interblocco meccanico e/o elettrico.
- Interposizione di una barriera intermedia, che impedisca il contatto con le parti attive, con grado di protezione $\geq IP2x$ rimovibile con chiave o attrezzo. L'isolamento delle apparecchiature costruite in fabbrica deve soddisfare le relative norme.



La protezione contro i contatti indiretti sarà invece garantita attraverso l'interruzione automatica dell'alimentazione. Ciò avverrà attraverso il corretto coordinamento tra i dispositivi di protezione contro il cortocircuito e l'impedenza dell'anello di guasto.

9.1.5 Calcolo delle correnti di impiego

Il calcolo delle correnti d'impiego viene eseguito in base alla classica espressione:

$$I_b = \frac{P_d}{k_{ca} \cdot V_n \cdot \cos \varphi}$$

nella quale:

- $k_{ca} = 1.73$ sistema trifase, tre conduttori attivi.

Se la rete è in corrente continua il fattore di potenza $\cos \varphi$ è pari a 1.

Dal valore massimo (modulo) di I_b vengono calcolate le correnti di fase in notazione vettoriale (parte reale ed immaginaria) con le formule:

$$\begin{aligned} \dot{I}_1 &= I_b \cdot e^{-j\varphi} = I_b \cdot (\cos \varphi - j \sin \varphi) \\ \dot{I}_2 &= I_b \cdot e^{-j(\varphi - 2\pi/3)} = I_b \cdot \left(\cos \left(\varphi - \frac{2\pi}{3} \right) - j \sin \left(\varphi - \frac{2\pi}{3} \right) \right) \\ \dot{I}_3 &= I_b \cdot e^{-j(\varphi - 4\pi/3)} = I_b \cdot \left(\cos \left(\varphi - \frac{4\pi}{3} \right) - j \sin \left(\varphi - \frac{4\pi}{3} \right) \right) \end{aligned}$$

Il vettore della tensione V_n è supposto allineato con l'asse dei numeri reali:

$$\dot{V}_n = V_n + j0$$

La potenza di dimensionamento P_d è data dal prodotto:

$$P_d = P_n \cdot coeff$$

nella quale *coeff* è pari al fattore di utilizzo per utenze terminali oppure al fattore di contemporaneità per utenze di distribuzione.

Per le utenze terminali la potenza P_n è la potenza nominale del carico, mentre per le utenze di distribuzione P_n rappresenta la somma vettoriale delle P_d delle utenze a valle (P_d a valle).

La potenza reattiva delle utenze viene calcolata invece secondo la:

$$Q_n = P_n \cdot \tan \varphi$$

per le utenze terminali, mentre per le utenze di distribuzione viene calcolata come somma vettoriale delle potenze reattive nominali a valle (Q_d a valle).

Il fattore di potenza per le utenze di distribuzione viene valutato, di conseguenza, con la:

$$\cos \varphi = \cos \left(\arctan \left(\frac{Q_n}{P_n} \right) \right)$$



9.1.6 Calcolo della temperatura dei cavi

La valutazione della temperatura dei cavi si esegue in base alla corrente di impiego e alla corrente nominale tramite le seguenti espressioni:

$$T_{cavo}(I_b) = T_{ambiente} + \left(\alpha_{cavo} \cdot \frac{I_b^2}{I_z^2} \right)$$
$$T_{cavo}(I_n) = T_{ambiente} + \left(\alpha_{cavo} \cdot \frac{I_n^2}{I_z^2} \right)$$

esprese in °C.

Esse derivano dalla considerazione che la sovratemperatura del cavo a regime è proporzionale alla potenza in esso dissipata.

Il coefficiente α_{cavo} è vincolato dal tipo di isolamento del cavo e dal tipo di tabella di posa che si sta usando.

9.1.7 Cadute di tensione

Le cadute di tensione sono calcolate vettorialmente. Per ogni utenza si calcola la caduta di tensione vettoriale lungo ogni fase e lungo il conduttore di neutro (se distribuito). Tra le fasi si considera la caduta di tensione maggiore che viene riportata in percentuale rispetto alla tensione nominale:

$$c.d.t(ib) = \max \left(\left| \sum_{i=1}^k \dot{Z}f_i \cdot \dot{I}f_i - \dot{Z}n_i \cdot \dot{I}n_i \right| \right)_{f=R,S,T}$$

Dove:

f rappresenta le tre fasi R, S, T;

n rappresenta il conduttore di neutro;

i rappresenta le k utenze coinvolte nel calcolo;

Il calcolo fornisce, quindi, il valore esatto della formula approssimata:

$$cdt(I_b) = k_{cdt} \cdot I_b \cdot \frac{L_c}{1000} \cdot (R_{cavo} \cdot \cos\varphi + X_{cavo} \cdot \sin\varphi) \cdot \frac{100}{V_n}$$

con:

- $k_{cdt}=1.73$ per sistemi trifase.

I parametri R_{cavo} e X_{cavo} sono ricavati dalla tabella UNEL in funzione del tipo di cavo (unipolare/multipolare) ed alla sezione dei conduttori; di tali parametri il primo è riferito a 70° C per i cavi con isolamento PVC, a 90° C per i cavi con isolamento EPR; mentre il secondo è riferito a 50Hz, ferme restando le unità di misura in Ω/km .

Se la frequenza di esercizio è differente dai 50 Hz si imposta

$$X'_{cavo} = \frac{f}{50} \cdot X_{cavo}$$

La caduta di tensione da monte a valle (totale) di una utenza è determinata come somma delle cadute di tensione vettoriale, riferite ad un solo conduttore, dei rami a monte all'utenza in esame, da cui, viene



successivamente determinata la caduta di tensione percentuale riferendola al sistema (trifase o monofase) e alla tensione nominale dell'utenza in esame.

Sono adeguatamente calcolate le cadute di tensione totali nel caso siano presenti trasformatori lungo la linea (per esempio trasformatori AT/BT o BT/BT). In tale circostanza, infatti, il calcolo della caduta di tensione totale tiene conto sia della caduta interna nei trasformatori, sia della presenza di spine di regolazione del rapporto spire dei trasformatori stessi.

Se al termine del calcolo delle cadute di tensione alcune utenze abbiano valori superiori a quelli definiti, si ricorre ad un procedimento di ottimizzazione per far rientrare la caduta di tensione entro limiti prestabiliti. Le sezioni dei cavi vengono forzate a valori superiori cercando di seguire una crescita uniforme fino a portare tutte le cadute di tensione sotto i limiti.

9.2 Fornitura della rete in Alta tensione

Nel caso dell'alta tensione si considerano i seguenti dati di partenza:

- Tensione di fornitura V_{mt} (in kV);
- Corrente di corto circuito trifase massima, I_{kmax} (in kA);
- Corrente di corto circuito monofase a terra massima, $I_{k1ftmax}$ (in kA);

Se si conoscono si possono aggiungere anche le correnti:

- Corrente di corto circuito trifase minima, I_{kmin} (in kA);
- Corrente di corto circuito monofase a terra minima, $I_{k1ftmin}$ (in kA);

Dai dati si ricavano le impedenze equivalenti della rete di fornitura per determinare il generatore equivalente di tensione.

$$Z_{ccmt} = \frac{1,1 \cdot V_{mt}}{\sqrt{3} \cdot I_{kmax}} \cdot 1000$$

da cui si ricavano le componenti dirette:

$$\cos \varphi_{ccmt} = \sqrt{1 - (0,995)^2}$$

$$X_{dl} = 0,995 \cdot Z_{ccmt}$$

$$R_{dl} = \cos \varphi_{ccmt} \cdot Z_{ccmt}$$

e le componenti omopolari:

$$R_0 = \frac{\sqrt{3} \cdot 1,1 \cdot V_{mt}}{I_{k1ftmax}} \cdot 1000 \cdot \cos \varphi_{ccmt} - (2 \cdot R_{dl})$$

$$X_0 = R_0 \cdot \sqrt{\frac{1}{(\cos \varphi_{ccmt})^2} - 1}$$



9.3 Trasformatori

Per i trasformatori, sono richiesti i seguenti dati di targa:

- potenza nominale P_n (in kVA);
- perdite di cortocircuito P_{cc} (in W);
- tensione di cortocircuito v_{cc} (in %)
- rapporto tra la corrente di inserzione e la corrente nominale I_{lr}/I_{rt} ;
- rapporto tra la impedenza alla sequenza omopolare e quella di corto circuito;
- tipo di collegamento;
- tensione nominale del primario V_1 (in kV);
- tensione nominale del secondario V_{02} (in V).

Dai dati di targa si possono ricavare le caratteristiche elettriche dei trasformatori, ovvero:

- Impedenza di cortocircuito del trasformatore espressa in m Ω :

$$Z_{cct} = \frac{v_{cc}}{100} \cdot \frac{V_{02}^2}{P_n}$$

- Resistenza di cortocircuito del trasformatore espressa in m Ω :

$$R_{cct} = \frac{P_{cc}}{1000} \cdot \frac{V_{02}^2}{P_n^2}$$

- Reattanza di cortocircuito del trasformatore espressa in m Ω :

$$X_{cct} = \sqrt{Z_{cct}^2 - R_{cct}^2}$$

L'impedenza a vuoto omopolare del trasformatore viene ricavata dal rapporto con l'impedenza di cortocircuito dello stesso:

$$Z_{vot} = Z_{cct} \cdot \left(\frac{Z_{vot}}{Z_{cct}} \right)$$

dove il rapporto Z_{vot}/Z_{cct} vale usualmente 10-20.

In uscita al trasformatore si otterranno pertanto i parametri alla sequenza diretta, in m Ω :

$$Z_d = \left| \dot{Z}_{cct} \right| = \sqrt{R_d^2 + X_d^2}$$

nella quale:

$$\begin{aligned} R_d &= R_{cct} \\ X_d &= X_{cct} \end{aligned}$$

I parametri alla sequenza omopolare dipendono invece dal tipo di collegamento del trasformatore in quanto, in base ad esso, abbiamo un diverso circuito equivalente.

Pertanto, se il trasformatore è collegato triangolo/stella (Dy), si ha:



$$R_{ot} = R_{cct} \cdot \frac{\left(\frac{Z_{vot}}{Z_{cct}}\right)}{1 + \left(\frac{Z_{vot}}{Z_{cct}}\right)}$$

$$X_{ot} = X_{cct} \cdot \frac{\left(\frac{Z_{vot}}{Z_{cct}}\right)}{1 + \left(\frac{Z_{vot}}{Z_{cct}}\right)}$$

$$Z_{ot} = Z_{cct} \cdot \frac{\left(\frac{Z_{vot}}{Z_{cct}}\right)}{1 + \left(\frac{Z_{vot}}{Z_{cct}}\right)}$$

Diversamente, se il trasformatore è collegato stella/stella (Yy) avremmo:

$$R_{ot} = R_{cct} \cdot \left(\frac{Z_{vot}}{Z_{cct}}\right)$$

$$X_{ot} = X_{cct} \cdot \left(\frac{Z_{vot}}{Z_{cct}}\right)$$

$$Z_{ot} = Z_{cct} \cdot \left(\frac{Z_{vot}}{Z_{cct}}\right)$$

9.3.1 Fattori di correzione per trasformatori (EN 60909-0)

La norma EN 60909-0 fornisce una serie di fattori correttivi per il calcolo delle impedenze di alcune macchine presenti nella rete. Quelle utilizzate per il calcolo dei guasti riguardano i generatori e i trasformatori.

9.3.2 Fattore di correzione per trasformatori (EN 60909-0 par. 6.3.3)

Per i trasformatori a due avvolgimenti, con o senza regolazione delle spire, quando si stanno calcolando le correnti massime di cortocircuito, si deve introdurre un fattore di correzione di impedenza K_T tale che:

$$Z_{cctK} = K_T \cdot Z_{cct}$$

$$K_T = 0.95 \cdot \frac{c_{max}}{1 + 0.6 \cdot x_T}$$

dove



$$x_T = \frac{X_{cct}}{V_{02}^2 / P_n}$$

è la reattanza relativa del trasformatore e C_{max} è preso dalla tabella 1 ed è relativo alla tensione lato bassa del trasformatore.

Tale fattore deve essere applicato alla impedenza diretta, inversa ed omopolare.

9.4 Calcolo dei guasti

Con il calcolo dei guasti vengono determinate le correnti di cortocircuito minime e massime immediatamente a valle della protezione dell'utenza (inizio linea) e a valle dell'utenza (fondo linea).

Le condizioni in cui vengono determinate sono:

- guasto trifase (simmetrico);
- guasto bifase (dissimmetrico);
- guasto bifase-neutro (dissimmetrico);
- guasto bifase-terra (dissimmetrico);
- guasto fase terra (dissimmetrico);
- guasto fase neutro (dissimmetrico).

I parametri alle sequenze di ogni utenza vengono inizializzati da quelli corrispondenti all'utenza a monte che, a loro volta, inizializzano i parametri della linea a valle.

9.4.1 Calcolo delle correnti massime di cortocircuito

Il calcolo delle correnti di cortocircuito massime viene condotto come descritto nella norma CEI EN 60909-0. Sono previste le seguenti condizioni generali:

- guasti con contributo della fornitura e dei generatori in regime di guasto subtransitorio. Eventuale gestione della attenuazione della corrente per il guasto trifase 'vicino' alla sorgente.
- tensione di alimentazione nominale valutata con fattore di tensione C_{max} ;
- impedenza di guasto minima della rete, calcolata alla temperatura di 20°C.

La resistenza diretta, del conduttore di fase e di quello di protezione, viene riportata a 20 °C, partendo dalla resistenza data dalle tabelle UNEL 35023-2012 che può essere riferita a 70 o 90 °C a seconda dell'isolante, per cui esprimendola in mΩ risulta:

$$R_{dc} = \frac{R_c}{1000} \cdot \frac{L_c}{1000} \cdot \left(\frac{1}{1 + (\alpha \cdot \Delta T)} \right)$$

dove ΔT è 50 o 70 °C e $\alpha = 0.004$ a 20 °C.

Nota poi dalle stesse tabelle la reattanza a 50 Hz, se f è la frequenza d'esercizio, risulta:

$$X_{dc} = \frac{X_c}{1000} \cdot \frac{L_c}{1000} \cdot \frac{f}{50}$$

possiamo sommare queste ai parametri diretti dell'utenza a monte ottenendo così la impedenza di guasto minima a fine utenza.

Per le utenze in condotto in sbarre, le componenti della sequenza diretta sono:



$$R_{db} = \frac{R_b}{1000} \cdot \frac{L_b}{1000}$$

La reattanza è invece:

$$X_{db} = \frac{X_b}{1000} \cdot \frac{L_b}{1000} \cdot \frac{f}{50}$$

Per le utenze con impedenza nota, le componenti della sequenza diretta sono i valori stessi di resistenza e reattanza dell'impedenza.

Per quanto riguarda i parametri alla sequenza omopolare, occorre distinguere tra conduttore di neutro e conduttore di protezione.

Per il conduttore di neutro si ottengono da quelli diretti tramite le:

$$\begin{aligned} R_{0cN} &= R_{dc} + 3 \cdot R_{dcN} \\ X_{0cN} &= 3 \cdot X_{dc} \end{aligned}$$

Per il conduttore di protezione, invece, si ottiene:

$$\begin{aligned} R_{0cPE} &= R_{dc} + 3 \cdot R_{dcPE} \\ X_{0cPE} &= 3 \cdot X_{dc} \end{aligned}$$

dove le resistenze R_{dcN} e R_{dcPE} vengono calcolate come la R_{dc} .

Per le utenze in condotto in sbarre, le componenti della sequenza omopolare sono distinte tra conduttore di neutro e conduttore di protezione.

Per il conduttore di neutro si ha:

$$\begin{aligned} R_{0bN} &= R_{db} + 3 \cdot R_{dbN} \\ X_{0bN} &= 3 \cdot X_{db} \end{aligned}$$

Per il conduttore di protezione viene utilizzato il parametro di reattanza dell'anello di guasto fornito dai costruttori:

$$\begin{aligned} R_{0bPE} &= R_{db} + 3 \cdot R_{dbPE} \\ X_{0bPE} &= X_{db} + 3 \cdot (X_{b-ring} - X_{db}) \end{aligned}$$

I parametri di ogni utenza vengono sommati con i parametri, alla stessa sequenza, dell'utenza a monte, espressi in mΩ:

$$\begin{aligned} R_d &= R_{dc} + R_{d-up} \\ X_d &= X_{dc} + X_{d-up} \\ R_{0N} &= R_{0cN} + R_{0N-up} \\ X_{0N} &= X_{0cN} + X_{0N-up} \\ R_{0PE} &= R_{0cPE} + R_{0PE-up} \\ X_{0PE} &= X_{0cPE} + X_{0PE-up} \end{aligned}$$

Per le utenze in condotto in sbarre basta sostituire *sbarra a cavo*.

Ai valori totali vengono sommate anche le impedenze della fornitura.

Noti questi parametri vengono calcolate le impedenze (in mΩ) di guasto trifase:



$$Z_{k \min} = \sqrt{R_d^2 + X_d^2}$$

Fase neutro (se il neutro è distribuito):

$$Z_{k1N \min} = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{(2 \cdot R_d + R_{0N})^2 + (2 \cdot X_d + X_{0N})^2}$$

Fase terra:

$$Z_{k1PE \min} = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{(2 \cdot R_d + R_{0PE})^2 + (2 \cdot X_d + X_{0PE})^2}$$

Da queste si ricavano le correnti di cortocircuito trifase $I_{k \max}$, fase neutro $I_{k1N \max}$, fase terra $I_{k1PE \max}$ e bifase $I_{k2 \max}$ espresse in kA:

$$I_{k \max} = \frac{V_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{k \min}}$$
$$I_{k1N \max} = \frac{V_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{k1N \min}}$$
$$I_{k1PE \max} = \frac{V_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{k1PE \min}}$$
$$I_{k2 \max} = \frac{V_n}{2 \cdot Z_{k \min}}$$

Infine dai valori delle correnti massime di guasto si ricavano i valori di cresta delle correnti:

$$I_p = \kappa \cdot \sqrt{2} \cdot I_{k \max}$$

$$I_{p1N} = \kappa \cdot \sqrt{2} \cdot I_{k1N \max}$$

$$I_{p1PE} = \kappa \cdot \sqrt{2} \cdot I_{k1PE \max}$$

$$I_{p2} = \kappa \cdot \sqrt{2} \cdot I_{k2 \max}$$

dove:

$$\kappa \approx 1.02 + 0.98 \cdot e^{-3 \frac{R_d}{X_d}}$$

Calcolo della corrente di cresta per guasto trifase secondo la norma IEC 61363-1: "Electrical installations of ships". Se richiesto, I_p può essere calcolato applicando il metodo semplificato della norma riportato al paragrafo 6.2.5 "Neglecting short-circuit current decay". Esso prevede l'utilizzo di un coefficiente $k = 1.8$ che tiene conto della massima asimmetria della corrente dopo il primo semiperiodo di guasto.

9.4.2 Calcolo delle correnti minime di cortocircuito

Il calcolo delle correnti di cortocircuito minime viene condotto come descritto nella norma CEI EN 60909-0 par 7.1.2 per quanto riguarda:



- guasti con contributo della fornitura e dei generatori. Il contributo dei generatori è in regime permanente per i guasti trifasi 'vicini', mentre per i guasti 'lontani' o asimmetrici si considera il contributo subtransitorio;
- la tensione nominale viene moltiplicata per il fattore di tensione Cmin, che può essere 0.95 se Cmax = 1.05, oppure 0.90 se Cmax = 1.10 (Tab. 1 della norma CEI EN 60909-0); in alta tensione il fattore Cmin è pari a 1;

Per la temperatura dei conduttori si può scegliere tra:

- il rapporto Cenelec R064-003, per cui vengono determinate le resistenze alla temperatura limite dell'isolante in servizio ordinario del cavo;
- la norma CEI EN 60909-0, che indica le temperature alla fine del guasto.

Le temperature sono riportate in relazione al tipo di isolamento del cavo, precisamente:

Isolante	Cenelec R064-003 [°C]	CEI EN 60909-0 [°C]
PVC	70	160
G	85	200
G5/G7/G10/EPR	90	250
HEPR	120	250
serie L rivestito	70	160
serie L nudo	105	160
serie H rivestito	70	160
serie H nudo	105	160

Da queste è possibile calcolare le resistenze alla sequenza diretta e omopolare alla temperatura relativa all'isolamento del cavo:

$$R_{d \max} = R_d \cdot (1 + \alpha \cdot \Delta T)$$

$$R_{0N \max} = R_{0N} \cdot (1 + \alpha \cdot \Delta T)$$

$$R_{0PE \max} = R_{0PE} \cdot (1 + \alpha \cdot \Delta T)$$

Queste, sommate alle resistenze a monte, danno le resistenze massime.

Valutate le impedenze mediante le stesse espressioni delle impedenze di guasto massime, si possono calcolare le correnti di cortocircuito trifase I_{k1min} e fase terra, espresse in kA:

$$I_{k \min} = \frac{0.95 \cdot V_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{k \max}}$$
$$I_{k1N \min} = \frac{0.95 \cdot V_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{k1N \max}}$$
$$I_{k1PE \min} = \frac{0.95 \cdot V_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{k1PE \max}}$$
$$I_{k2 \min} = \frac{0.95 \cdot V_n}{2 \cdot Z_{k \max}}$$

9.4.3 Calcolo guasti bifase-neutro e bifase-terra

Riportiamo le formule utilizzate per il calcolo dei guasti. Chiamiamo con Z_d l'impedenza diretta della rete, con Z_i l'impedenza inversa, e con Z_0 l'impedenza omopolare.



Nelle formule riportate in seguito, Z_0 corrisponde all'impedenza omopolare fase-neutro o fase-terra.

$$I_{k2} = \left| -j \cdot V_n \cdot \frac{\dot{Z}_0 - \alpha \cdot \dot{Z}_i}{\dot{Z}_d \cdot \dot{Z}_i + \dot{Z}_d \cdot \dot{Z}_0 + \dot{Z}_i \cdot \dot{Z}_0} \right|$$

e la corrente di picco:

$$I_{p2} = k \cdot \sqrt{2} \cdot I_{k2\max}$$

9.4.4 Scelta delle protezioni

La scelta delle protezioni viene effettuata verificando le caratteristiche elettriche nominali delle condutture ed i valori di guasto; in particolare le grandezze che vengono verificate sono:

- corrente nominale, secondo cui si è dimensionata la conduttura;
- numero poli;
- tipo di protezione;
- tensione di impiego, pari alla tensione nominale dell'utenza;
- potere di interruzione, il cui valore dovrà essere superiore alla massima corrente di guasto a monte dell'utenza lkm max;
- taratura della corrente di intervento magnetico, il cui valore massimo per garantire la protezione contro i contatti indiretti (in assenza di differenziale) deve essere minore della minima corrente di guasto alla fine della linea (Imag max).

9.4.5 Verifica della protezione a cortocircuito delle condutture

Secondo la norma 64-8 par.434.3 "Caratteristiche dei dispositivi di protezione contro i cortocircuiti.", le caratteristiche delle apparecchiature di protezione contro i cortocircuiti devono soddisfare a due condizioni:

- il potere di interruzione non deve essere inferiore alla corrente di cortocircuito presunta nel punto di installazione (a meno di protezioni adeguate a monte);
- la caratteristica di intervento deve essere tale da impedire che la temperatura del cavo non oltrepassi, in condizioni di guasto in un punto qualsiasi, la massima consentita.

La prima condizione viene considerata in fase di scelta delle protezioni. La seconda invece può essere tradotta nella relazione:

$$I^2 \cdot t \leq K^2 S^2$$

ossia in caso di guasto l'energia specifica sopportabile dal cavo deve essere maggiore o uguale a quella lasciata passare dalla protezione.

La norma CEI al par. 533.3 "Scelta dei dispositivi di protezioni contro i cortocircuiti" prevede pertanto un confronto tra le correnti di guasto minima (a fondo linea) e massima (inizio linea) con i punti di intersezione tra le curve. Le condizioni sono pertanto:

- a) Le intersezioni sono due:
 - $I_{ccmin}/I_{inters\ min}$ (quest'ultima riportata nella norma come I_a);
 - $I_{ccmax}/I_{inters\ max}$ (quest'ultima riportata nella norma come I_b).
- b) L'intersezione è unica o la protezione è costituita da un fusibile:
 - $I_{ccmin}/I_{inters\ min}$.
- c) L'intersezione è unica e la protezione comprende un magnetotermico:
 - $I_{cc\ max}/I_{inters\ max}$.

Sono pertanto verificate le relazioni in corrispondenza del guasto, calcolato, minimo e massimo. Nel



caso in cui le correnti di guasto escano dai limiti di esistenza della curva della protezione il controllo non viene eseguito.

Note:

- La rappresentazione della curva del cavo è una iperbole con asintoti K^2S^2 e la Iz dello stesso.
- La verifica della protezione a cortocircuito eseguita dal programma consiste in una verifica qualitativa, in quanto le curve vengono inserite riprendendo i dati dai grafici di catalogo e non direttamente da dati di prova; la precisione con cui vengono rappresentate è relativa.

9.5 Dati tecnici del cavo utilizzato

Tutti i cavi di cui si farà utilizzo saranno conformi alla norma IEC 60502-2.

L'isolante dei cavi è costituito da miscela in HEPR e fra esso e il conduttore è interposto uno strato di miscela semiconduttrice. Sopra l'isolante è posto uno strato per la tenuta all'acqua, consistente in un nastro semiconduttore. Il cavo presenta uno schermo metallico realizzato con nastro di rame avvolto a cilindro longitudinale. Sopra lo schermo metallico sono presenti due differenti strati di protezione in guaina protettiva in polietilene. La tensione nominale dei cavi è pari a 36kV

Considerate le diverse portate del cavo nelle differenti modalità di posa, ai fini del calcolo si terrà conto delle condizioni peggiorative, ossia quelle relative al tratto con posa interrata, intendendosi con esse verificate anche le altre condizioni di posa aventi parametri di calcolo migliorativi rispetto al caso in esame.

9.5.1 Temperatura del terreno

Al fine di un corretto dimensionamento, occorre tenere conto della temperatura del terreno effettiva, diversa da quella STC di riferimento (20°) attraverso l'utilizzo di idonei fattori correttivi.

È stata stimata una temperatura massima del terreno pari a 30°C alla profondità di posa dei cavi, per cui il fattore correttivo utilizzato sarà $K1 = 0,91$.

9.5.2 Resistività termica del terreno

In generale, per tutte le linee elettriche, si considera la posa in terreno asciutto (condizione più gravosa) con una resistività termica del terreno pari a $1,5 K*m/W$.

Pertanto, non si applica alcun fattore correttivo e si utilizzerà $K4 = 1$.

10 Cabina di Campo e Cabina Utente (SSEU)

Le linee provenienti dalle cabine di trasformazione del parco fotovoltaico confluiranno nelle cabine di campo e da queste alla Cabina di impianto (SSEU).

Al fine di sezionare e proteggere opportunamente le linee in ingresso ed in uscita, verranno installate le seguenti apparecchiature elettromeccaniche:

Cabina di Campo A

- n. 5 unità AT arrivo/partenza con scaricatore;
- n. 4 unità AT interruttori di protezione;
- n. 1 unità AT celle misure.
- n. 4 unità AT sezionatori;
- n. 1 unità AT protezione TR Ausiliario.

Cabina di Campo B

- n. 7 unità AT arrivo/partenza con scaricatore;
- n. 6 unità AT interruttori di protezione;
- n. 1 unità AT celle misure.



- n. 6 unità AT sezionatori;
- n. 1 unità AT protezione TR Ausiliario.

Cabina di Impianto (SSEU)

- n. 6 unità AT arrivo/partenza con scaricatore;
- n. 5 unità AT interruttori di protezione;
- n. 1 unità AT celle misure.
- n. 5 unità AT sezionatori;
- n. 1 unità AT protezione TR Ausiliario.

10.1 Caratteristiche delle apparecchiature di alta tensione

L'isolamento dell'apparecchiatura sarà corrispondente al valore normale delle tensioni nominali, pari o superiore a quella della tensione primaria effettiva.

Il valore di corrente di corto circuito da considerare per il progetto e le prove, deve essere ricavato dalla potenza apparente di corto circuito della rete nel punto di installazione (dato da richiedere al Gestore della RTN).

Dal momento che la previsione di connettere impianti di produzione da energie rinnovabili alla RTN a tensione pari a 36 kV è recentissima, i produttori non hanno ancora reso disponibili i cataloghi da cui prelevare le caratteristiche tecniche dei singoli componenti.

Pertanto, per i trasformatori BT/AT, per i quadri AT di tipo compatto e per tutta la componentistica a corredo ci si atterrà scrupolosamente alle specifiche ed alle direttive emanate progressivamente da TERNA.

10.2 Sistema di protezione, monitoraggio, comando e controllo

La cabina di raccolta verrà controllata attraverso:

- Sistema di protezioni AT con protocollo IEC61850;
- Sistema SCADA+RTU+UPDM (inglobato in sistema unico di stazione).

I sistemi di controllo, di protezione e di misura centralizzati sono installati nel locale dedicato ed interconnessi tra loro e con le apparecchiature installate tramite cavi a fibre ottiche e hanno la funzione di connettere l'impianto con i sistemi remoti di telecontrollo, di provvedere al controllo e all'automazione a livello di impianto di tutta la stazione, alla restituzione dell'oscillografia e alla registrazione cronologica degli eventi.

Dalla sala quadri centralizzata è possibile il controllo della stazione qualora venga a mancare il sistema di teletrasmissione o quando questo è messo fuori servizio per manutenzione. In sala quadri la situazione dell'impianto (posizione degli organi di manovra), le misure e le segnalazioni sono rese disponibili su un display video dal quale è possibile effettuare le manovre di esercizio.

Il sistema di monitoraggio previsto comprende una serie di funzioni e caratteristiche per garantire un funzionamento affidabile e fornire informazioni precise agli operatori, anche in maniera automatizzata; in particolare in conformità ai requisiti TERNA, il monitoraggio dell'impianto implementa e risponde all'allegato A.68 " Impianti di produzione fotovoltaica - requisiti minimi per la connessione e l'assistenza in parallelo con la rete AT.

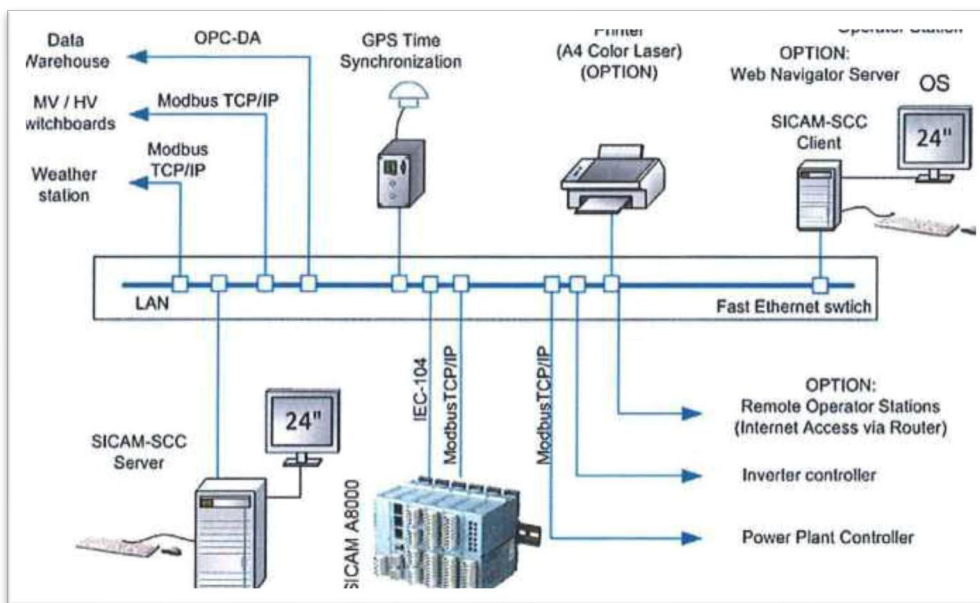
Le caratteristiche principali supportate dal PPC proposto sono:

- Stato dell'impianto
- Registrazione
- segnalazione
- Gestione di eventi e allarmi
- Gestione della manutenzione

Pertanto, il sistema si dovrà occupare di post processare tutti i segnali caratteristici provenienti dall'impianto, quali:

- Parametri di controllo (Tensione/corrente) delle stringhe e delle string box;
- Caratteristica tensione corrente negli inverter e nei trasformatori;
- Stato dei quadri BT e AT;
- Potenze elettriche e fisiche coinvolte;

Per la comunicazione tra i dispositivi di campo vengono utilizzati il database centrale e il protocollo di comunicazione Ethernet e TCP / IP, secondo il layout che si descrive con la figura seguente:



Layout di comunicazione

La soluzione PPC prevista per il parco fotovoltaico comprende i seguenti elementi:

- 41 RS 900 (una per ogni stazione di trasformazione)
- 1 RSG2101
- 1 SICAM A8050 (concentratore di dati)
- 1 Controller centrale elettrica 3AK
- 1 Server SICAM-SCC (con monitor)

Chiaramente il sistema di monitoraggio sarà collegato alla rete mediante cavi in rame e a fibra ottica a norma CEI EN 60794-03 e ITU3T G.652.

Al sistema SCADA faranno capo anche i punti di misura di una serie di parametri ambientali e climatici tali da poter monitorare le condizioni al contorno (Bc's).

Pertanto il monitoring and data acquisition system sarà composto da due sezioni: una che ha in carico il monitoraggio dei parametri da cui dipendono le performance dell'impianto e un'altra più prettamente climatica. Quest'ultima parte, in capo sostanzialmente a un sistema di stazioni di rilevamento meteo, sarà di supporto al sistema più prettamente tecnico che dovrà monitorare l'irraggiamento, la temperatura dei moduli fotovoltaici mediante un sistema di rilevazione dei dati di irraggiamento e un sistema di piranometri.

Naturalmente la parte software di processing dei dati acquisiti è affidata al sistema SCADA che vedrà quindi necessariamente un sistema di collegamento principalmente mediante interfaccia Ethernet e facendo affidamento su protocolli compatibili.



10.3 Impianto di Terra

L'impianto di messa a terra sarà realizzato mediante la posa di dispersori di terra, del tipo a croce, infissi verticalmente nel terreno, in acciaio zincato di spessore sufficiente ad assicurare la necessaria robustezza meccanica nei confronti delle sollecitazioni conseguenti l'infissione nel terreno. I dispersori saranno fra di loro interconnessi tramite corda in rame nudo di sezione opportuna, posata ad intimo contatto con il terreno, e disposta ad anello attorno al perimetro dei basamenti in calcestruzzo.

10.4 Impianto di Sicurezza

È previsto un impianto di Sicurezza e Antiintrusione deputato a garantire l'integrità dell'impianto da eventuali atti criminosi. Va da sé che la prima misura atta a preservare l'impianto da eventuali accessi non autorizzati è la rilevazione dei tentativi di accesso dall'esterno mediante l'installazione di un sistema di sicurezza perimetrale e un sistema di videosorveglianza che abbia contezza della situazione lungo il perimetro dell'impianto.

Naturalmente le immagini acquisite, a norma di legge, verranno registrate mediante un sistema di video-recording a circuito chiuso.

Si prevede:

- Una postazione di Videosorveglianza, Videonalisi e Videorecording, dotata di NVR e monitor;
- Accesso da remoto mediante port forwarding da router internet, in questo modo sarà possibile accedere all'intero sistema in qualunque momento.
- La definizione delle zone e dei protocolli di sistema verrà effettuata in fase di progettazione esecutiva.
- Per quanto riguarda il sistema di antiintrusione perimetrale questo sarà dotato di una centrale dotata di modulo telefonico GSM/GPRS accessibile anche da applicazioni smartphone o da remoto.
- Sensori di contatto installati nei punti di accesso;
- Sensori volumetrici tali da monitorare la viabilità di accesso;
- Sirene di allarme;
- Inseritori a chiave RFID con tastierino numerico.

11 Impianto di illuminazione

Il Parco Fotovoltaico sarà fornito da un sistema di illuminazione esterna di tre tipi:

Illuminazione perimetrale per i campi

L'Illuminazione esterna verrà realizzata con un sistema dotato di rilevatori di presenza, al fine di garantire il minimo consumo possibile di energia e bassissimi livelli di inquinamento luminoso utilizzando le moderne tecnologie a LED associate al sistema di sensori già presente per l'impianto di sicurezza che sarà tarato per attivarsi esclusivamente con la presenza di entità significative (per massa e volume). Ciò consentirà all'impianto di non attivarsi per la maggior parte del tempo e non essendo attivato dalla presenza della fauna locale di piccola taglia (es. volpi, conigli, istrici ecc.).

Illuminazione perimetrale cabina di raccolta

Sarà realizzato un impianto di illuminazione per la videosorveglianza composto da armature IP65 in doppio isolamento (classe 2) con lampade a LED da 79W posti nelle immediate vicinanze delle telecamere e quindi sulla sommità del palo.

Illuminazione esterna cabine di campo e di impianto

L'impianto di illuminazione esterna delle cabine sarà così configurato:



- Tipo lampade: 24 led 1144 Litio - POWERLED;
- Tipo armatura: corpo Al pressofuso, con alettature di raffreddamento;
- Numero lampade: 4;
- Funzione: illuminazione piazzole per manovre e sosta.

12 Elettrodotta di collegamento

L'elettrodotta di collegamento tra Parco fotovoltaico e SE, di lunghezza pari a circa 5,131 Km, è realizzato con linea interrata in cavo RG7H1R.

La formazione sarà con tre terne di sezione pari a 630 mm².

Per il tracciato e la sezione dello scavo si rimanda agli elaborati specifici.

13 Valutazione dei campi elettrici e magnetici

Le informazioni circa lo studio dei campi elettromagnetici e le risultanze dei relativi calcoli sono riportate nella relazione specialistica allegata al progetto.

14 Inquinamento acustico

Nel parco fotovoltaico le apparecchiature che possono emettere rumore in modo continuativo sono i trasformatori AT/BT, non percepibile all'esterno del perimetro di recinzione.

Anche gli interruttori AT, durante le manovre, possono provocare un rumore trasmissibile all'esterno ma tale circostanza si potrà verificare per una brevissima durata e con frequenze basse.

In ogni caso il rumore sarà contenuto nei limiti previsti dal DPCM 01/03/1991 con ss. mm. ed ii. e la legge quadro sull'inquinamento acustico del 26 ottobre 1995 n. 447.