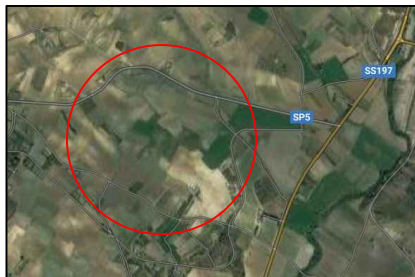


00	Febbraio 2024	Elaborato per verifica di assoggettabilità alla V.I.A.	BD_FS	AV_SA	AV_SA
Rev.	Data	Descrizione	Eseg.	Contr.	Appr.



**IMPIANTO AGRIVOLTAICO IN AREA AGRICOLA
COMUNI DI SANLURI E FURTEI
PROVINCIA DEL SUD SARDEGNA**

Oggetto **VERIFICA DI ASSOGGETTABILITÀ ALLA V.I.A. REGIONALE**
ai sensi del D.Lgs. 152/06 e s.m.i., e Delib.G.R n.11/75 del 24.03.2021

Elaborato

RELAZIONE TECNICO-DESCRITTIVA IMPIANTO

Cod. elab.

AV.SA_VA_EL.01

Proponente

AV SANLURI S.R.L.
Via E. Pais 12 - 09128 CAGLIARI
C.F./P.IVA 03976680920
Tel./Fax +39 0704521023
PEC: avsanluri@legalmail.it

Scala

Data

Febbraio 2024

Il Tecnico

Dott. Ing. BRUNO DEMURU
Ordine Ingegneri Provincia di Cagliari n. 1923

Dott. Ing. FABRIZIO SERRENTI
Ordine Ingegneri Provincia di Oristano n. 464

A4	AV.SA_VA_EL.01	AV.SA_VA_EL.01	2024/1003
formato	file origine	file stampa	codice pratica

Tutte le informazioni contenute nel presente documento sono di proprietà della Teal Change Srl.
La stessa diffida chiunque entri in possesso della seguente documentazione di riprodurlo
in tutto o in parte e rivelarne il contenuto senza esplicita autorizzazione

COMMITTENTE AV SANLURI S.r.l. Via E. Pais 12 - 09128 CAGLIARI C.F./P.IVA 03976680920 Tel./Fax +39 0704521023 PEC: avsanluri@legalmail.it		COD. ELABORATO AV.SA_VA_EL.01 RELAZIONE TECNICO-DESCRITTIVA			
<p>PROGETTO OPERE IMPIANTO DI RETE PER LA CONNESSIONE DI IMPIANTI DI PRODUZIONE DA FONTE SOLARE P_n=16 MW IN AGRO DI SANLURI (SU) (C.d.R.: 312644041)</p>					
OGGETTO PROGETTO OPERE DI RETE PER LA CONNESSIONE DI IMPIANTO DI PRODUZIONE DA FONTE SOLARE P_n=16MW IN AGRO DI SANLURI (SU)		TITOLO RELAZIONE TECNICA DI VALUTAZIONE CAMPI ELETTROMAGNETICI E DPA IMPIANTO DI RETE PER LA CONNESSIONE			
PROGETTAZIONE ING. BRUNO DEMURU Ordine Ingegneri Cagliari n. 1923 ING. FABRIZIO SERRENTI Ordine Ingegneri Oristano n. 464					
0	Febbraio 2024	Elaborato per verifica di assoggettabilità alla V.I.A.	BD_FS	AV_SA	AV_SA
Vers.	DATA	DESCRIZIONE	ESEG.	CONTR.	APPR.
Disegni, calcoli, specifiche e tutte le altre informazioni contenute nel presente documento sono di proprietà del committente. Al ricevimento di questo documento si diffida pertanto di riprodurlo, in tutto o in parte, e di rivelarne il contenuto in assenza di esplicita autorizzazione.					

COMUNI DI SANLURI E FURTEI

Provincia del Sud Sardegna

**Progetto di un impianto fotovoltaico a terra da 16 MWp in
area agricola nei comuni di Sanluri e Furtai**

RELAZIONE TECNICO-DESCRITTIVA

INDICE

1	PREMESSA	5
2	SOCIETA' PROPONENTE.....	6
3	NORME E PRESCRIZIONI DI RIFERIMENTO	7
3.1	Norme del gestore della rete di trasmissione	7
3.2	Norme del gestore della rete di distribuzione	7
3.3	Norme tecniche	7
3.4	Riferimenti legislativi.....	7
4	UBICAZIONE TERRITORIALE DEL PROGETTO	8
4.1	Caratteristiche del sito.....	8
4.2	Riferimenti geografici	9
4.3	Riferimenti cartografici.....	9
5	DESCRIZIONE SISTEMA AGROVOLTAICO E OPERE PREVISTE.....	10
5.1	Descrizione generale del sistema agrovoltaiico.....	10
5.2	Determinazione della potenza dell'impianto	10
5.3	Caratteristiche dei moduli fotovoltaici.....	10
5.4	Caratteristiche Inverter.....	11
5.5	Trasformatori BT/MT	12
5.6	Quadri MT.....	12
5.7	Quadri elettrici BT lato c.a.....	15
5.8	Quadri di campo e di parallelo stringhe c.c.....	15
5.9	Cavi di distribuzione dell'energia in Bassa Tensione (BT) in c.a. e c.c	16
5.9.1	Cavi lato c.a. bassa tensione	16
5.9.2	Cavi lato c.c. bassa tensione	16
5.9.3	Modalità di posa principale cavi b.t	16
5.10	Potenza nominale del generatore fotovoltaico	17
5.10.1	Accoppiamento stringhe-inverter	17
5.10.2	Modalità di posa dei moduli	18
5.10.3	Scelta della disposizione dei tracker e layout di progetto	19
5.11	Dimensionamento dei circuiti BT e MT	20
5.12	Linee elettriche di distribuzione MT	21
5.13	Protezione dei circuiti MT.....	21
5.14	Protezione dei circuiti BT.....	22
5.14.1	Protezione contro i sovraccarichi	22
5.14.2	Protezione contro i cortocircuiti	22
5.15	Opere civili accessorie.....	23
5.16	Valutazione preliminare dei campi elettromagnetici.....	23

6	GESTIONE IMPIANTO	24
7	PROGRAMMA TEMPORALE	24
8	ITER RICHIESTA DI CONNESSIONE	25

1 PREMESSA

La presente relazione tecnico-descrittiva costituisce parte integrante del progetto di una centrale fotovoltaica, da realizzarsi con moduli in silicio monocristallino installati su inseguitori solari monoassiali. L'intervento insisterà su lotti di terreno agricolo ubicati presso i Comuni di Sanluri e Furti (SU).

La società proponente, AV SANLURI S.r.l., P.IVA 03976680920, avente sede in Via Pais 12, 09128 Cagliari, attraverso la realizzazione del progetto proposto, intende avvalersi delle opportunità offerte dal D.M. 04/07/2019 che prevede appositi incentivi per l'energia prodotta da sistemi fotovoltaici.

Per quanto riguarda le finalità dell'intervento questo si inserisce all'interno del processo di transizione energetica dai combustibili fossili alle fonti rinnovabili, i cui principali obiettivi rientrano tra quelli del Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima 2030 (PNIEC), del Piano Nazionale Ripresa e Resilienza (PNRR) e dell'*European Green Deal* (EGD).

In particolare, gli scenari PNIEC prevedono al 2030 un incremento di circa 40 GW di FER, di cui 30 GW costituita da nuovi impianti fotovoltaici. La potenza solare fotovoltaica cumulata, quindi, dovrà passare dagli attuali 21 GW ad un valore pari a circa 51 GW, grazie alla realizzazione di nuovi impianti e al rinnovamento del parco esistente, con una crescita media di 1,5 GW/anno fino al 2025 e di 5 GW/anno fino al 2030.

Tali target verranno rivisti al rialzo, alla luce degli obiettivi climatici previsti dal Green Deal e dalla proposta "Fit for 55" presentata recentemente dalla Commissione UE che prevede al 2030 la riduzione delle emissioni di CO₂ di almeno il 55% (invece dell'attuale 40%) rispetto ai livelli del 1990; novità che richiederanno un maggiore impegno dei Paesi europei nello sviluppo delle rinnovabili.

La disponibilità di risorse costituisce un beneficio indiretto di grande rilevanza, anche dal punto di vista ambientale, in quanto consente di dare piena attuazione alle politiche energetiche della UE in materia di fonti rinnovabili e di accelerare la dismissione degli impianti a combustibile fossile, con i relativi benefici in termini di emissione di gas serra.

Fermo restando l'opportunità e la necessità di massimizzare l'utilizzo delle coperture e di aree industriali o degradate per l'ulteriore sviluppo del fotovoltaico, puntare solo sulle suddette tipologie renderebbe impossibile il raggiungimento degli obiettivi.

In questo contesto, la crescita attesa del fotovoltaico al 2030 dovrà prevedere un più ampio coinvolgimento degli agricoltori e dovrà valutare l'inserimento a terra, su aree agricole, degli impianti FV soprattutto attraverso soluzioni impiantistiche siano in grado di integrare la produzione di energia in ambito agricolo e di contribuire, se ne ricorrano le condizioni, a rilanciarne l'attività nei terreni abbandonati non utilizzati in ambito rurale.

Occorre infatti evidenziare che il fotovoltaico in ambito agricolo ha registrato uno sviluppo importante negli ultimi quindici anni, consentendo alle aziende agricole di implementare percorsi di sostenibilità a livello aziendale, diversificare ed integrare le proprie produzioni, e soprattutto, di partecipare attivamente al processo di decarbonizzazione del settore elettrico (circa il 12,2% dell'attuale potenza fotovoltaica è collegata alle imprese agricole - Fonte GSE).

In tale contesto si ritiene che la filiera agricola e quella energetica non siano in contrapposizione, ma che possano essere partner di progetti agro-energetici più o meno complessi ed in forme diverse a seguito delle tante esperienze positive registrate in questi anni di sviluppo.

Si definiscono **impianti agrivoltaici**: impianti realizzati a terra su aree agricole (produttive, marginali, ecc.) nell'ambito di progetti ad indirizzo "agro-energetico" capaci di attivare una sinergia tra produzione agricola e produzione di energia in base alla quale l'attività agricola può essere condotta in presenza o in prossimità dell'installazione fotovoltaica, in relazione ai piani colturali e/o di allevamento previsti.

Il presente progetto mira alla realizzazione di un impianto agrivoltaico nel rispetto ed in sinergia con l'attività agricola prevista. Nello specifico, l'impianto avrà una potenza complessiva AC di **16,00 MW**, data dalla somma delle potenze nominali dei singoli inverter (potenza nominale lato DC pari a **17,08 MW_p**), e sarà costituito da **n. 1000** stringhe stringhe (inseguitori monoassiali costituiti da n. 459 tracker 2x28 moduli FV + n. 82 tracker 2x14 moduli FV), opportunamente distanziati e di altezza tale da consentire l'attività agricola nel suolosottostante e le operazioni di manovra dei mezzi necessari.

L'impianto sarà suddiviso in blocchi di potenza (sottocampi), ciascuno dei quali invierà l'energia prodotta agli inverter per la conversione DC/AC e alla cabina di trasformazione (*power station*) del sottocampo equipaggiata con trasformatore MT/BT da **1.6 MVA**.

Nelle previsioni del proponente all'interno della *power station* si eleverà la tensione BT fornita in uscita dagli inverter alla tensione MT di 15 kV per il successivo vettoriamento dell'energia verso la Cabina Primaria di e-distribuzione di pertinenza per l'area di progetto considerata.

La produzione di energia annua dell'impianto è stimata in circa **34 GWh/anno**.

Per quanto riguarda le tempistiche di realizzazione, sono previsti, come meglio specificato nel Cap. 7, complessivamente circa 12-15 mesi.

La presente relazione fornisce una descrizione generale del progetto definitivo dell'impianto, ai fini dell'ottenimento della soluzione di connessione da parte di e-distribuzione, in accordo con gli standard richiesti ordinariamente dal Gestore della rete.

2 SOCIETA' PROPONENTE

Il proponente del progetto è la società AV SANLURI S.r.l., una società a responsabilità limitata impegnata nello sviluppo dell'innovazione nel settore delle energie rinnovabili ed in particolare nei sistemi solari agrivoltaici e nei sistemi di accumulo energetico.

Il codice ATECO dell'azienda è il 35.11 - produzione di elettricità - sviluppo di progetti e impianti ad Energia rinnovabile.

La società ha, nel rispetto delle leggi vigenti in materia, l'esercizio di attività relative agli impianti per la produzione di energia da fonti rinnovabili, con particolare attenzione all'energia fotovoltaica, per lo sviluppo e l'acquisizione di progetti, per la realizzazione degli impianti, per la gestione, sia solo per conto terzi, degli impianti, per la vendita dell'energia prodotta e per le organizzazioni pubbliche che private.

L'obiettivo è creare opportunità di crescita aziendale e professionale, soprattutto a livello locale, sia per i professionisti direttamente coinvolti nel progetto, sia per coloro che sono interessati alla realizzazione dei sistemi, con progetti prevalentemente di sviluppo nel settore fotovoltaico.

3 NORME E PRESCRIZIONI DI RIFERIMENTO

L'impianto dovrà essere realizzato "a regola d'arte", sia per quanto riguarda le caratteristiche di componenti e materiali sia per quel che concerne l'installazione.

A tal fine dovranno essere rispettate norme, prescrizioni e regolamentazioni emanate dagli organismi competenti in relazione alle diverse parti dell'impianto stesso, alcune delle quali richiamate nella presente relazione.

Le principali leggi, norme e regolamenti cui il presente progetto si uniforma sono nel seguito richiamate.

3.1 *Norme del gestore della rete di trasmissione*

- Codice di rete Terna - Codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete.

3.2 *Norme del gestore della rete di distribuzione*

- Guida per le connessioni alla rete elettrica di e-distribuzione. Aggiornamenti allegati ed. 2020.

3.3 *Norme tecniche*

- CEI 0-16 - Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti AT e MT.
- CEI 11-17 - Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione pubblica di energia elettrica. Linee in cavo.
- EN 61936-1 (CEI 99-2): Impianti elettrici a tensione > 1 kV c.a..
- CEI EN 50522 -2: Messa a terra degli impianti elettrici a tensione superiore a 1 kV in c.a.
- CEI 20-89 - Guida all'uso e all'installazione dei cavi elettrici e degli accessori di MT.
- CEI 64-8 - Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua.

3.4 *Riferimenti legislativi*

- L.R. N°43/89 del 20 Giugno 1989 "Norme in materia di opere concernenti linee ed impianti elettrici".
- Decreto 22 Gennaio 2008, n. 37 – (sostituisce Legge 46/90) – Regolamento concernente l'attuazione dell'articolo 11-quaterdecies, comma 13, lettera a) della legge n. 248 del 2 dicembre 2005, recante riordino delle disposizioni in materia di attività di installazione degli impianti all'interno degli edifici. (G.U. n. 61 del 12-3-2008).
- Decreto Legislativo 09/04/2008 n. 81 - Attuazione dell'articolo 1 della legge 3 agosto 2007, n. 123, in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro (Suppl. Ordinario n.108) – (sostituisce e abroga tra gli altri D. Lgs. 494/96, D.Lgs. n. 626/94, D.P.R. n. 547/55).

4 UBICAZIONE TERRITORIALE DEL PROGETTO

4.1 Caratteristiche del sito

L'impianto è localizzato all'interno di un'area agricola ubicata nel Comune di Sanluri e in piccola parte nel comune di Furteti, nella provincia Sud Sardegna (SU).

Il sito, la cui superficie totale è pari a circa 37 ha, sarà in parte occupato dagli impianti agrovoltaici, nel rispetto delle distanze necessarie allo svolgimento dell'attività agricola ed al passaggio dei mezzi, delle distanze limite con i lotti di confine e delle fasce di rispetto dalle linee elettriche MT e AT presenti.

Il terreno su cui è progettato l'impianto è illustrato in Figura 1.

Nel sito, al quale si accede dalla Strada Provinciale 48 (Villacidro – Furteti), che corre a nord del sito stesso, è prevista l'installazione del sistema agrovoltaico (area perimetrata in rosso in Figura 2).

Per quanto riguarda l'area circostante il sito, questa è morfologicamente pianeggiante, destinata prevalentemente ad uso agricolo e caratterizzata dalla presenza di strutture isolate sparse. Entro un raggio di alcuni km sono presenti alcuni insediamenti industriali, con annessi altri impianti fotovoltaici.





Figura 2 – Immagine aerea del sito in comune di Sanluri (area perimetrata in rosso).

4.2 Riferimenti geografici

L'area è identificata con i seguenti riferimenti geografici:

- Latitudine: 39° 56' N
- Longitudine: 8° 92' E

4.3 Riferimenti cartografici

Dal punto di vista catastale l'impianto sarà situato nei lotti di seguito riportati:

Comune di Sanluri

foglio 30, particelle: 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23, 24, 25, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32, 33, 35, 36, 38, 39, 40, 41, 42, 43, 44, 45, 46, 47, 66, 67, 68, 69, 70, 71, 72, 73, 74, 75, 76, 77, 78, 79, 80, 81, 82, 84, 87, 90, 111, 112, 123, 124, 125, 126, 127, 128, 129, 130, 131, 139, 140, 141, 142, 143, 144, 146, 147, 148, 149, 150, 151, 152, 153, 154, 155, 158, 168, 169, 171, 172, 173, 174, 175, 187, 188, 198, 250, 255, 259.

foglio 39, particelle: 16, 18, 34, 248, 249, 264, 265, 276, 294, 295, 296, 297, 298, 299, 300, 301.

Comune di Furtei

foglio 9, particelle: 279 e 329.

La superficie complessiva del comparto è pari a 415.350 mq (41,53 ka).

Sotto il profilo cartografico il sito di impianto ricade nelle sezioni IGM 547 sez. I.

L'inquadratura geografica e territoriale dell'ambito in esame è riportato nella allegata cartografia in scala 1:200.000, (Elaborato AV.SA_STMG_T1), 1:25.000 (Elaborato AV.SA_STMG_T2).

5 DESCRIZIONE SISTEMA AGROVOLTAICO E OPERE PREVISTE

5.1 Descrizione generale del sistema agrovoltaiico

Il sistema agrovoltaiico proposto sarà costituito da **28.000 moduli** ed avrà una potenza complessiva di **17.08 MW**.

Nel seguito saranno definite le caratteristiche del generatore fotovoltaico e dei circuiti di distribuzione in c.a. e c.c. in bassa e media tensione.

I criteri progettuali seguiti, illustrati nella presente relazione, sono principalmente quelli di pervenire ad una configurazione impiantistica tale da garantire il corretto funzionamento della centrale fotovoltaica nelle diverse condizioni operative e di garantire l'utilizzo del suolo sottostante per l'attività agricola cui è destinato.

Dal punto di vista del dimensionamento degli impianti il documento è redatto in conformità alla Norma CEI 0-2 con lo scopo di:

- determinare i parametri elettrici fondamentali di funzionamento dell'impianto, sia in condizioni normali che in condizione di guasto;
- determinare i parametri elettrici di riferimento per l'acquisizione dei principali componenti di impianto, determinando i criteri generali di scelta delle soluzioni impiantistiche adottate;
- definire i criteri e le soluzioni impiantistiche ai fini della sicurezza delle persone nei confronti dei contatti diretti e indiretti.

Le condizioni ambientali di riferimento nei calcoli effettuati nella presente relazione sono:

- temperatura interna da -5°C a $+40^{\circ}\text{C}$,
- temperatura esterna da -10°C a $+70^{\circ}\text{C}$,
- umidità interna variabile dal 20 % al 85 %.

5.2 Determinazione della potenza dell'impianto

Per calcolare la potenza dell'impianto in progetto si è proceduto, in primo luogo, alla definizione del layout d'impianto, ottimizzandolo in funzione dell'orientamento dei confini del terreno, della presenza di linee elettriche esistenti e delle scelte tecnologiche effettuate.

5.3 Caratteristiche dei moduli fotovoltaici

I moduli fotovoltaici che saranno impiegati sono del costruttore LONGI SOLAR, modello bifacciale Hi-MO LR5-72HBD-545M in silicio monocristallino, le cui caratteristiche riferite alle condizioni standard di irraggiamento (STC: $1000\text{W}/\text{m}^2$, 25°C , AM 1,5) sono riportate in Tabella 5.1.

Tabella 5.1 - Dati tecnici moduli

Potenza massima (P_{\max}) [W_p]	610
Tolleranza sulla potenza [W]	0~+3W
Tensione alla massima potenza (V_{mpp}) [V]	45,60

Corrente alla massima potenza (I_{mpp}) [A]	13,38
Tensione di circuito aperto (V_{oc}) [V]	55,31
Corrente di corto circuito (I_{sc}) [A]	14,03
Massima tensione di sistema [V_{dc}]	1500
Temperatura cella nominale di esercizio NOCT [°C]	$45 \pm 2^\circ\text{C}$
Coefficiente termico αP_{mpp} [%/°C]	-0,350%/°C
Coefficiente termico αV_{oc} [%/°C]	-0,284%/°C
Coefficiente termico αI_{sc} [%/°C]	+0,050%/°C
Efficienza modulo [%]	21,3%
Dimensioni principali [mm]	2465 x 1134 x 35
Peso [kg]	34,6
Numero di celle per modulo	156 (2x78)

5.4 Caratteristiche Inverter

Gli inverter selezionati per l'impianto avranno le caratteristiche individuate dal costruttore Huawei, modello SUN2000-215KTL-H0 con potenza massima generabile di 250kW, e saranno ubicati nell'area di impianto e connessi alla cabina di trasformazione BT/MT del sottocampo di pertinenza. Faranno capo a ciascuna cabina di conversione un numero variabile di inverter da 6 a 8 secondo quanto sarà meglio riportato nella fase successiva della progettazione definitiva.

I dati tecnici degli inverter sono riportati in Tabella 5.2.

Tabella 5.2 - Dati tecnici inverter TBea TS250KTL-HV

Max Potenza AC [kW]	250
Potenza nominale AC [kW]	200
Tensione nominale AC	800
Corrente massima DC [A]	270
Corrente massima AC [A]	155,2
Intervallo Tensione MPPT - V_{mpp} [V]	550-1500
Tensione Max DC- V_{max} DC[V]	1500
N° di ingressi lato DC	18
N° di MPPT tracker	9
Fattore di potenza $\cos\phi$	0,8
Dimensioni (A x L x P) mm	1035/700/365 mm
Peso [kg]	86
Efficienza Europea	98,6%
Efficienza Inverter max	99%

5.5 Trasformatori BT/MT

I trasformatori BT/MT saranno del tipo isolato in resina per installazione all'interno.

Il circuito del nucleo dovrà essere realizzato con lamierini magnetici a grani orientati laminati a freddo. Il taglio dei lamierini dovrà essere realizzato in modo da ridurre sia le perdite a vuoto sia la rumorosità del trasformatore.

I lamierini utilizzati per la realizzazione del nucleo magnetico dei trasformatori saranno del tipo a cristalli orientati con bassa cifra di perdita, isolati in carlyte e giunti con taglio a 45° step Iap. L'ottimale utilizzazione delle caratteristiche magnetiche dei lamierini è ottenuta dall'unione, del tipo a giunti intercalati, tra le colonne e i gioghi del nucleo.

La realizzazione a gradini variabili per numero e dimensioni della sezione delle colonne e dei gioghi, permettono l'ottimizzazione del coefficiente di riempimento. L'uniforme pressione delle colonne del nucleo è garantita da un'accurata e idonea nastratura mediante materiale isolante. Profilati di adeguate dimensioni, collegati tra loro con tiranti d'acciaio, realizzano la compressione dei gioghi.

Tutti questi accorgimenti conferiscono alla macchina, basse perdite, limitate correnti a vuoto, ridotti fenomeni di vibrazioni e basso livello di rumore.

Le principali caratteristiche tecniche dei trasformatori BT/MT sono riportate in Tabella 5.3.

Tabella 5.3 - Dati tecnici Trasformatori BT/MT

Potenza Nominale [kVA]	1600
Gruppo Vettoriale	Dyn11
Tensione Nominale lato Alta Tensione [kV]	15
Tensione Nominale lato Bassa Tensione a vuoto [V]	400/231
Frequenza [Hz]	50
Perdite a vuoto [W]	2200
Perdite a carico a 75° [W]	11300
Perdite a carico a 120° [W]	13500
Tensione di Corto Circuito	6%
Corrente di Inserzione I_e/I_n	8,5
Potenza Acustica L_{wa} [dB(A)]	68

In corrispondenza dei trasformatori MT/BT saranno installati dei sistemi di rifasamento per compensare la potenza reattiva che il trasformatore assorbe per la magnetizzazione del nucleo.

5.6 Quadri MT

I quadri MT e le apparecchiature posizionate al suo interno dovranno essere progettati, costruiti e collaudati in conformità alle Norme CEI (Comitato Elettrotecnico Italiano), IEC (International Electrotechnical Commission) in vigore.

I quadri elettrici MT saranno formati da unità affiancabili, ognuna costituita da celle componibili e standardizzate.

I quadri MT saranno in esecuzione senza perdita di continuità d'esercizio secondo IEC 62271-200, destinati alla distribuzione d'energia a semplice sistema di sbarra.

Il quadro realizzato in esecuzione protetta sarà adatto per installazione all'interno in accordo alla normativa CEI/IEC. La struttura portante dovrà essere realizzata con lamiera d'acciaio di spessore non inferiore a 2 mm.

Ciascun quadro dovrà garantire la protezione contro l'arco interno sul fronte e due lati del quadro fino a 12,5 kA per 1 secondo (IEC 62271-200).

I dati tecnici principali dei quadri di distribuzione e di connessione alla rete di e-distribuzione prescelti sono riportati in Tabella 5.4 :

Tabella 5.4 – Dati tecnici quadri MT

Tensione nominale [kV]	24
Tensione di esercizio [kV]	15
Frequenza nominale [Hz]	50
N° fasi	3
Corrente nominale delle sbarre principali [A]	630
Corrente nominale max delle derivazioni [A]	630
Corrente nominale ammissibile di breve durata [kA]	16
Corrente nominale di picco [kA]	31,5
Potere di interruzione degli interruttori alla tensione nominale [kA]	12,5
Durata nominale del corto circuito [s]	1

All'interno dei quadri MT saranno posizionati interruttori MT ad interruzione in SF6 con pressione relativa del SF6 di primo riempimento a 20°C uguale a 0,5 bar. Il gas impiegato sarà conforme alle norme IEC 376 e norme CEI 10-7. Il potere di corto circuito non dovrà essere inferiore a 12,5 kA.

Le unità di protezione elettrica saranno basate su tecnologia a microprocessore e adatte a garantire elevata affidabilità e disponibilità di funzionamento.

Le unità di protezione elettrica avranno adeguata struttura, robusta e in grado di garantire che possano essere installati direttamente sulla cella strumenti dello scomparto di MT.

Tali unità di protezione saranno alimentate da una sorgente ausiliaria (UPS), e saranno collegate al secondario dei TA e dei TV dell'impianto.

Oltre alle funzioni di protezione e misura le unità di protezione elettrica dovranno essere dotate di funzioni, quali auto test alla messa in servizio e autodiagnostica permanente, che consentano di verificare con continuità il buon funzionamento delle apparecchiature.

Le caratteristiche delle protezioni MT rispettano le prescrizioni Enel distribuzione e la norma CEI 0-16.

L'unità di protezione sarà di tipo espandibile e potrà essere dotata, anche in un secondo tempo, di ulteriori accessori che permetteranno di realizzare:

- automatismi di richiusura per linee MT;
- gestione dei segnali dai trasformatori;
- acquisizione dei valori di temperatura da sonde termiche;
- emissione di una misura analogica associabile ad una delle grandezze misurate dall'unità stessa (correnti, temperature, ecc.).

La regolazione delle soglie avverrà direttamente in valori primari nelle relative grandezze espresse in corrente o tempo rendendo più semplice l'utilizzo e la consultazione all'operatore.

I valori massimi di regolazione della Protezione Generale PG saranno forniti dal Distributore.

L'Utente è dotato di impianto di produzione che può entrare in parallelo con la rete, per tale ragione, è prevista l'installazione sul lato BT del dispositivo di interfaccia (DDI).

In conformità a quanto previsto nell'allegato A70 TERNA e alla delibera AEEG 84/2012/R/EEL il riferimento dei TV relativo alle protezioni del dispositivo DDI deve essere rilevato sul lato MT; il quadro sarà dunque equipaggiato con i toroidi di tensione fase-massa collegati a triangolo come previsto dalla delibera suddetta.

Inoltre, poiché l'Utente è dotato di impianti di produzione che possono entrare in parallelo con la rete, come si evince dagli elaborati grafici, le funzioni del dispositivo di interfaccia (DDI) sono svolte dal dispositivo generale (DG); a tal fine il dispositivo generale sarà dotato, in aggiunta ai relè 51, 51N, delle seguenti protezioni:

- massima tensione concatenata (59 - senza ritardo intenzionale)
- massima tensione omopolare (59N - ritardata)
- minima tensione concatenata (27- ritardo tipico: 300 ms)
- massima frequenza ($81 >$ senza ritardo intenzionale)
- minima frequenza ($81 <$ senza ritardo intenzionale)
- protezione contro la perdita di rete con PLC di richiusura DDI con rete presente.

In caso di perdita di rete il sistema di protezione di interfaccia (SPI), agendo sul DG-DDI, separa l'impianto di produzione dalla rete di distribuzione evitando che:

- in caso di mancanza dell'alimentazione sulla rete, l'Utente possa alimentare la rete stessa;
- in caso di guasto sulla linea MT cui è connesso l'Utente attivo, l'Utente stesso possa continuare ad alimentare il guasto;
- in caso di richiusure automatiche o manuali di interruttori della rete di distribuzione, il generatore possa trovarsi in discordanza di fase con la rete, con possibilità di danneggiamento meccanico del generatore stesso.

Oltre alle funzioni di protezione e misura le unità di protezione elettrica dovranno essere dotate di funzioni quali, auto test alla messa in servizio e autodiagnostica permanente, che consentano di verificare con continuità il buon funzionamento delle apparecchiature.

La regolazione delle soglie, avverrà direttamente in valori primari nelle relative grandezze espresse in corrente o tempo rendendo più semplice l'utilizzo e la consultazione all'operatore.

Il comando d'apertura del dispositivo d'interfaccia e di generatore potrà essere effettuato sia manualmente da un operatore sia automaticamente dalle protezioni dell'Utente.

5.7 Quadri elettrici BT lato c.a.

I quadri elettrici saranno realizzati con struttura in robusta lamiera di acciaio con un grado di protezione IP55. I quadri elettrici di BT dovranno avere le caratteristiche riportate in Tabella 5.5.

Tabella 5.5 – Dati tecnici Quadri Elettrici BT

Tensione nominale [V]	690
Tensione esercizio [V]	400
Numero delle fasi	3F + PE
Livello nominale di isolamento tensione di prova a frequenza industriale per 1 min verso terra e tra le fasi [kV]	2,5
Frequenza nominale [Hz]	50
Corrente nominale sbarre principali.	3200 A

Ciascun quadro elettrico dovrà essere realizzato a regola d'arte nel pieno rispetto delle norme CEI EN 60439-1 (CEI 17-13), la direttiva BT e la direttiva sulla Compatibilità Elettromagnetica.

Ciascun quadro dovrà essere munito di un'apposita targa contenente i suoi dati di identificazione, come richiesto dal punto 5.1 della norma 17-13/1.

La funzione degli apparecchi deve essere contraddistinta da apposite targhette. Le linee sulla morsettiera d'uscita devono essere numerate per una più agevole individuazione.

5.8 Quadri di campo e di parallelo stringhe c.c.

I quadri di campo di parallelo stringhe realizzano il collegamento elettrico fra le stringhe provenienti dal generatore fotovoltaico ed il gruppo di conversione c.c./a.c.

I quadri di parallelo (DCUV) saranno dotati di:

- Sezionatore con la funzione di sezionamento sottocarico (IMS) sul collegamento verso l'inverter;
- Fusibili di stringa con la funzione di protezione dalle sovracorrenti e correnti inverse;
- Dispositivo SPD con la funzione di protezione dalle sovratensioni.

I quadri saranno con grado di protezione esterno minimo IP54.

Il montaggio di ogni componente sarà tale da impedire contatti accidentali con parti in tensione come richiesto dalle norme CEI 17-13.

La disposizione dei cavi elettrici in arrivo ai suddetti quadri dovrà permettere la facile sostituzione di ogni pannello con il sezionamento di ciascuna stringa, realizzato con sezionatori adatti all'uso fotovoltaico nel numero di 1 per ogni stringa.

I quadri saranno dotati di strumenti per la misura della corrente e della tensione delle stringhe e la temperatura media dei moduli che saranno inviate al sistema di controllo e monitoraggio dell'impianto

5.9 Cavi di distribuzione dell'energia in Bassa Tensione (BT) in c.a. e c.c.

5.9.1 Cavi lato c.a. bassa tensione

Per la distribuzione in BT saranno utilizzati cavi aventi le seguenti caratteristiche: cavo unipolare/multipolare FG16OR16 per energia isolato in gomma etilenpropilenica ad alto modulo di qualità G16 Tensione nominale U_o/U : 0,6/1 k, sotto guaina di PVC, ovvero cavi del tipo FG7OR Tensione nominale U_o/U : 0.6/1kV con conduttore in rame, isolamento in gomma EPR e guaina in PVC, conforme a norma CEI 20-22 e CEI 20-34.

I circuiti di sicurezza saranno realizzati mediante cavi FTG10(O)M1 0,6/1 KV - CEI 20-45 CEI 20-22 III / 20-35 (EN50265) / 20-37 resistenti al fuoco secondo IEC 331 / CEI 20-36 EN 50200, direttiva BT 73/23 CEE e 93/68 non propaganti l'incendio senza alogeni a basso sviluppo di fumi opachi con conduttori flessibili in rame rosso con barriera antifuoco.

5.9.2 Cavi lato c.c. bassa tensione

Per il collegamento delle stringhe agli inverter si utilizzeranno cavi del tipo ARG7OR 0,6/1 kV c.a 0,9/1,5kV c.c., conduttore in alluminio, corda rigida compatta isolamento classe 2, materiale gomma, qualità G7, guaina riempitiva materiale termoplastico, guaina esterna materiale: pvc, qualità rz, colore: grigio.

Per collegamenti in c.c. tra i moduli verranno impiegati cavo unipolari adatti al collegamento dei vari elementi degli impianti fotovoltaici e solari, sigla H1Z2Z2-K con tensione nominale di esercizio: 1.0kV C.A. - 1.5kV C.C. (anche verso terra), colore guaina esterna Nero o Rosso (basato su RAL 9005 o 3000).

5.9.3 Modalità di posa principale cavi b.t.

Tutte le linee di BT verranno posate con interrimento a una quota massima di 60 cm dal piano di calpestio, entro tubo corrugato in PVC posato su un letto in sabbia vagliata. Le condutture interrato saranno rese riconoscibili mediante un nastro per segnalazione cavi elettrici.

5.10 Potenza nominale del generatore fotovoltaico

Tenuto conto della superficie utile all'installazione degli inseguitori monoassiali e delle dimensioni standard dei *tracker* (aventi caratteristiche costruttive del modello Comal Sun Hunter TRK SH18AB o similare), l'impianto presenta le caratteristiche principali indicate in Tabella 5.6.

Tabella 5.6 – Dati principali impianto

Modello moduli FV	LONGI Hi-MO LR5-72HBD-545M
Modello inverter	<i>TBea TS250KTL-HV</i>
Distanza E-W tra le file	12 m
Distanza N-S tra le file	0,50 m
n. tracker da 2x28 moduli	462
n. tracker da 2x14 moduli	76
n. totale tracker	538
n. totale moduli	28.000
n. stringhe da 28 moduli	1000
n. inverter	64
Potenza DC (MWp)	17,08
Potenza AC (MW)	16,0
Potenza AC (MVA)	16,0
Rapporto DC/AC	1,067

La potenza complessiva nominale dell'impianto, considerando n. 28.000 moduli da 610 Wp, sarà pertanto di 17,08 MWp mentre la potenza in AC sarà pari a 16.0 MW, con un rapporto AC/DC di circa 1,067

5.10.1 Accoppiamento stringhe-inverter

Per assicurare un funzionamento sicuro ed efficiente dell'inverter è necessario configurare il campo fotovoltaico adattandolo al modello di inverter prescelto, valutandone attentamente le condizioni estreme di funzionamento.

Il dimensionamento delle stringhe dell'inverter è stato effettuato considerando i requisiti previsti dalla guida CEI 82-25 ed in particolare, sono state verificate con il simulatore d'impianto implementato in PVSYS, le seguenti condizioni di funzionamento:

1. Tensione massima stringa a vuoto, alla minima temperatura:

- Tensione di circuito aperto, Voc a 60°C inferiore alla tensione massima di sistema del modulo FV.
- Tensione di circuito aperto Voc a 5 °C inferiore alla tensione massima dell'inverter.

2. Tensioni MPPT:

- La tensione nel punto STC deve essere compresa nella finestra di tensione in cui ricade il punto di funzionamento alla massima potenza.
- La tensione nel punto di massima potenza, V_{pm} a 60 °C deve essere maggiore della Tensione MPPT minima.
- Tensione nel punto di massima potenza, V_{pm} a 5 °C deve essere minore della Tensione MPPT massima.

Il parallelo delle uscite in c.c. avverrà mediante l'utilizzo di quadri di campo e manovra distribuiti opportunamente nei singoli sottocampi FV come indicato negli elaborati grafici di progetto.

5.10.2 Modalità di posa dei moduli

I moduli fotovoltaici devono essere montati su una struttura che ne assicuri costantemente la corretta orientazione nonché in grado di fornire supporto e protezione strutturali. Gli elementi di ancoraggio possono essere ad orientazione fissa o variabile. Negli schemi a orientazione fissa i moduli sono in genere inclinati rispetto al piano orizzontale al fine di massimizzare la radiazione annuale che ricevono. L'angolo di inclinazione ottimale (tilt) dipende dalla latitudine della posizione del sito. La direzione verso cui è rivolto il sistema (azimut) nell'emisfero nord è convenzionalmente riferita al sud geografico.

In siti con un'alta percentuale di radiazione solare diretta, è possibile utilizzare inseguitori solari (tracker) monoassiali o biassiali per aumentare la captazione energetica annuale media totale. I tracker seguono il sole nei suoi movimenti giornalieri rispetto all'orizzonte. Queste sono generalmente le uniche parti mobili impiegate in un impianto solare fotovoltaico.

In funzione del sito e delle caratteristiche precise dell'irradiazione solare, i *tracker* possono aumentare il rendimento energetico annuo fino a 30/35 per cento per inseguitori monoassiali e 45 per cento per inseguitori biassiali. Il *tracking* produce anche un plateau di uscita di potenza più regolare. Ciò aiuta a soddisfare la domanda di picco nei pomeriggi, cosa comune nei climi caldi a causa dell'uso di unità di condizionamento dell'aria.

Gli aspetti da tenere in considerazione quando si prevede l'impiego di *tracker* includono i seguenti:

Finanziari:

- costi di capitale aggiuntivi per l'approvvigionamento e l'installazione dei *tracker*.
- superficie aggiuntiva necessaria per evitare l'ombreggiatura rispetto a un sistema di inclinazione fissa in campo libero della stessa potenza nominale.
- costi di manutenzione più elevati per la gestione delle parti mobili e dei sistemi di attuazione.

Operativi/gestionali:

- *range angolare di inseguimento solare*: tutti i *tracker* hanno limiti angolari, che variano tra i diversi tipi di prodotto. A seconda dei limiti angolari, le prestazioni energetiche potrebbero essere ridotte.
- *Elevata resistenza al vento e sistemi di sicurezza*: il sistema di controllo automatizzato dei tracker, oltre una data soglia di velocità del vento, attiva la modalità di sicurezza (tracker in posizione orizzontale) per offrire la minore resistenza al vento. Ciò può ridurre il rendimento energetico e quindi i proventi economici della vendita dell'energia nei siti ad alta velocità del vento.

- *Rapporto di irradiazione diretta / diffusa*: i sistemi ad inseguimento solare offrono maggiori vantaggi in luoghi con una componente di irradiazione diretta più elevata.

5.10.3 Scelta della disposizione dei tracker e layout di progetto

In Figura 3 si riporta il prospetto laterale di due file di tracker, distanziati 12 m come da scelta progettuale, con l'ingombro dei moduli in fase di rotazione sull'asse orizzontale al fine di ottimizzare la produzione giornaliera.

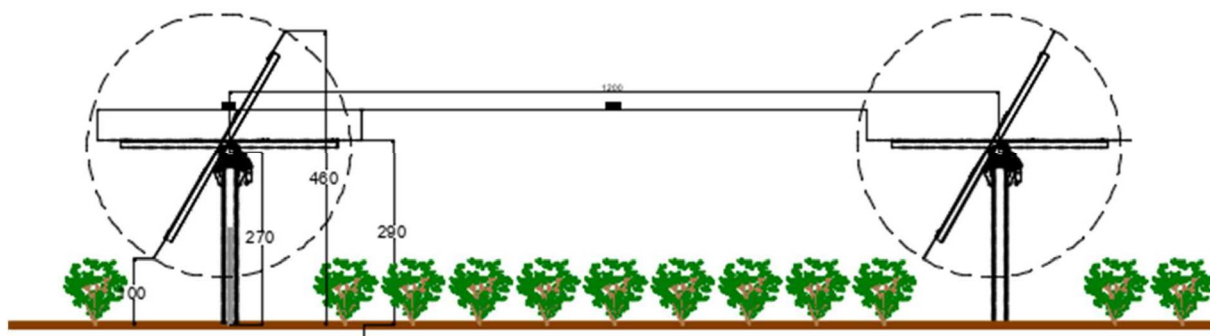


Figura 3 – Prospetto laterale con ingombro dei moduli in fase di rotazione.

In Figura 4 si riporta l'ubicazione dell'area di installazione del sistema agrovoltaico nel sito in esame.

I tracker sono disposti in modo da ottimizzare lo spazio e da rispettare le distanze minime tra le file, verso il confine del lotto e rispetto alle linee elettriche esistenti.

E' infatti presente nell'area in esame una linea MT aerea (in blu in Figura 4), che attraversa il lotto longitudinalmente, una linea AT in doppia terna (in magenta in Figura 4), ed un'altra terna (in verde in Figura 4) che attraversano il lotto trasversalmente. Le fasce di rispetto dalle rispettive linee elettriche sono evidenziate con un tratteggio nel layout e tengono conto della normativa vigente in materia.

Per ulteriori dettagli sull'installazione del sistema e sugli schemi unifilari elettrici si rimanda agli elaborati grafici di progetto allegati.

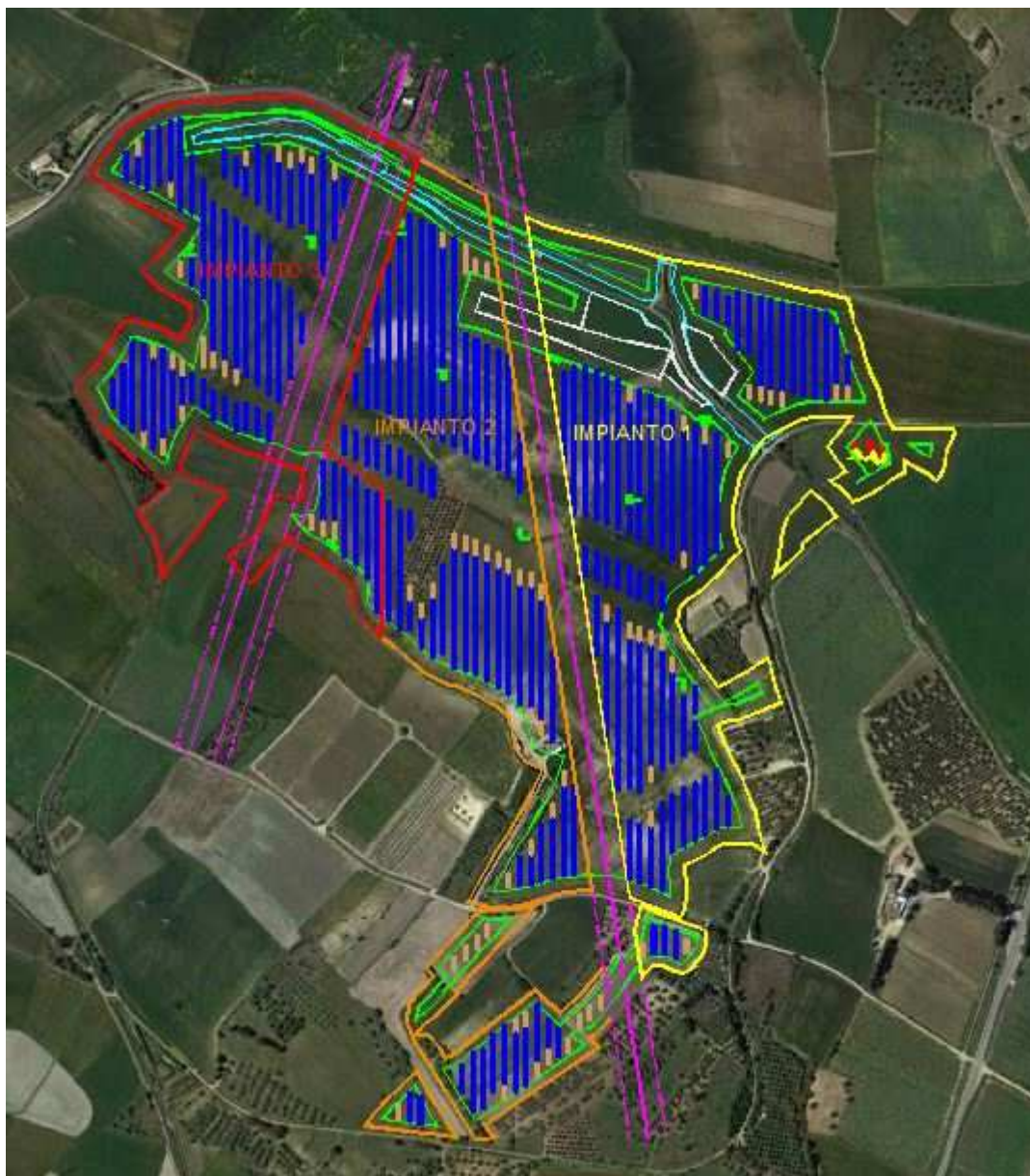


Figura 4 – Layout dell’area di installazione del sistema agrivoltaico.

5.11 Dimensionamento dei circuiti BT e MT

I cavi elettrici in corrente continua e in corrente alternata, ossia dalla connessione di stringa agli inverter, passando per i quadri di campo fino ai QMT, sono dimensionati in modo tale che risultino soddisfatte le relazioni:

$$I_b \leq I_z$$

$$\Delta V\% \leq 2\%,$$

dove:

- I_b è la corrente di impiego del cavo;
- I_z è la portata del cavo, calcolata tenendo conto del tipo di cavo e delle condizioni di posa;
- $\Delta V\%$ è la caduta di tensione percentuale nell’impianto.

Per il dimensionamento dei cavi dei circuiti in corrente continua si valuta la corrente d’impiego I_b pari alla corrente di corto circuito I_{sc} erogata dal modulo, con una maggiorazione del 25% per tener conto di valori di irraggiamento superiori rispetto alle condizioni standard.

$$I_b = 1,25 \cdot I_{sc}$$

La relazione riportata di seguito esprime la caduta di tensione nei vari tratti:

$$\Delta V\% = \frac{\Delta V}{V} \cdot 100 = \frac{K \cdot R \cdot I_b}{V} \cdot 100$$

dove:

- K=1 per linee trifase a.c., K=2 per linee in c.c.
- R è la resistenza elettrica del cavo considerato espressa in ohm;
- V è la tensione nel tratto di circuito considerato.

5.12 Linee elettriche di distribuzione MT

Il trasporto dell'energia in MT avverrà mediante elettrodotti interrati, costituiti da cavi MT posati su un letto di sabbia vagliata secondo quanto descritto dalla modalità M delle norme CEI 11-17.

In corrispondenza degli attraversamenti stradali, lo strato di sabbia verrà chiuso in superficie, a contatto con il manto stradale, da un getto di cls magro di altezza 30 cm.

I cavi che si prevede di utilizzare sono del tipo ARE4H1R(X) 12/20 kV con conduttore in alluminio, isolamento in polietilene reticolato (XLPE) e guaina in PVC, del tipo ad elica visibile.

La sezione dei cavi di ciascun tronco di linea è calcolata in modo da essere adeguata ai carichi da trasportare nelle condizioni di massima potenza ipotizzata.

Le sezioni scelte per i cavi sono tali da garantire una caduta di tensione in ciascuna linea ampiamente nei limiti determinati dalle regolazioni di tensione consentite dai trasformatori 20/150 kV ed una perdita complessiva di potenza inferiore al 5%.

5.13 Protezione dei circuiti MT

Le unità di protezione elettrica dei circuiti MT saranno basate su tecnologia a microprocessore e adatte a garantire elevata affidabilità e disponibilità di funzionamento.

Le unità di protezione saranno di tipo espandibile e potranno essere dotate, anche in un secondo tempo, di ulteriori accessori che permetteranno di realizzare:

- automatismi di richiusura per linee MT;
- gestione dei segnali dai trasformatori;
- acquisizione dei valori di temperatura da sonde termiche;
- emissione di una misura analogica associabile ad una delle grandezze misurate dall'unità stessa (correnti, temperature, ecc.).

La regolazione delle soglie avverrà direttamente in valori primari nelle relative grandezze espresse in corrente o tempo rendendo più semplice l'utilizzo e la consultazione all'operatore.

Saranno implementate le seguenti protezioni:

- massima tensione concatenata (59 - senza ritardo intenzionale);
- massima tensione omopolare (59N - ritardata);
- minima tensione concatenata (27- ritardo tipico: 300 ms);
- massima frequenza (81> senza ritardo intenzionale);
- minima frequenza (81< senza ritardo intenzionale);

- protezione contro la perdita di rete con PLC di richiusura DDI con rete presente;
- protezione direzionale di terra 67N;
- massima corrente 50/51;
- massima corrente di terra 50N/51N;
- sequenza negativa / squilibrio 46;
- mancata apertura interruttore 50BF.

I valori di taratura delle diverse protezioni saranno definiti in fase di progettazione esecutiva.

5.14 Protezione dei circuiti BT

5.14.1 Protezione contro i sovraccarichi

La protezione dei sovraccarichi è effettuata secondo la norma CEI 64-8/4 rispettando le condizioni seguenti:

$$I_b \leq I_n \leq I_z$$

$$I_f \leq 1,45 I_z$$

Dove:

- I_b = Corrente di impiego del circuito
- I_n = Corrente nominale del dispositivo di protezione
- I_z = Portata in regime permanente della conduttura
- I_f = Corrente di funzionamento del dispositivo di protezione

La protezione contro i sovraccarichi può essere omessa sui cavi delle stringhe FV e dei moduli FV poiché la portata dei cavi è superiore a 1,25 volte I_{SC} (712.433.1 della Norma CEI 64-8/7), dove I_{SC} è la corrente di cortocircuito del generatore fotovoltaico a STC.

La protezione contro i sovraccarichi può essere omessa sul cavo principale FV poiché la portata è superiore a 1,25 volte il valore I_{SC} del generatore FV (712.433.2 della Norma CEI 64-8/7).

5.14.2 Protezione contro i cortocircuiti

La protezione dei cortocircuiti sarà effettuata secondo la norma CEI 64-8/4 rispettando le condizioni seguenti:

$$I_{cc_{max}} \leq P.d.I.$$

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

Dove:

- $I_{cc_{max}}$ = Corrente di cortocircuito massima
- P.d.I. = Potere di interruzione apparecchiatura di protezione
- I^2t = Integrale di Joule della corrente di cortocircuito presunta (valore letto sulle curve delle apparecchiature di protezione)

- K = Coefficiente della conduttanza utilizzata
 - 115 per cavi isolati in PVC;
 - 135 per cavi isolati in gomma naturale e butilica;
 - 143 per cavi isolati in gomma etilenpropilenica e polietilene reticolato;
- S = Sezione della conduttanza.

5.15 Opere civili accessorie

Al fine di garantire l'installazione e la piena operatività dell'impianto saranno da prevedersi le seguenti opere:

- puntuali interventi di adeguamento della viabilità di accesso al sito di installazione, consistenti nella temporanea eliminazione di ostacoli e barriere o in limitati spianamenti, al fine di renderla transitabile dai mezzi di trasporto della componentistica prevista;
- allestimento di nuova viabilità per assicurare adeguate condizioni di accesso all'impianto;
- approntamento di recinzioni e cancelli laddove specificamente richiesto dai proprietari o fruitori delle aree;
- esecuzione di mirati interventi di mitigazione e recupero ambientale.

Ai predetti interventi, propedeutici alla realizzazione dell'impianto di accumulo, si affiancheranno tutte le opere riferibili all'infrastrutturazione elettrica:

- realizzazione delle trincee di scavo e posa dei cavi interrati MT di vettoriamento dell'energia assorbita/immessa nella rete di trasmissione nazionale;
- realizzazione di tutte le opere civili per la nuova sottostazione di utenza ai fini della successivo scambio dell'energia con la rete RTN;
- realizzazione delle opere di rete in accordo con la soluzione di connessione che sarà prospettata da gestore della rete RTN Terna.

5.16 Valutazione preliminare dei campi elettromagnetici

Ai sensi dell'allegato A al DM 29 maggio 2008 – “Approvazione della metodologia di calcolo per la determinazione delle fasce di rispetto per gli elettrodotti” e sulla base dei riferimenti contenuti nell'art. 6 del D.P.C.M. 8 luglio 2003, le fasce di rispetto degli elettrodotti vanno determinate ove sia applicabile l'obiettivo di qualità, e cioè “nella progettazione di nuovi elettrodotti in corrispondenza di aree di gioco per l'infanzia, di ambienti abitativi, di ambienti scolastici e di luoghi adibiti a permanenze non inferiori a quattro ore”.

Nel caso degli impianti oggetto della presente relazione non sussiste alcuno dei casi sopra riportati. In ogni caso è stato verificato che all'interno della fascia di rispetto degli elettrodotti interrati i valori di campo sia elettrico che magnetico si mantengono al di sotto dei limiti prescritti dalla normativa vigente.

Per quanto riguarda le apparecchiature elettriche si verificherà la distanza a partire dalla quale verrà garantito il contenimento dei valori di esposizione al di sotto del limite di 3 μ T.

L'impianto in progetto verrà telecontrollato a distanza e non richiede presenza costante di personale negli edifici durante il normale funzionamento.

I locali tecnici dell'impianto saranno non presidiati, e con presenza umana limitata ai brevi tempi necessari per l'effettuazione di controlli, le verifiche, ispezioni e manovra impianti delle apparecchiature elettromeccaniche, le quali saranno conformi alle normative in vigore in termini di protezione ed emissione di campi elettromagnetici. Non saranno presenti apparecchiature che introducono problematiche particolari in termini di emissione di onde elettromagnetiche e/o radiazioni non ionizzanti.

6 GESTIONE IMPIANTO

L'impianto non richiederà il presidio fisso da parte di personale preposto. L'unico presidio previsto è rappresentato dalla guardiania sulle 24 hr per motivi di controllo e security.

La centrale di accumulo energetico verrà esercita a regime mediante un sistema di supervisione che consentirà di rilevare le condizioni di funzionamento, di effettuare comandi sulle macchine ed apparecchiature in remoto e di rilevare eventi che eventualmente richiedano l'intervento di squadre specialistiche.

Gli interventi da parte di personale tecnico addetto alla gestione e conduzione dell'impianto possono, pertanto, riassumersi nelle seguenti attività:

- conduzione impianto in conformità a procedure stabilite e a liste di controllo, e verifiche programmate per garantire efficienza e regolarità di funzionamento;
- manutenzione preventiva ed ordinaria programmate in conformità a procedure stabilite;
- segnalazione di anomalie di funzionamento con richiesta di intervento di riparazione e/o manutenzione straordinaria da parte di ditte esterne specializzate ed autorizzate dai produttori delle macchine ed apparecchiature;
- predisposizione di rapporti periodici sulle condizioni di funzionamento dell'impianto e sull'energia elettrica prodotta.

Si può ritenere, in linea di massima, che la gestione dell'impianto potrà essere effettuata inizialmente con ispezioni a carattere giornaliero, quindi con frequenza bi-trisettimanale, mentre la manutenzione ordinaria potrà essere effettuata con periodicità di alcuni mesi.

7 PROGRAMMA TEMPORALE

In via approssimativa si può prevedere che, a partire dalla data di inizio lavori, il tempo stimato per la realizzazione delle opere civili dell'impianto e delle linee elettriche in MT interrate sia quantificabile in circa 6÷7 mesi, facendo procedere le due fasi parzialmente in parallelo.

Il montaggio delle infrastrutture può essere previsto in circa altri 6-7 mesi a partire dal completamento delle opere di cui sopra.

Complessivamente il tempo necessario per la realizzazione dell'impianto può essere individuato in circa 12÷15 mesi dalla data di inizio lavori.

Nelle successive fasi progettuali tale tempistica sarà sviluppata in dettaglio, anche in considerazione delle potenzialità operative delle imprese selezionate.

8 ITER RICHIESTA DI CONNESSIONE

L'Iter per la richiesta di connessione alla rete elettrica seguirà quanto previsto dal TICA - Testo integrato delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione di energia elettrica (Delibera ARG/elt 99/08 e ss.mm.ii.).

In particolare, il proponente intende presentare al distributore locale e-distribuzione un'unica domanda di connessione alla rete di un gruppo di n. 2 impianti di produzione distinti, alimentati da fonte rinnovabile solare fotovoltaica, ubicati su terreni adiacenti, separati unicamente da strada, strada ferrata o corso d'acqua. Ciascuno di tali impianti ha una potenza in immissione richiesta tale da consentire, per ciascuno di essi, l'erogazione del servizio di connessione in media tensione, alla tensione di 15kV.

Un gruppo di impianti di produzione, che soddisfa alle citate condizioni, viene definito "lotto di impianti di produzione".

Qualora il richiedente abbia la necessità di connettere alla rete elettrica un lotto di impianti di produzione:

- la richiesta di connessione è unica per il lotto di impianti di produzione e viene presentata all'impresa distributrice territorialmente competente (e-distribuzione).
- il corrispettivo per l'ottenimento del preventivo è riferito alla somma delle potenze ai fini della connessione richieste per ciascun impianto di produzione appartenente al lotto;
- la richiesta di connessione deve indicare il numero degli impianti che fanno parte del lotto, e per ciascuno di essi i dati e le informazioni previste dal TICA;
- e-distribuzione predispone un unico preventivo di connessione, che prevede la realizzazione di connessioni separate (ciascuna caratterizzata da un proprio codice POD) per ciascun impianto di produzione appartenente al lotto.
- il livello di tensione a cui è erogato il servizio di connessione per ciascun impianto di produzione appartenente al lotto è determinato ai sensi del TICA, considerando la potenza in immissione richiesta da ciascun impianto;
- poiché la potenza in immissione complessivamente richiesta è maggiore di 6.000 kW si applicano le condizioni procedurali ed economiche previste per le connessioni alle reti in alta e altissima tensione;
- l'esercizio della facoltà di realizzare in proprio la connessione comporta che la realizzazione sia curata dal richiedente con riferimento a tutte le connessioni del lotto al livello di tensione nominale di 15 kV.