

PROPONENTE

Repower Renewable Spa

Via Lavaredo, 44
30174 Venezia



PROGETTAZIONE E COORDINAMENTO

LAAP ARCHITECTS®
urban quality consultants

LAAP ARCHITECTS Srl
via Francesco Laurana 28
90143 - Palermo - Italia
t 091.7834427 - fax 091.7834427
laap.it - info@laap.it

Numero di commessa laap: 351

Architetto e Dottore Agrotecnico Antonino Palazzolo



CONSULENTE

Ingegnere Salvatore Caltabellotta



N° COMMESSA

1541

PARCO AGRIVOLTAICO "PALASTANGA"
POTENZA FOTOVOLTAICA 38 MW + 20 MW ACCUMULO E OPERE DI CONNESSIONE
CITTA' METROPOLITANA DI PALERMO
COMUNI DI CORLEONE, MONREALE, PIANA DEGLI ALBANESI,
SANTA CRISTINA GELA E BELMONTE MEZZAGNO

PROGETTO DEFINITIVO

ELABORATO

RELAZIONE TECNICA IMPIANTO AGRIVOLTAICO,
IMPIANTI ELETTROMECCANICI E DELLE OPERE
ARCHITETTONICHE

CODICE ELABORATO

PD.11

NOME FILE: 351_CARTIGLIO_r00.dwg

REV.	DATA	DESCRIZIONE REVISIONE	REDATTO	VERIFICA	APPROVAZIONE
00	12/05/2023	PRIMA EMISSIONE	Ing. Salvatore Caltabellotta	Arch. Sandro Di Gangi	Arch. e Agr. Antonino Palazzolo

INDICE

1. PREMESSA	4
2. NORMATIVA DI RIFERIMENTO	6
3. DEFINIZIONI E TERMINOLOGIA.....	8
4. DATI GENERALI DI PROGETTO.....	9
4.1. Inquadramento territoriale	10
5. SISTEMA ELETTRICO	18
5.1. Descrizione dell'impianto agrivoltaico.....	18
5.2. Architettura del parco.....	18
5.3. Moduli fotovoltaici	20
5.4. Scelta dell'inverter	20
5.5. Scelta dell'interasse tra le stringhe	22
5.6. Strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici	23
5.7. Assetti di funzionamento e stato del neutro.....	24
5.8. Sistema elettrico in corrente continua.....	24
5.9. Sistema elettrico in corrente alternata.....	25
5.10. Sistema di misura dell'energia elettrica per fini fiscali e tariffari	25
5.11. Trasformatori elevatori 36/0,8kV	25
5.12. Servizi Ausiliari	25
5.13. Elettrodotti interrati.....	26
5.14. Cavidotti interrati a 36 kV	26
5.14.1. Composizione tipica d'un elettrodotto interrato in cavo.....	28
5.14.2. Conduttore di energia.....	28
5.14.1. Giunti tra i cavi 36 kV.....	29
5.14.1. Terminali dei cavi 36 kV.....	29
5.14.2. Opere per la posa dei cavi a 36 kV	31
5.14.3. Directional Drilling (T.O.C.).....	32
5.14.4. Configurazioni di posa	33
5.14.5. Modalità di collegamento degli schermi metallici	33
5.15. Sistemi ausiliari	34
5.16. Impianto di illuminazione del parco.....	34
5.17. Sistema di supervisione	35
5.18. Impianto di videosorveglianza	38
6. VALUTAZIONE DELLA PRODUCIBILITÀ ENERGETICA.....	41
6.1. Irraggiamento	41
6.2. Producibilità energetica.....	41
7. SISTEMI DI PROTEZIONE E SICUREZZA ELETTRICA	43
7.1. Protezioni della Centrale Fotovoltaica contro i guasti esterni.....	43
7.2. Protezioni di rete nella sezione AT	44
7.3. Protezione contro i guasti interni	44
8. SISTEMI DI REGOLAZIONE E CONTROLLO DELL'IMPIANTO	45
8.1. Controllo della produzione di Potenza	45

8.2. Modalità di avviamento e riconnessione alla rete.....	45
8.3. Regolazione della Potenza reattiva	46
8.4. Regolazione della potenza attiva in funzione della frequenza	46
8.5. Regolazione della potenza attiva in funzione della frequenza	46
9. OPERE DI RETE PER LA CONNESSIONE	48
9.1. Inquadramento cavidotti 36 kV	48
9.2. Inquadramento SSE Utente.....	49
9.3. Inquadramento opere di rete per la connessione	49
9.4. Sottostazione Utente (SSE Utente)	50
9.4.1. Sistema a 36 kV	51
9.4.2. BESS - Battery Energy Storage System	52
9.4.2.1. Configurazione impiantistica del BESS	52
9.4.2.2. Container batterie	53
9.4.2.3. Sistema di conversione PCS.....	55
9.4.2.4. Dati tecnici del BESS	55
9.4.3. Servizi ausiliari	59
9.4.4. Edificio comandi.....	60
9.5. Stallo produttore (opere di rete per la connessione)	61
9.6. Sottoservizi interrati.....	62

1. PREMESSA

La società LAAP Architects Srl è stata incaricata di redigere il progetto definitivo del parco agrivoltaico denominato "Palastanga" di potenza **38 MW** e integrato da un sistema di accumulo da **20 MW**, per una potenza totale richiesta in immissione di 58 MW, ubicato nei Comuni di Monreale (PA), Corleone (PA), Piana degli Albanesi (PA), Santa Cristina Gela (PA) e Belmonte Mezzagno (PA) in Provincia di Palermo e proposto dalla società Repower Renewable s.p.a. con sede legale in Venezia via Lavaredo 44/52 CAP 30174, d'ora in avanti chiamato **Proponente**.

Nello specifico si propone la realizzazione di:

1. **Un impianto agrivoltaico** su di un'area di circa 69 ettari sita nel territorio comunale di Monreale (PA) e Corleone (PA), costituito da **tracker ad inseguimento monoassiale**, di altezza minima variabile tra 1,30 m per le aree ad attività zootecnica e di 2,10 m per le aree ad attività colturale, composti da 30 o 15 moduli fotovoltaici da 640 W disposti su una singola fila.

Il Parco agrivoltaico sarà suddiviso in **6 sottocampi**, così nominati:

- **Area impianto "Celso"** ulteriormente suddiviso in due sottocampi nominati **PC1** e **PC2**;
- **Area impianto "Tagliavia"**;
- **Area impianto "Crocì"**;
- **Area impianto "Torre dei Fiori"**;
- **Area impianto "Pietralunga"**;
- **Area impianto "Patria"**;

Al loro interno sono previste:

- mantenimento e ampliamento dell'attività colturale e zootecnica
- **opere di mitigazione** come fasce arboree/arbustive lungo il perimetro esterno dell'impianto
- **opere civili e idrauliche** a servizio dell'impianto e della produzione agricola

Da un punto di vista elettromeccanico, per il sistema di conversione dell'energia elettrica si è ipotizzato di installare un sistema di conversione DC/AC del tipo distribuito; tale tecnologia prevede l'adozione di inverter di piccola taglia (250 e 350 kW) installati all'interno del campo agrivoltaico in modo distribuito. Il sistema di trasformazione prevede l'installazione di trasformatori 36/0.8 kV della taglia di 2.5 MVA e 1.25 MVA ubicati all'interno di apposite cabine di trasformazione all'interno del campo stesso (cabine di campo). Tutti le cabine di campo saranno collegate ad una cabina principale di raccolta utente (CR) dalla quale partiranno i cavidotti a 36 kV verso la sottostazione utente SSEU.

2. **Cavidotti interrati interni al sito 36 kV** per collegare le cabine di campo alla cabina di raccolta CR verranno utilizzati cavi unipolari in formazione a trifoglio adatti alla posa direttamente interrata. All'interno dei campi le cabine sono collegate fra loro in entra-esce ed alla cabina di raccolta;

3. **Cavidotti interrati esterni al sito 36 kV** per il collegamento tra la cabina di raccolta CR sita all'interno del campo agrivoltaico e l'edificio utente sito all'interno della sottostazione utente SSEU;
4. **Sottostazione Utente SSEU** ubicata nel comune di Santa Cristina Gela, contenente l'edificio utente per la raccolta dei cavidotti a 36 kV provenienti dalla cabina di raccolta del parco agrivoltaico dalla quale partirà un successivo cavidotto che verrà collegato alla stazione RTN tramite inserimento in antenna a 36 kV con la sezione a 36 kV di una nuova stazione elettrica di trasformazione Terna a 220/36 kV. All'interno della sottostazione utente sarà ubicato inoltre un **sistema di accumulo elettrochimico BESS** avente una potenza nominale di 20 MW.
5. Una nuova **stazione elettrica Terna di trasformazione a 220/36 kV**, ubicata nel comune di Santa Cristina Gela, da inserire in doppio entra-esce alla linea RTN 220 kV "Bellolampo-Caracoli-Ciminna"
6. Una nuova **linea elettrica AT di raccordo**, ubicata nel comune di Santa Cristina Gela e Belmonte Mezzagno, da inserire in doppio entra-esce alla linea RTN 220 kV "Bellolampo-Caracoli-Ciminna"

La connessione alla RTN è basata sulla soluzione tecnica minima generale per la connessione STMG, con codice pratica 202203750, ricevuta per l'impianto in oggetto da Terna - Rete Elettrica Nazionale S.p.A.

2. NORMATIVA DI RIFERIMENTO

Come prescritto dalla Legge n. 186 del 1° marzo 1968 e ribadito dalla Legge n. 46 del 5 marzo 1990, gli impianti elettrici devono essere realizzati a regola d'arte. Per quanto riguarda l'armonizzazione delle legislazioni degli Stati membri relative alla messa a disposizione sul mercato del materiale elettrico destinato ad essere adoperato entro taluni limiti di tensione si fa riferimento a quanto prescritto dal D.lgs. 81/2008 "Il Testo Unico sulla Sicurezza nei luoghi di lavoro e Norme complementari" e dal sindacato dei medici italiani e dal D.lgs.86/2016, ovvero l'attuazione della direttiva 2014/35/UE. Le caratteristiche dell'impianto, nonché di tutte le componenti l'impianto, 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 VVF;
- alle prescrizioni ed indicazioni delle Società Distributrice di energia elettrica;
- alle norme CEI (Comitato Elettrotecnico Italiano).

Norme e guide tecniche:

- **CEI 0-2:** Guida per la definizione della documentazione di progetto per impianti elettrici;
- **CEI 0-16:** Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle Imprese distributrici di energia elettrica;
- **CEI 11-17, V1:** Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica – Linee in cavo;
- **CEI 11-27:** Lavori su impianti elettrici;
- **CEI 13-4:** Sistema di misura dell'energia elettrica – Composizione, precisione e verifica;
- **CEI EN 60445 (CEI 16-2):** Principi base e di sicurezza per l'interfaccia uomo-macchina, marcatura e identificazione - Individuazione dei morsetti e degli apparecchi e delle estremità dei conduttori designati e regole generali per un sistema alfanumerico;
- **CEI EN 61439-1:** Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT);
- **CEI 20-13:** Cavi con isolamento estruso. In gomma per tensioni nominali da 1 a 30 kV;
- **CEI 20-19:** Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V;
- **CEI 20-20:** Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750 V;
- **CEI 20-24:** Giunzioni e terminazioni per cavi di energia;
- **CEI 20-56:** Cavi da distribuzione con isolamento estruso per tensioni nominali da 3,6/6 (7,2) W a 20,8/36 (42) kV inclusi;
- **CEI 22-2:** Convertitori elettronici di potenza per applicazioni industriali e di trazione;
- **CEI 23-46:** Sistemi di tubi e accessori per installazioni elettriche – Prescrizioni particolari per sistemi in tubi interrati;
- **CEI EN 60099-1 (CEI 37-1):** Scaricatori - Parte 1: Scaricatori a resistori non lineari con spinterometri per sistemi a corrente alternata;

- **CEI 64-8:** Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua;
- **CEI EN 60529 (CEI 70-1):** Gradi di protezione degli involucri (codice IP);
- **CEI EN 62305 (CEI 81-10):** Protezione contro i fulmini;
- **CEI EN 61936-1 (CEI 99-2):** Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in corrente alternata Parte 1: Prescrizioni comuni;
- **CEI EN 50522 (CEI 99-3):** Messa a terra degli impianti elettrici a tensione > 1 kV c.a.;
- **CEI EN 61000-3-2/A1 (CEI 110-31):** Compatibilità elettromagnetica (EMC) - Parte 3: Limiti - Sezione 2: Limiti per le emissioni di corrente armonica (apparecchiature con corrente di ingresso ≤ 16 A per fase);
- **UNI 10349:** Riscaldamento e raffrescamento degli edifici. Dati climatici;
- GUIDA PER LE CONNESSIONI ALLA RETE DI ENEL DISTRIBUZIONE
- TICA - Testo integrato delle connessioni attive di ARERA (Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente)

Disposizioni legislative:

- **D.M. 37/2008 e successive** modificazioni per la sicurezza elettrica.
- **D. Lgs. 09/04/08 n° 81 e s.m.i.**, "Attuazione dell'art. 1 della legge 3 agosto 2007, n° 123, in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro."
- **D. Lgs. 19/05/16 n° 86**, "Attuazione della direttiva 2014/35/UE concernente l'armonizzazione delle legislazioni degli Stati membri relative alla messa a disposizione sul mercato del materiale elettrico destinato ad essere adoperato entro taluni limiti di tensione."

3. DEFINIZIONI E TERMINOLOGIA

- **Impianto fotovoltaico:** è un sistema di produzione di energia elettrica mediante conversione diretta della luce, cioè della radiazione solare, in energia elettrica (effetto fotovoltaico). Tale impianto rientra pertanto nella categoria degli impianti "alimentati da fonti rinnovabili non programmabili" (cioè la cui produzione di energia elettrica risulta aleatoria e in funzione del regime meteorologico istantaneo). L'impianto è schematicamente costituito dal campo fotovoltaico, dal gruppo di conversione c.c./c.a. e dal sistema di interfacciamento alla rete elettrica di distribuzione.
- **Modulo fotovoltaico:** Un modulo - o più comunemente pannello - fotovoltaico è un dispositivo optoelettronico, composto da celle fotovoltaiche, in grado di convertire l'energia solare in energia elettrica in corrente continua mediante l'effetto fotovoltaico.
- **Stringa fotovoltaica:** insieme di moduli fotovoltaici collegati in serie per raggiungere una determinata tensione ai suoi morsetti (maggiore di quella del singolo modulo).
- **Generatore fotovoltaico (FV):** insieme di stringhe fotovoltaiche collegate in parallelo per raggiungere una potenza desiderata.
- **Inverter:** Un inverter è un apparato elettronico di ingresso/uscita in grado di convertire una corrente continua in ingresso in una corrente alternata in uscita e di variarne i parametri di ampiezza e frequenza.
- **Gestore della Rete:** è il soggetto che presta il servizio di distribuzione e vendita dell'energia elettrica ai clienti utilizzatori;
- **Potenza massima o di picco W_p :** Potenza generata da un dispositivo fotovoltaico (modulo, stringa o generatore) in condizioni di prova definite "standard" (abbreviato 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;
- **Tensione a vuoto V_{oc} :** tensione generata ai morsetti del modulo a circuito aperto, ad una particolare temperatura e radiazione solare;
- **Tensione alla massima potenza V_{mpp} :** tensione ai capi dei morsetti del modulo generata nelle condizioni di massima potenza erogata.
- **Corrente di corto circuito I_{sc} :** corrente erogata dal modulo in condizioni di corto circuito, ad una particolare temperatura e radiazione solare;
- **Corrente alla massima potenza I_{mpp} :** corrente generata dal modulo nelle condizioni di massima potenza erogata
- **Angolo di tilt:** angolo che la superficie esposta forma con l'orizzonte, positivo dal piano orizzontale verso l'alto.
- **Angolo di Azimut α :** Posizione della superficie rispetto all'asse N-S; vale 0° quando la superficie è rivolta a sud, -90° quando è rivolta ad est e 90° se rivolta a Ovest. Il simbolo utilizzato è α (alfa).
- **Angolo di Incidenza:** Angolo che un raggio luminoso, che colpisce una superficie, forma con la perpendicolare della superficie stessa.

4. DATI GENERALI DI PROGETTO

Nella tabella seguente sono riepilogate in forma sintetica le principali caratteristiche tecniche dell'impianto in progetto.

Tabella 1. Tabella sinottica dati di progetto

REPOWER RENEWABLE S.P.A	
Luogo di installazione:	Località: Comune di Monreale (PA), Comune di Corleone (PA), Comune di Piana degli Albanesi (PA), Comune di Santa Cristina Gela (PA) e Comune di Belmonte Mezzagno (PA)
Denominazione impianto:	Parco Agrivoltaico Palastanga
Dati area di progetto:	Impianto agrivoltaico: Comune di Monreale (PA) e Corleone (PA) SSE Utente: Santa Cristina Gela (PA)
Informazioni generali del sito:	Zona prevalentemente rurale a basso tasso di inurbamento.
Potenza (MW):	Impianto fotovoltaico: 38 MW BESS: 20 MW
Superficie totale (STotale)	69 ha
Superficie Agricola (SAgricola)	58,3 ha
Superficie dei moduli (SModuli)	17,2 ha
SAgricola/STotale > 70%	84,5%
LAOR (Smoduli/STotale) < 40%	25%
Producibilità elettrica minima (FVagri ≥ 0,6 x FVstandard)	88,5%
Tipo strutture di sostegno:	Strutture in materiale metallico ad inseguimento solare mono-assiali
Caratterizzazione urbanistico/vincolistica:	Piano Regolatore di Monreale; Piano Regolatore di Corleone; Piano Regolatore di Piana degli Albanesi; Piano Regolatore di Santa Cristina Gela. Beni Paesaggistici D.Lgs. 42/04;
Connessione:	Connessione ad uno stallo a 36 kV della nuova stazione TERNA nel Comune di S. Cristina Gela
Rete di collegamento:	Linea area di raccordo AT a elettrodotto 220 kV "Bellolampo – Caracoli - Ciminna" nei comuni di Santa Cristina Gela (PA) e Belmonte Mezzagno (PA)
Coordinate Parco Agrivoltaico	Punto baricentrico al parco: 37°53'18.94"N, 13°14'51.60"E SSE Utente: 37°58'20.72"N, 13°20'29.09"E

4.1. Inquadramento territoriale

L'intervento in oggetto riguarda la realizzazione del Parco agrivoltaico e delle opere di rete da realizzarsi in zona agricola in località Contrada Palastanga nei comuni di Monreale (PA), Corleone (PA) e opere di rete nei comuni di Piana degli Albanesi (PA), Santa Cristina Gela (PA) e Belmonte Mezzagno (PA).

Nel dettaglio si ricordi che:

- il Comune di Monreale è interessato da parte dell'impianto "Celso" (sottocampo nominato PC2), dall'area impianto "Tagliavia", dall'area impianto "Croci", dall'area impianto "Torre dei Fiori", dall'area impianto "Pietralunga", dall'area impianto "Patria" e da alcuni tratti del cavidotto interrato di connessione alla RTN;
- il Comune di Corleone è interessato dalla restante parte dell'impianto "Celso" (sottocampo nominato PC1), dai restanti tratti del cavidotto interrato kV su viabilità asfaltata di connessione alla RTN;
- il Comune di Piana degli Albanesi è interessato da una porzione di nuovo cavidotto interrato 36 kV su viabilità asfaltata di connessione alla RTN;
- Il Comune di Santa Cristina Gela è interessato dalla SE RTN Terna di progetto, dalla Sottostazione Utente, dalla restante porzione di nuovo cavidotto interrato 36 kV su viabilità asfaltata di connessione alla RTN e da una porzione di nuovo elettrodotto RTN a 220 kV di collegamento alla "Bellolampo - Caracoli - Ciminna";
- Il Comune di Belmonte Mezzagno è interessato da una porzione di nuovo elettrodotto RTN a 220 kV di collegamento alla "Bellolampo - Caracoli - Ciminna"

In generale, l'area deputata all'installazione dell'impianto agrivoltaico in oggetto risulta essere adatta allo scopo in quanto presenta una buona esposizione alla radiazione solare ed è facilmente accessibile attraverso le vie di comunicazione esistenti. I diritti reali sulle aree selezionate per l'installazione dei tracker fotovoltaici previsti nel progetto, sono stati acquisiti mediante accordo contrattuale stipulato con i relativi proprietari.

Di seguito le coordinate di un punto baricentrico del campo fotovoltaico:

37°53'18.94"N,

13°14'51.60"E

Il parco agrivoltaico e relativa sottostazione si trovano all'interno delle seguenti cartografie e fogli di mappa catastali:

– Fogli IGM in scala 1:25.000 di cui alle seguenti codifiche: 258-I-SO-Rocche di Rao, 258-I-NO-Piana degli Albanesi e 258-I-NE-Marineo.

– CTR in scala 1:10.000, di cui alle seguenti codifiche: 607040, 607080, 607110, 607120, 608010

– Fogli di mappa nn. 128, 146, 149, 150, 151, 152, 168, 169 nel Comune di Monreale (PA), n. 4 nel Comune di Corleone (PA), nn. 16, 19, 22 nel Comune di Piana degli Albanesi (PA) e nn. 13, 14 nel Comune di Santa Cristina Gela

Di seguito una tabella che riassume le particelle interessate dalla realizzazione dell'impianto:

Tabella 2. Particelle catastali interessate dalla realizzazione dell'impianto

AREA IMPIANTO	COMUNE	FOGLIO	PARTICELLE
Impianto Celso	Corleone (PC1)	4	401, 590, 160, 161, 162, 163, 3
	Monreale (PC2)	169	351, 352, 353, 354, 355, 356, 357, 54, 71
Impianto Tagliavia	Monreale	169	107, 108, 209, 221
Impianto Croci	Monreale	151	82, 83, 84, 85, 86, 87, 88, 89
Impianto Torre dei Fiori	Monreale	149	30, 140, 37, 38, 48, 17, 16, 41
Impianto Pietralunga	Monreale	146	67, 409
Impianto Patria	Monreale	168	306
Impianto SSE Utente	Santa Cristina Gela	14	397, 398, 399, 400, 403

Di seguito si riporta l'inquadramento su IGM (Scala 1:25000), CTR (Scala 1:10000), ortofoto (Scala 1:10000) e catastale (1:10000) delle opere in progetto. Per una migliore rappresentazione si riporta agli elaborati cartografici (cod. PD.23 "Carta del layout di progetto su corografia IGM", cod. PD.24 "Carta del layout di progetto su planimetria CTR", cod. PD.25 "Carta del layout di progetto su ortofoto, cod. PD.26 "Carta del layout di progetto su catastale").

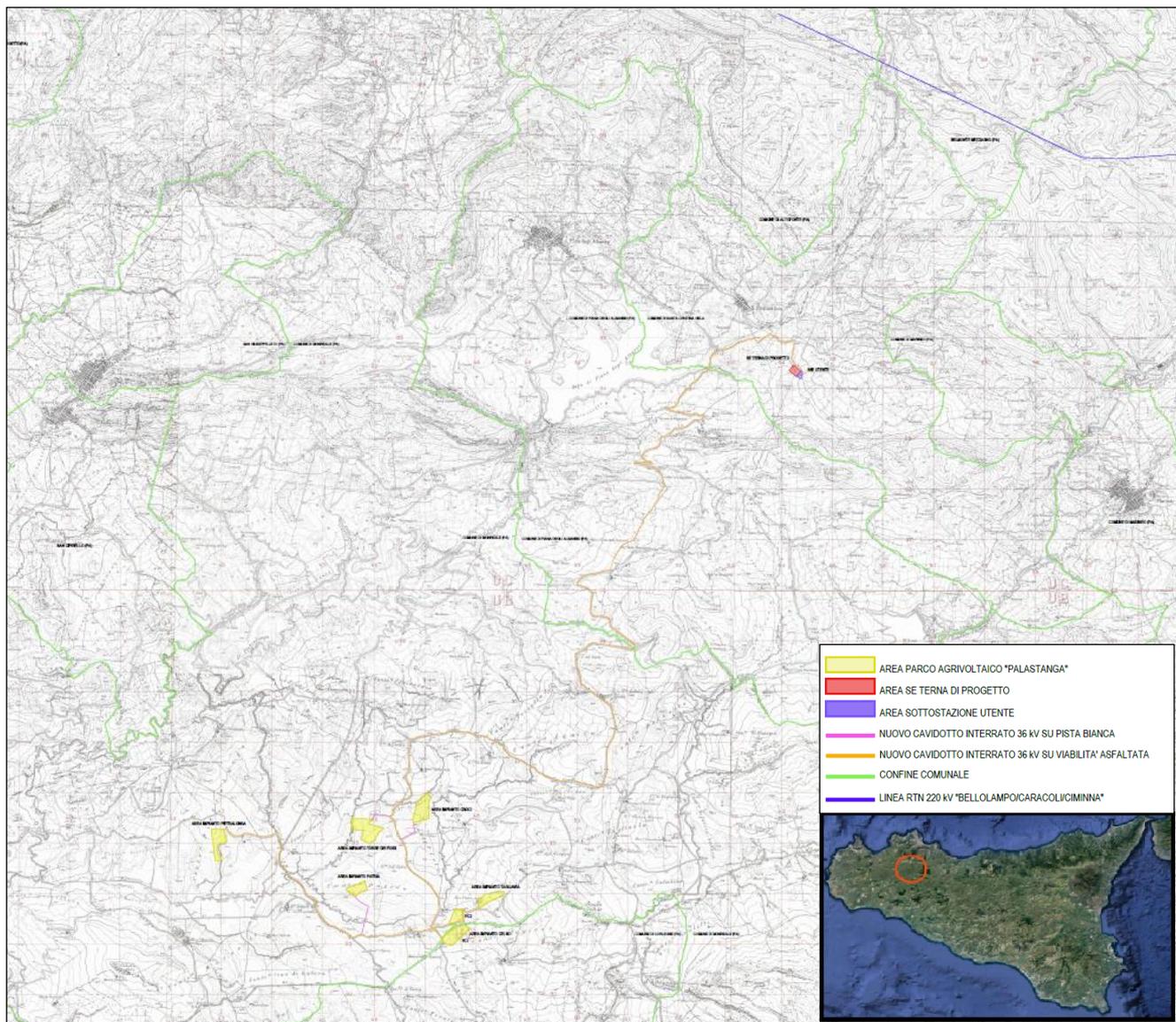


Figura 1. Localizzazione del sito e Inquadramento IGM (Scala 1:25000) delle opere in progetto

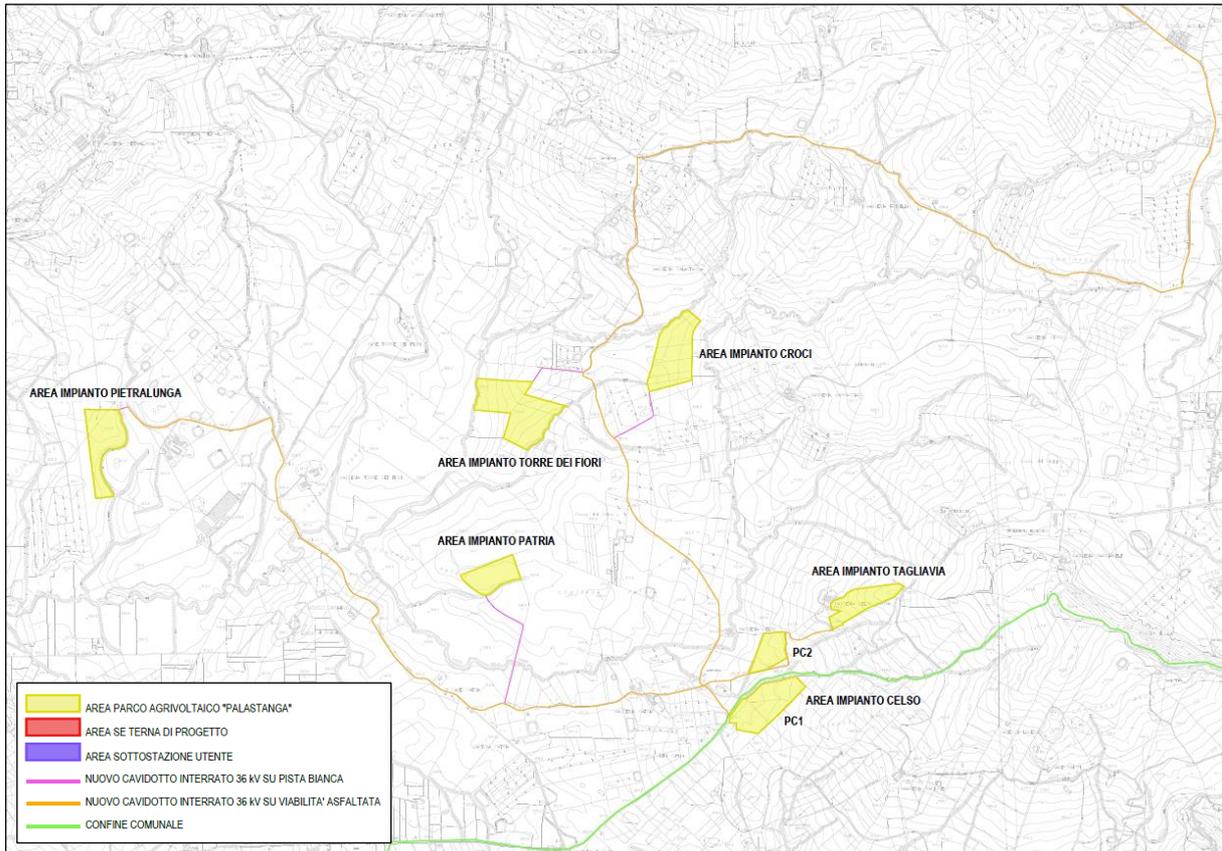


Figura 2. Inquadramento opere in progetto (impianto) su CTR (Scala 1:10000)

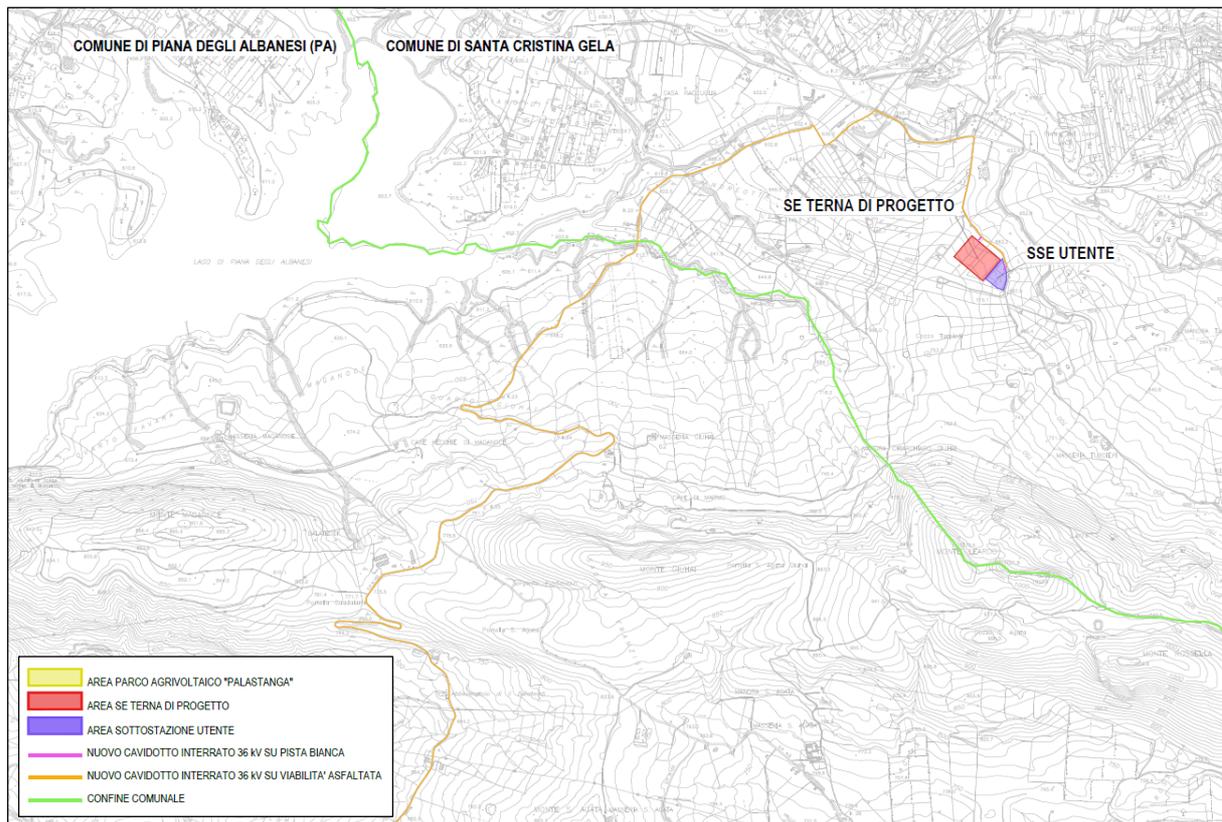


Figura 3. Inquadramento opere in progetto (area stazioni) su CTR (Scala 1:10000)

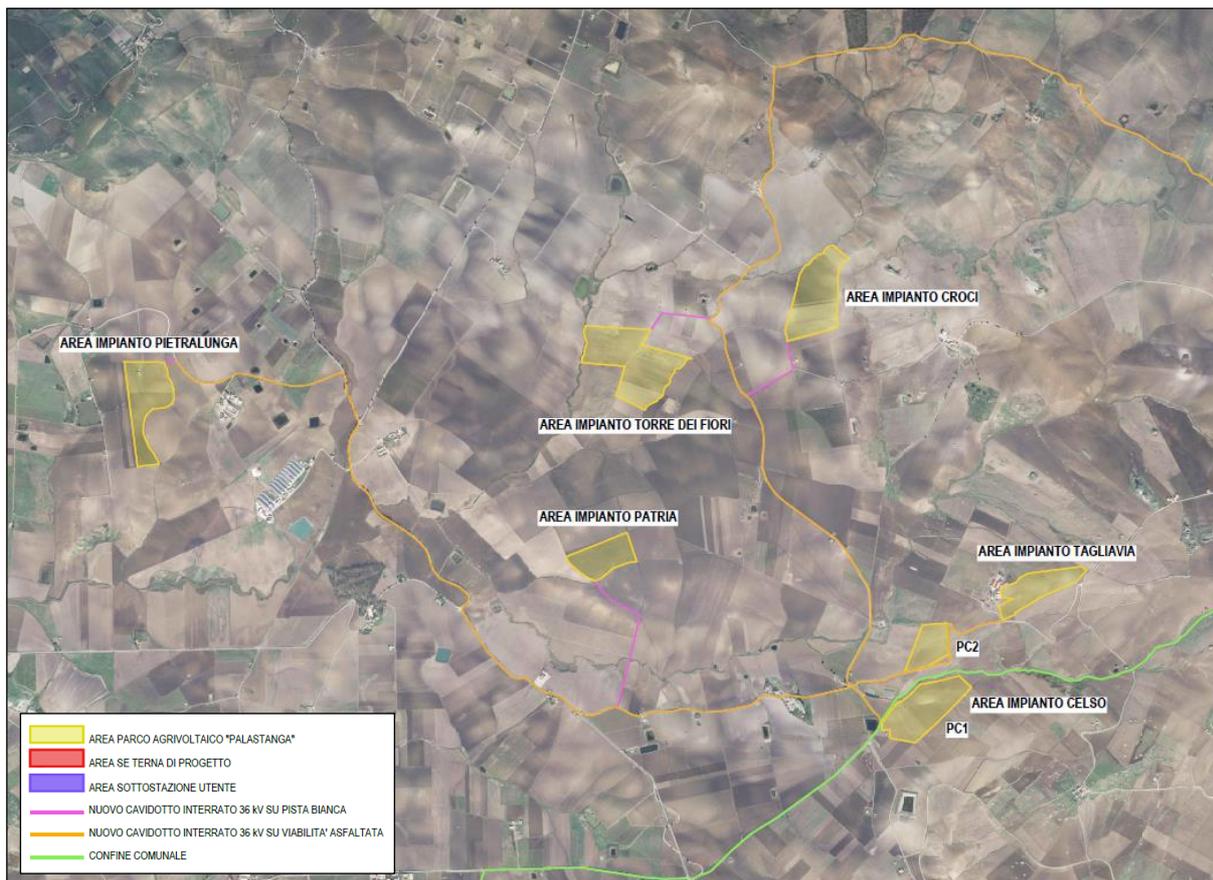


Figura 4. Inquadramento opere in progetto (area impianto) su Ortofoto (Scala 1:10000)

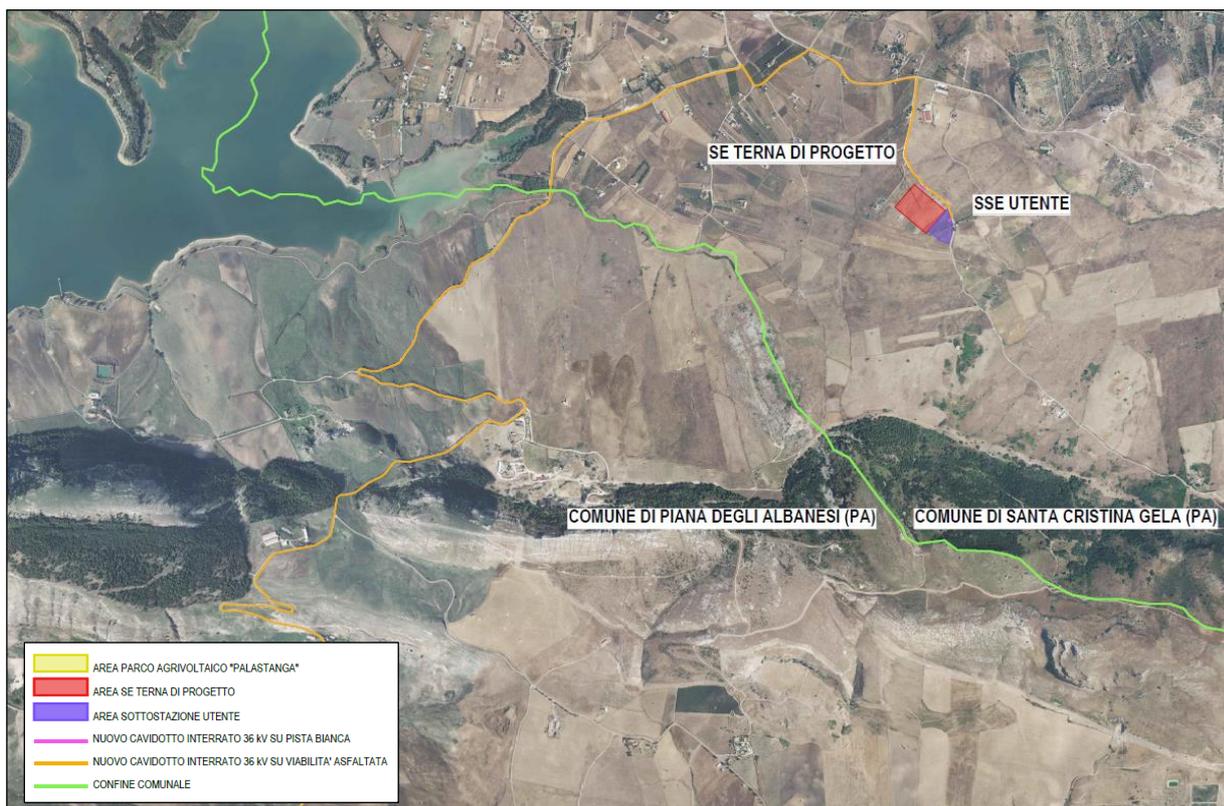


Figura 5. Inquadramento opere in progetto (area stazioni) su Ortofoto (Scala 1:10000)

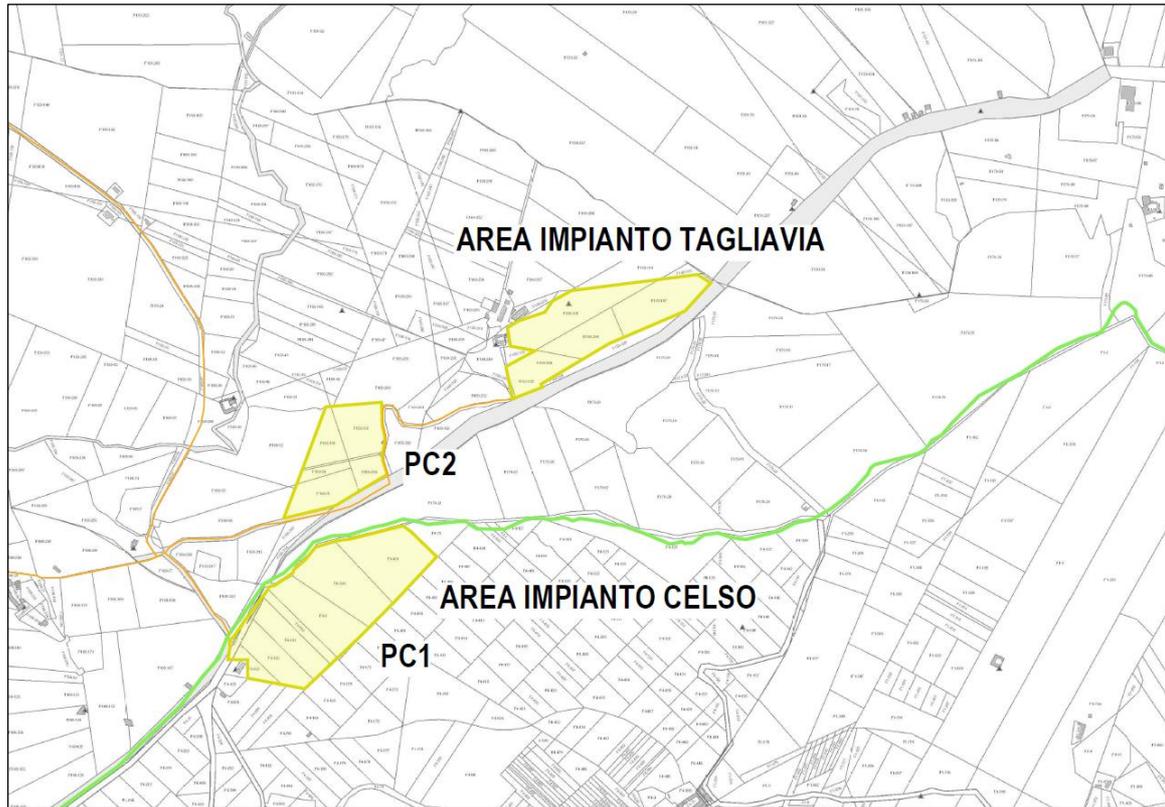


Figura 6. Inquadramento opere in progetto (area Celso e Tagliavia) su Mappa Catastale (Scala 1:10000)

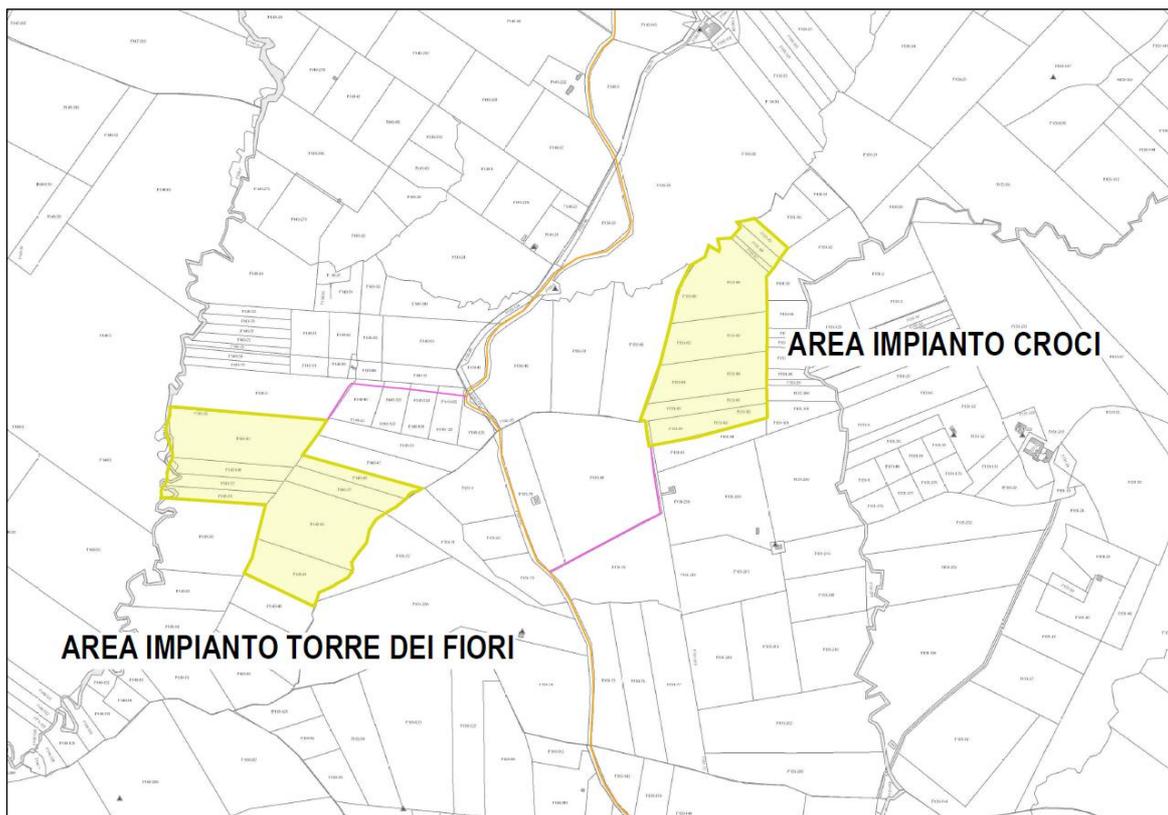


Figura 7. Inquadramento opere in progetto (area Torre dei Fiori e Croci) su Mappa Catastale (Scala 1:10000)

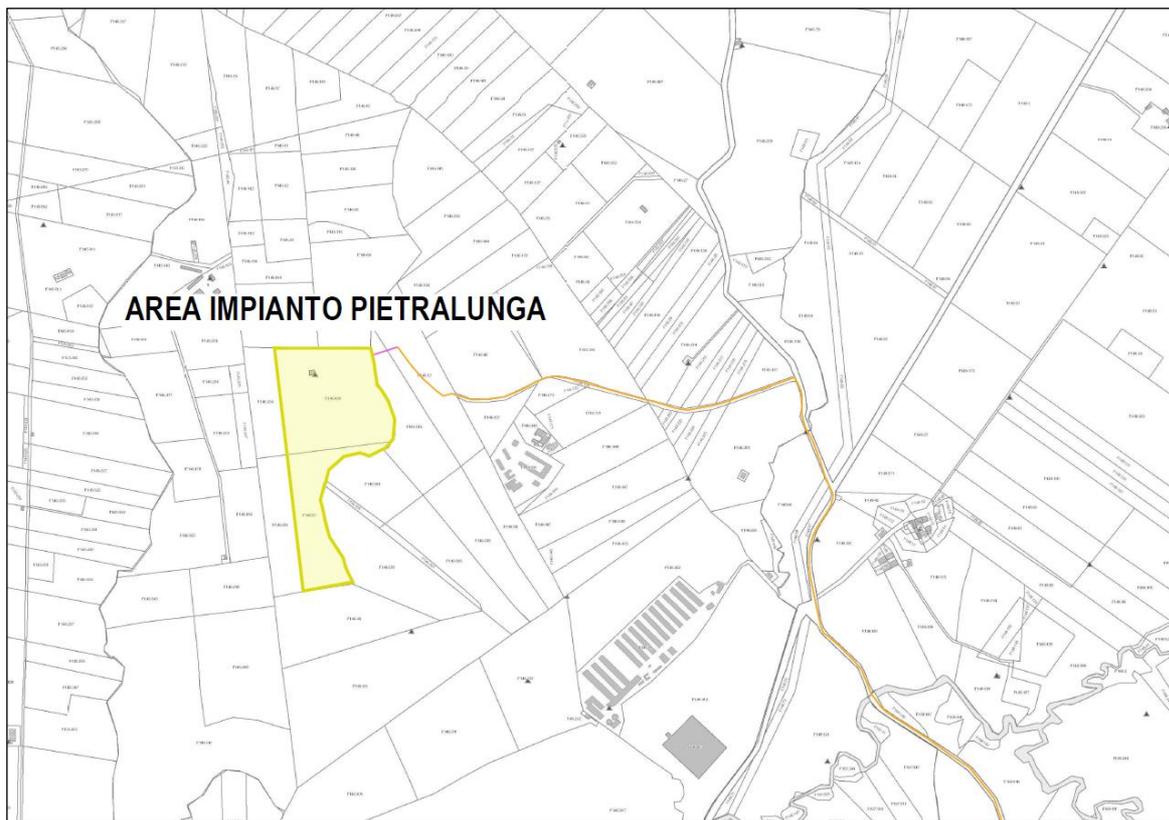


Figura 8. Inquadramento opere in progetto (area Pietralunga) su Mappa Catastale (Scala 1:10000)

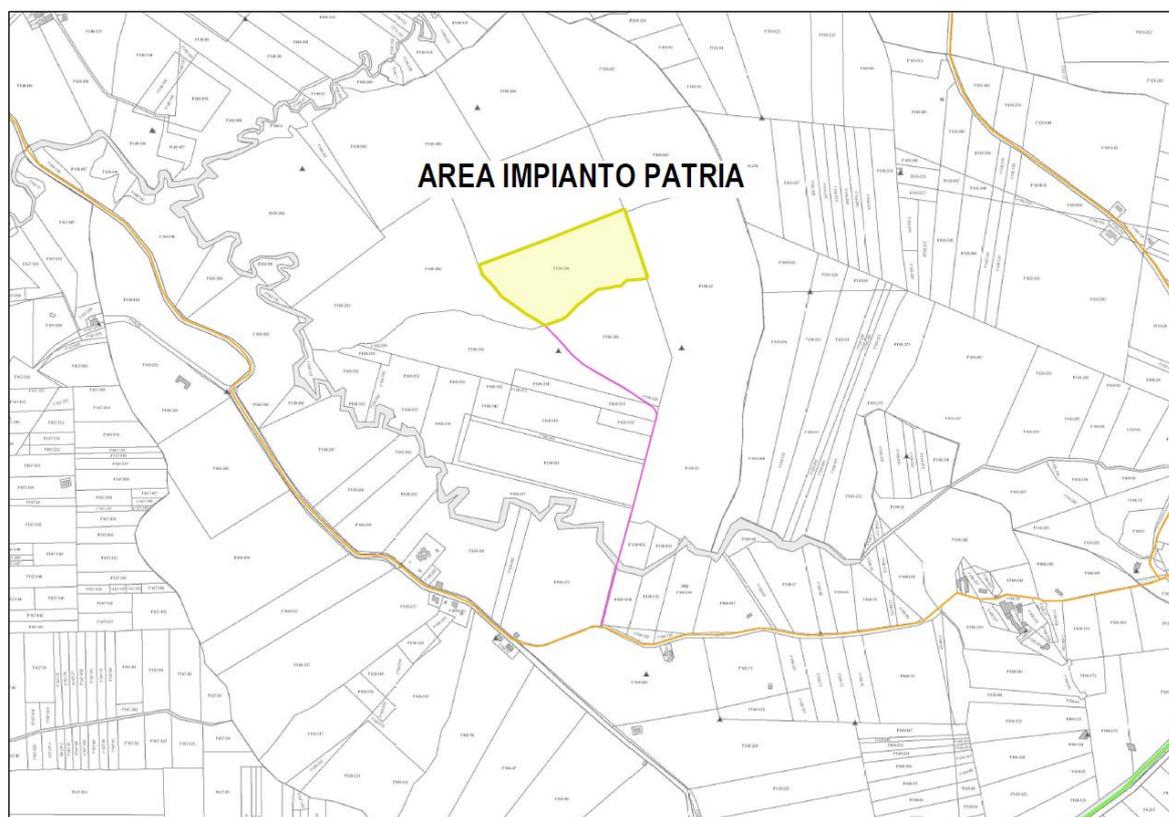


Figura 9. Inquadramento opere in progetto (area Patria) su Mappa Catastale (Scala 1:10000)

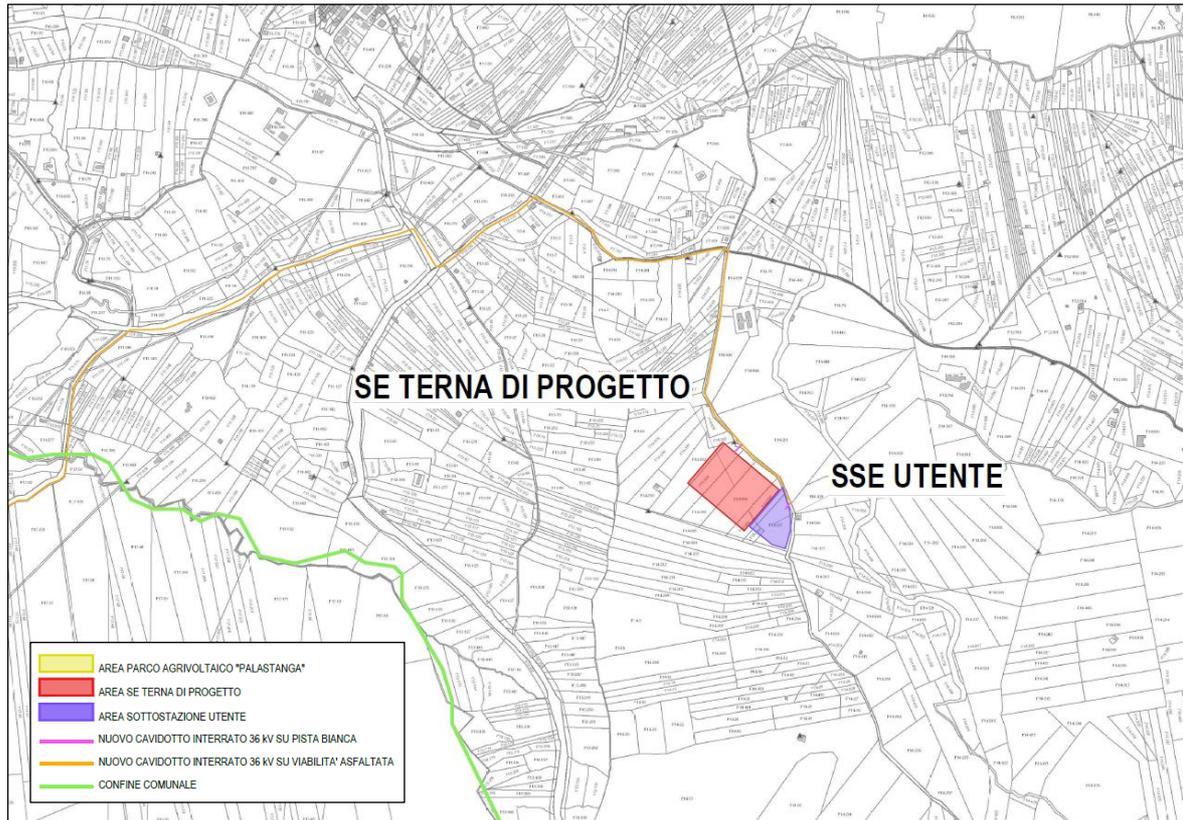


Figura 10. Inquadramento opere in progetto (area stazioni a) su Mappa Catastale (Scala 1:10000)

5. SISTEMA ELETTRICO

5.1. Descrizione dell'impianto agrivoltaico

L'impianto agrivoltaico in oggetto sarà costituito dai seguenti elementi principali:

- **Pannello fotovoltaico dalla potenza nominale di 640 W** composto da moduli in silicio cristallino bifacciali installati su strutture metalliche monoassiali del tipo a vela infisse nel terreno;
- **Inverter** da 350 kW e 250 kW AC di piccola taglia installati al di sotto dei tracker ubicati in modo da non creare ombreggiamenti e/o ostacoli sui moduli
- **Trasformatori elevatori** 36/0,8 kV da 2500 kVA e da 1250 kVA
- Cavidotti di media e bassa tensione
- Impianti di illuminazione viabilità
- Impianto per la videosorveglianza
- Impianto di videosorveglianza per la rilevazione di eventuali incendi
- Viabilità ausiliaria interna al sito
- Fasce di mitigazione
- Recinzione

5.2. Architettura del parco

L'area identificata per la realizzazione del parco nella località Palastanga è sommariamente regolare ed è perlopiù caratterizzata da orientamento Nord-Sud. Questo permette una massimizzazione nella distribuzione dei moduli fotovoltaici e quindi una buona producibilità energetica. Il campo agrivoltaico sarà costituito complessivamente da **60690** moduli da **640 W** per una potenza totale in uscita dai moduli fotovoltaici di **38,84 MW** ed una corrispondente potenza in corrente alternata AC di circa **38 MW**. In totale l'impianto sarà quindi costituito da **2023** stringhe monoassiali ad inseguimento solare.

Dal punto di vista elettrico, il campo agrivoltaico sarà suddiviso in **sette** sottocampi (**P1, P2, P3, P4, P5, P6, P7**) di dimensioni variabili, di seguito elencati:

- **P1: Area PC1 dell'impianto "Celso"**
- **P2: Area PC2 dell'impianto "Celso"**
- **P3: Area impianto "Tagliavia";**
- **P4: Area impianto "Croci";**
- **P5: Area impianto "Torre dei Fiori";**
- **P6: Area impianto "Pietralunga";**

– **P7: Area impianto "Patria";**

Ogni sottocampo sarà dotato di almeno un trasformatore elevatore 36/0,8 kV. Ogni trasformatore sarà confinato in un'apposita cabina di trasformazione all'interno del campo stesso e verrà collegato in entra-esce con altri trasformatori del parco agrivoltaico. I cavidotti derivanti dal collegamento in entra-esce delle cabine di campo verranno raccolti in una cabina di raccolta comune CR da cui partirà il cavidotto a 36 kV verso la sottostazione utente SSEU. Come già anticipato, verranno utilizzati inverter del tipo Sungrow 350 kW AC e Sungrow 250 kW AC a seconda delle esigenze di carattere tecnico (vedi elaborato elaborato *cod. PD.38 "Schema elettrico unifilare"*). Nella tabella seguente è descritto brevemente ciascun sottocampo, il corrispondente numero di moduli, il numero di stringhe, la potenza prodotta sia in AC sia in DC e la potenza assorbita dai sistemi ausiliari di ciascuno di essi.

Tabella 3: Caratteristiche elettriche impianto agrivoltaico Palastanga

DATI PARCO AGRIVOLTAICO PALASTANGA					
CAMPO	N.STRINGHE	N. MODULI	POT. DC MODULI [kW]	POT. INVERTER AC [kW]	POT. S. AUSILIARI [kW]
P1	362	10860	6950,4	6811,4	60,0
P2	139	4170	2668,8	2615,4	40,0
P3	186	5580	3571,2	3499,8	40,0
P4	377	11310	7238,4	7093,6	60,0
P5	448	13440	8601,6	8429,6	80,0
P6	297	8910	5702,4	5588,4	60,0
P7	214	6420	4108,8	4026,6	40,0
	TOT.	TOT.	TOT. MODULI [kW]	TOT.INVERTER [kW]	TOT. S.A [kW]
	2023	60690	38842	38065	380

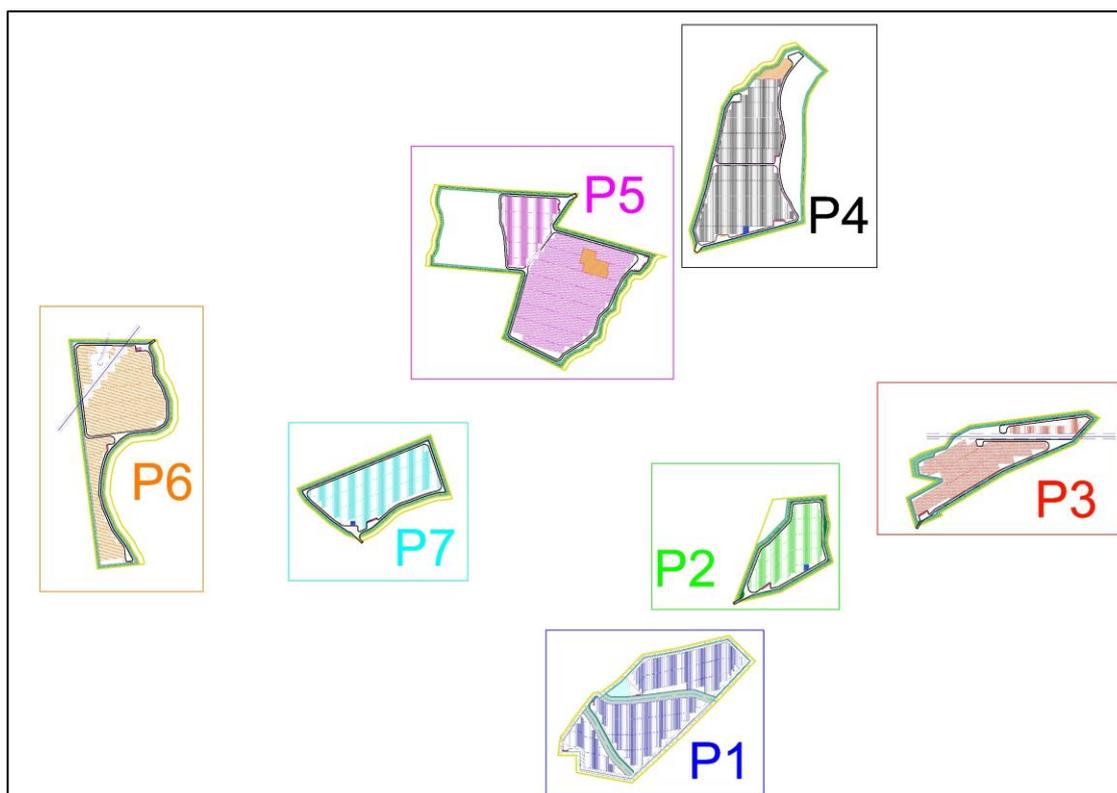


Figura 11. Divisione in sottocampi elettrici del parco agrivoltaico Palastanga

5.3. Moduli fotovoltaici

Nel presente paragrafo si riporta le scheda tecnica del modulo fotovoltaico utilizzato in fase progettuale come modulo di riferimento per il dimensionamento dell'impianto. Il modulo previsto è il modulo fotovoltaico da 640 W cadauno della Jolywood (modello JW-HD120N), installati sia su dei tracker mono-assiali disposti lungo l'asse geografico nord-sud sia sulle stringhe a telaio fisso. Ogni singolo tracker mono-assiale ospita n. 30 moduli (o 15 nel caso di mezza stringa) disposti in singola fila, a formare strutture indipendenti di lunghezza pari a 41,01 m e larghezza pari a 2,17 m. Le dimensioni dei singoli moduli sono invece pari a 130,3 cm x 217,2 cm.

JW-HD120N Series | N-type Bifacial High Efficiency Mono Silicon Half-Cell Double Glass Module

Electrical Properties	STC*					
Testing Condition	Front Side					
Peak Power (Pmax) (W)	615	620	625	630	635	640
MPP Voltage (Vmp) (V)	35.1	35.3	35.5	35.7	35.8	36.0
MPP Current (Imp) (A)	17.53	17.58	17.62	17.66	17.74	17.79
Open Circuit Voltage (Voc) (V)	41.9	42.1	42.3	42.5	42.6	42.8
Short Circuit Current (Isc) (A)	18.55	18.60	18.65	18.70	18.76	18.81
Module Efficiency (%)	21.73	21.91	22.08	22.26	22.44	22.61

*STC: Irradiance 1000 W/m², Cell Temperature 25°C, AM1.5
 The data above is for reference only and the actual data is in accordance with the practical testing

Electrical Properties	NOCT*					
Testing Condition	Front Side					
Peak Power (Pmax) (W)	465	469	473	477	480	484
MPP Voltage (Vmp) (V)	32.9	33.1	33.3	33.5	33.6	33.8
MPP Current (Imp) (A)	14.13	14.17	14.21	14.24	14.30	14.34
Open Circuit Voltage (Voc) (V)	40.0	40.2	40.4	40.6	40.7	40.9
Short Circuit Current (Isc) (A)	14.96	15.00	15.04	15.08	15.13	15.17

*NOCT: Irradiance at 800 W/m², Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1 m/s

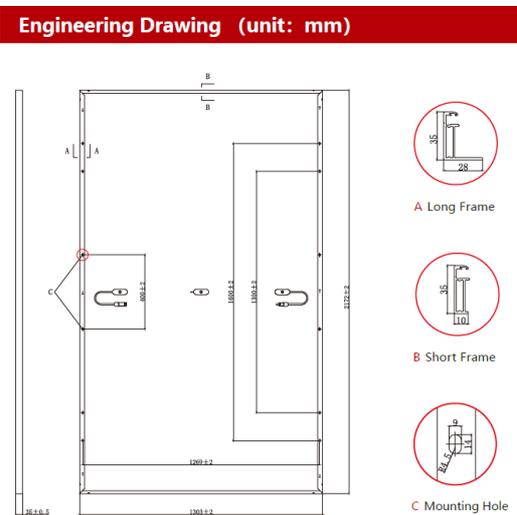


Figura 12. Scheda tecnica del modulo JW-HD120N

La scheda tecnica sopra riportata va considerata esemplificativa ma non vincolante ai fini della realizzazione dell'impianto.

5.4. Scelta dell'inverter

Per il presente progetto si prevede di utilizzare inverter del tipo Sungrow 350 kW AC e Sungrow 250 kW AC a seconda delle esigenze di carattere tecnico (si veda schema elettrico unifilare). Gli inverter selezionati offrono un'elevata efficienza di conversione, con un rendimento massimo di del 99%.

Gli inverter Sungrow 350 kW AC presentano un'architettura hardware modulare con n. 16 canali indipendenti Maximum Power Point Tracking (MPPT) ed una elevata velocità di ricerca del punto di massima potenza, gli inverter Sungrow 250 kW AC presentano un'architettura hardware modulare con n. 12 canali indipendenti. In Figura 13 è mostrato l'andamento dell'efficienza degli inverter scelti in funzione della potenza in output normalizzata per diversi valori di tensione DC ai suoi capi.

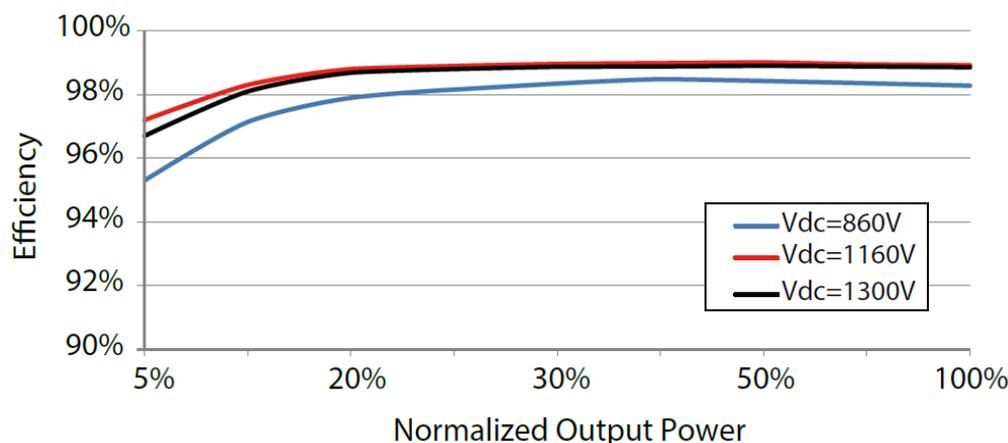


Figura 13. Efficienza in funzione della potenza in output normalizzata degli inverter scelti per l'impianto

Nel caso delle stringhe monoassiali, dal montaggio in serie di 30 pannelli risulta una tensione ai capi della stringa di 1080 V DC; motivo per cui è plausibile assumere un andamento dell'efficienza dell'inverter mostrato dalla curva in rosso. Nel caso delle stringhe fisse, dal montaggio in serie di 24 pannelli risulta una tensione ai capi della stringa di 864 V DC; motivo per cui è plausibile assumere un andamento dell'efficienza dell'inverter mostrato dalla curva in celeste. Per quanto mostrato in Figura 13 è stato assunto come valore intermedio di **efficienza degli inverter dell'impianto del 98%**. In Tabella 4 è riportata la scheda tecnica dell'inverter Sungrow da 350 kW (SG350HX).

Tabella 4: Scheda tecnica Inverter Sungrow SG350HX

Type designation	SG350HX
Input (DC)	
Max. PV input voltage	1500 V
Min. PV input voltage / Startup input voltage	500 V / 550 V
Nominal PV input voltage	1080 V
MPP voltage range	500 V – 1500 V
MPP voltage range for nominal power	860 V – 1300 V
No. of independent MPP inputs	12 (Optional: 14 / 16)
Max. number of input connector per MPPT	2
Max. PV input current	12 * 40 A (Optional: 14 * 30 A / 16 * 30 A)
Max. DC short-circuit current per MPPT	60 A
Output (AC)	
AC output power	352 kVA @ 30 °C / 320 kVA @40 °C / 295 kVA @50 °C
Max. AC output current	254 A
Nominal AC voltage	3 / PE, 800 V
AC voltage range	640 – 920 V
Nominal grid frequency / Grid frequency range	50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 65 Hz
THD	< 3 % (at nominal power)
DC current injection	< 0.5 % I _n
Power factor at nominal power / Adjustable power factor	> 0.99 / 0.8 leading – 0.8 lagging
Feed-in phases / Connection phases	3 / 3
Efficiency	
Max. efficiency / European efficiency / CEC	99.01 % / 98.8 % / 98.5 %
Protection	
DC reverse connection protection	Yes
AC short circuit protection	Yes
Leakage current protection	Yes
Grid monitoring	Yes
Ground fault monitoring	Yes
DC switch/ AC switch	Yes / No
PV String current monitoring	Yes
Q at night function	Yes
Anti-PID and PID recovery function	Optional
Overvoltage protection	DC Type II / AC Type II

5.5. Scelta dell'interasse tra le stringhe

Per la valutazione del pitch, ovvero la distanza minima di installazione tra file parallele di pannelli fotovoltaici, sono stati maturati ragionamenti tecnico/economici al fine di massimizzare la resa generale dell'impianto agrivoltaico in termini di produzione energetica nel rispetto dei vincoli di produzione agricola.

L'impianto in oggetto prevede l'installazione di strutture di supporto dei moduli fotovoltaici (realizzate in materiale metallico) disposte approssimativamente in direzione Nord-Sud, su file parallele ed opportunamente spaziate tra loro per ridurre gli effetti degli ombreggiamenti. Come appena accennato, l'aspetto considerato per la valutazione dell'interdistanza tra le stringhe monoassiali è l'ombreggiamento; per il parco in oggetto si è ipotizzato di non avere effetti di ombreggiamento per circa i 2/3 della giornata, ovvero il 67% del tempo totale. Come già detto si è adottata la tecnologia ad inseguimento solare, dove l'inseguitore solare è un dispositivo meccanico automatico il cui scopo è quello di inclinare i pannelli solari verso il sole in modo da mantenere un angolo di incidenza tra il pannello e i raggi solari di circa 90° durante tutte le ore della giornata, ottimizzando così la produzione energetica. Sempre tramite tale tecnica si possono evitare fenomeni di ombreggiamento a ridosso dell'alba e del tramonto. Nelle prime ore della giornata e prima del tramonto i moduli non sono orientati in posizione ottimale rispetto alla direzione dei raggi solari, ma hanno un'inclinazione minore (tecnica del backtracking). Con questa tecnica si otterrà una maggiore produzione energetica dell'impianto fotovoltaico, consentito dalla possibilità di installare più vicine tra loro le file dei tracker mantenendo sotto controllo i fenomeni di ombreggiamento e trovando un compromesso ottimale tra la mancata produzione dovuta alla non perfetta ortogonalità dei moduli rispetto alla direzione dei raggi solari e l'ombreggiamento derivante dalla maggior vicinanza delle file stesse.

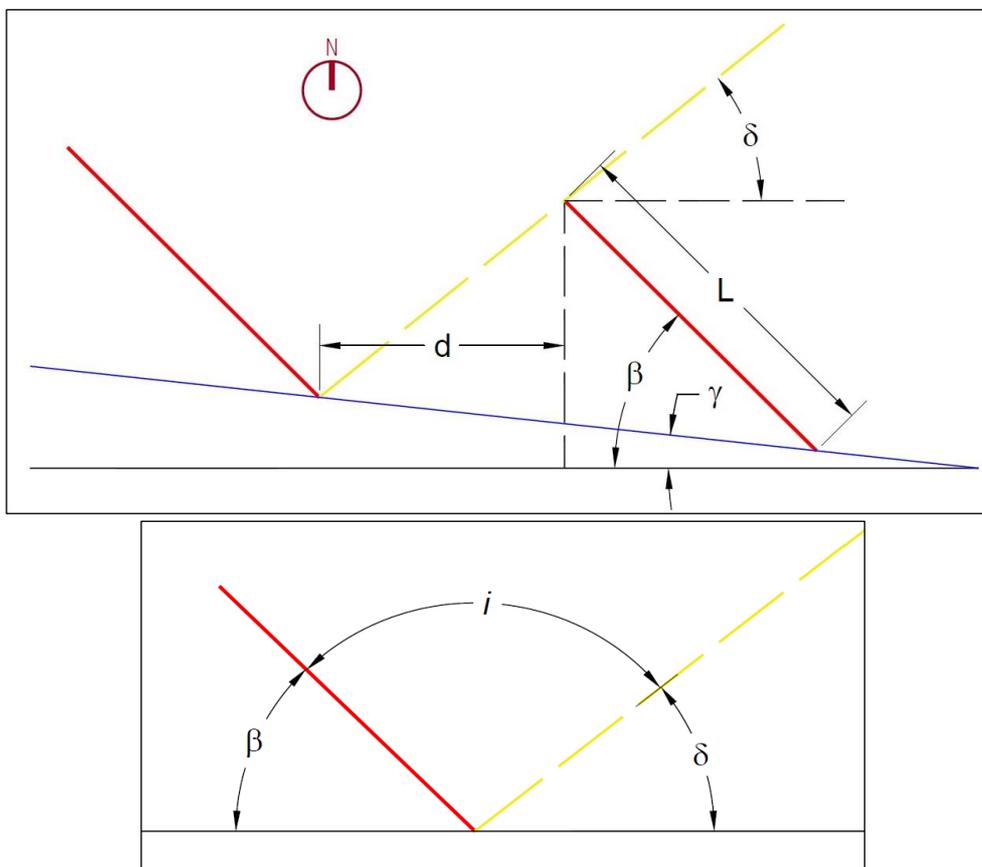


Figura 14. Schema grafico adottato per il calcolo del pitch dei tracker monoassiali

Nella *Figura 14* è rappresentato graficamente lo schema adottato per il calcolo dell'interdistanza tra le stringhe fotovoltaiche, i cui simboli rappresentano rispettivamente:

- β** : Angolo di inclinazione del modulo rispetto all'orizzontale [deg]
- γ** : Angolo di inclinazione del terreno rispetto all'orizzontale [deg]
- δ** : Angolo di inclinazione dei raggi solari rispetto all'orizzontale [deg]
- L** : lunghezza trasversale del modulo [m]
- d** : distanza dal pannello successivo (pitch) [m]
- i** : angolo di incidenza dei raggi solari con la superficie del modulo [deg]

È utile sottolineare che per il calcolo del pitch gioca un ruolo importante l'inclinazione del terreno del sito di ubicazione delle stringhe che per il parco considerato è di circa il 7% in direzione E-O. Da quanto appena descritto si è calcolata un'interdistanza **$d=2.33$ m** tra i pannelli dei tracker in posizione orizzontale e una distanza **$d_2=4.5$ m** tra gli assi gli assi dei tracker monoassiali.

5.6. Strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici

L'impianto in oggetto prevede l'installazione di strutture di supporto dei moduli fotovoltaici (realizzate in materiale metallico), su file parallele ed opportunamente spaziate tra loro per ridurre gli effetti degli ombreggiamenti.

Le strutture di supporto del tipo mono-assiale ad inseguimento solare sono costituite essenzialmente dalle componenti seguenti:

- Palo in acciaio zincato, direttamente infisso nel terreno
- Struttura porta moduli, composta da profili in acciaio, sulla quale verrà posata una fila di moduli fotovoltaici (in totale **30 o 15** moduli per struttura);

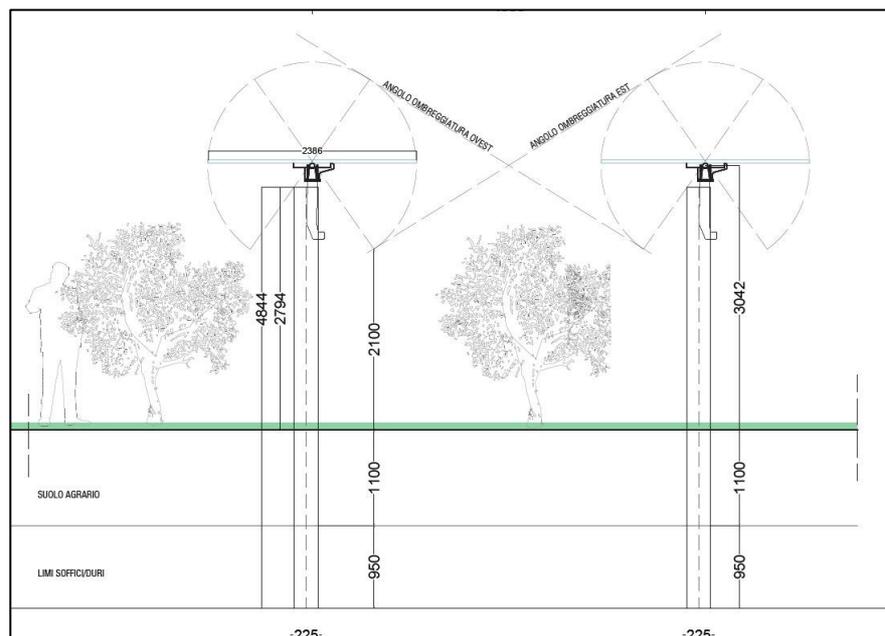


Figura 15. Tipiche strutture a tracker mono-assiale

Le strutture saranno opportunamente dimensionate per supportare il peso dei moduli fotovoltaici e resistere agli eventi climatici estremi. Per ulteriori approfondimenti sulle strutture di sostegno si rimanda agli elaborati *cod. PD.12 "Relazione preliminare delle strutture con tabulati di calcolo"* e *cod. PD.39 "Disegni architettonici strutture sostegno moduli fotovoltaici e particolari sistemi ancoraggio"*.

5.7. Assetti di funzionamento e stato del neutro

Lo stato del neutro dell'impianto in oggetto verrà realizzato tramite sistema IT; ovvero con il neutro isolato o collegato a terra tramite impedenza, mentre le masse sono collegate ad una terra locale, poichè il neutro deve essere sempre sezionabile. Per quanto riguarda l'assetto di funzionamento, l'impianto in oggetto sarà predisposto per il solo funzionamento in parallelo con la rete, per cui non potrà funzionare in isola.

5.8. Sistema elettrico in corrente continua

Il sistema elettrico dedicato alla sezione in corrente continua comprenderà il collegamento in serie dei singoli moduli fotovoltaici al fine di realizzare la tensione desiderata ai capi della stringa e il successivo collegamento di queste ultime agli inverter. Come mostrato nella figura seguente ad ogni inverter saranno collegate più stringhe, motivo per cui gli inverter avranno anche il compito di realizzare il parallelo elettrico delle stringhe e il successivo controllo e monitoraggio.

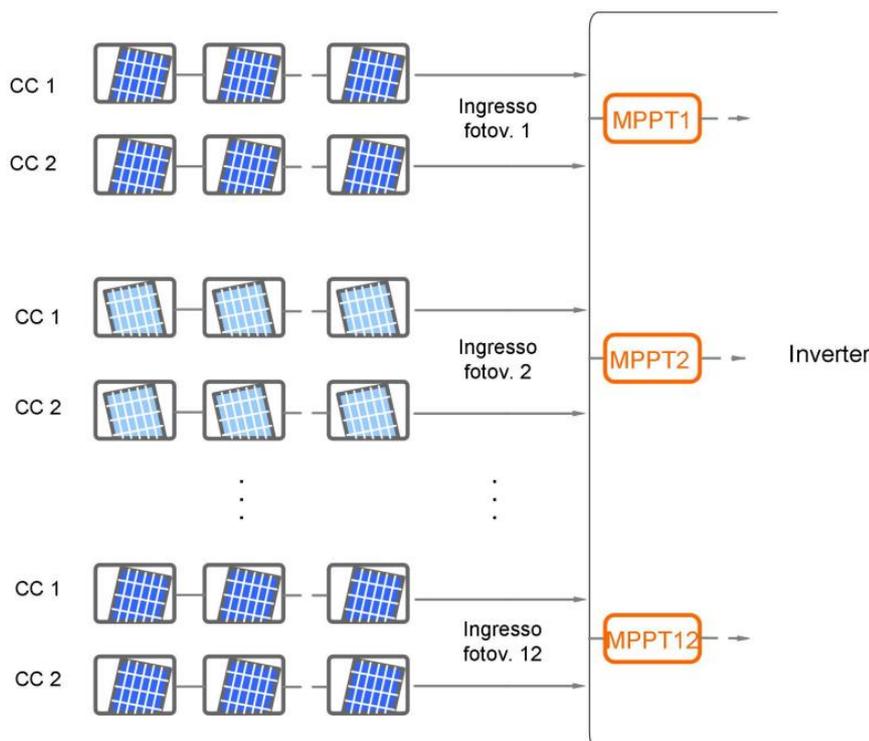


Figura 16. Rappresentazione schematica del collegamento delle stringhe fotovoltaiche ad ogni inverter

Il collegamento tra le stringhe e gli inverter sarà realizzato tramite cavi unipolari con guaina, isolati in gomma e con tensioni nominali di almeno 0,6/1 kV AC (1500V DC) con sezione tale da contenere le perdite per effetto joule all'interno del parco entro il 2%.

5.9. Sistema elettrico in corrente alternata

Come già accennato, all'interno di ogni sottocampo saranno previsti trasformatori elevatori 36/0,8 kV di taglia da 2500 e/o 1250 kVA. I suddetti trasformatori saranno ubicati all'interno di apposite cabine di trasformazione. All'interno di ogni cabina di trasformazione sarà ubicato il trasformatore elevatore con i relativi quadri di protezione e sezionamento 36 kV, i quadri di parallelo in corrente alternata e il sistema di misura dell'energia prodotta. A sua volta le varie cabine di trasformazione saranno collegate tra di loro in entra-esce e infine con la cabina di raccolta CR mediante cavidotto interrato a 36 kV. Dalla cabina di raccolta partirà un cavidotto 36 kV opportunamente dimensionato che collegherà quest'ultima alla sottostazione utente SSEU.

5.10. Sistema di misura dell'energia elettrica per fini fiscali e tariffari

A valle del quadro di parallelo in corrente alternata QPCA sarà installato un sistema di misura dell'energia elettrica prodotta che sarà conforme ai requisiti espressi nel DLgs 22/2007 attuativo della direttiva 2004/22/CE (MID – Measuring Instruments Directive). Esso sarà costituito da un contatore e relativi TA marcato CE e certificato UTF, e sarà dotato di dispositivi per l'interrogazione e l'acquisizione per via telematica delle misure da parte del gestore di rete.

5.11. Trasformatori elevatori 36/0,8kV

I trasformatori elevatori installati nelle cabine di campo, saranno rispondenti alla **EU 542 Fase 2**, ed avranno le seguenti caratteristiche principali di progetto:

Tabella 5. Caratteristiche principali dei trasformatori installati nelle cabine di campo

Potenza Nominale	2500 kVA	1250 kVA
Tipo isolamento	Resina	Resina
Gruppo CEI	Dyn11	Dyn11
Frequenza	50 Hz	50 Hz
Tensione di Corto Circuito	6%	6%
V1 Tensione Primario	36000 V	36000 V
Commutatore	± 2 x 2,5 %	± 2 x 2,5 %
V2 Tensione Secondario	800 V	800 V
Perdite vuoto/carico	A0AK EU542F2	A0AK EU542F2
Raffreddamento	AN	AN

5.12. Servizi Ausiliari

L'alimentazione dei servizi ausiliari sarà derivata da un trasformatore 800/400 V da 20 kVA in resina installato all'interno delle cabine di campo che alimenterà il sistema di supervisione e controllo del campo fotovoltaico, l'impianto di videosorveglianza, l'impianto di illuminazione del campo ed infine gli impianti ausiliari dei locali tecnici.

Verranno utilizzate tubazioni e scatole di derivazione in PVC posate a vista, con grado di protezione minimo IP54, e conduttori tipo FG16R16 / FS17. In ogni cabina elettrica sarà previsto un quadro di distribuzione destinato all'alimentazione dei servizi ausiliari della cabina stessa e dei relativi servizi di campo (illuminazione, rack dati, tvcc). Tale quadro sarà installato a parete, ed avrà lo stesso

grado di protezione dell'impianto. Esso potrà essere realizzato in materiale isolante (soluzione preferibile) oppure metallico. Per l'illuminazione ordinaria dei locali tecnici sarà previsto un impianto costituito da plafoniere LED 30W, grado di protezione minimo IP54, fissate a soffitto, che garantirà un illuminamento minimo di 150 lux. Sarà previsto inoltre un impianto di illuminazione di emergenza che interverrà automaticamente al mancare dell'energia elettrica. Sarà costituito da plafoniere LED autonome da 4,2W, grado di protezione IP54, autonomia minima 1 ora, installate a soffitto o a parete in modo da garantire un illuminamento di almeno 10 lux. Sarà realizzato inoltre un impianto per l'illuminazione esterna, composto da plafoniere LED 30W, fissaggio a sospensione con corpo in materiale isolante, con grado di protezione non inferiore a IP55. Il cablaggio delle stesse sarà realizzato in cavo multipolare tipo FG16R16 formazione 3G1,5 mmq; per i tratti posati in altezza dal piano di calpestio inferiore a 2,5 m il cavo sarà posato all'interno di tubi protettivi di tipo rigido posati a vista. L'accensione dei corpi illuminanti sarà di tipo a comando centralizzato dal quadro elettrico, con interruttore crepuscolare.

5.13. Elettrodotti interrati

Come già accennato il collegamento fra la cabina di raccolta CR e la SSEU avverrà per mezzo di elettrodotti interrati formati da terne di cavidotto unipolare in formazione a trifoglio. La norma tecnica italiana che fa da riferimento al corretto dimensionamento dei cavi elettrici interrati è la CEI 20-21. Secondo norma il dimensionamento è stato eseguito in base ad una conduttività termica media. La geometria e le dimensioni dello scavo nell'intorno del cavo influenzano la capacità di smaltimento del calore disperso per effetto Joule dai cavi stessi.

Sempre secondo norma CEI 20-21, per la valutazione del calore smaltibile dai cavidotti, e quindi il loro corretto dimensionamento, è stato utilizzato un valore medio di resistività termica specifica del terreno, compreso tra gli 0,7 (°C m)/W ed i 3,0 (°C m)/W consigliati dalla norma stessa.

Per quanto riguarda la protezione meccanica dei cavidotti a 36 kV è stata usata una guaina maggiorata, secondo quanto prescritto dalla norma CEI 11-17.

I cavidotti principali a 36kV sono:

- Cavidotto 36 kV interno al parco agrivoltaico per il collegamento in entra-esce tra gli le cabine di campo ed infine il collegamento con la cabina di raccolta;
- Cavidotto 36 kV esterno al parco agrivoltaico per il collegamento tra la cabina di raccolta e la SSE Utente;

In caso di tragitto comune dei cavidotti 36 kV, essi saranno posizionati nella medesima trincea ad una opportuna distanza.

5.14. Cavidotti interrati a 36 kV

All'interno dei campi le cabine sono collegate fra loro in entra-esce ed infine alla cabina di raccolta CR da cui partirà il cavidotto verso la SSE. La figura seguente mostra schematicamente il collegamento per l'impianto in oggetto.

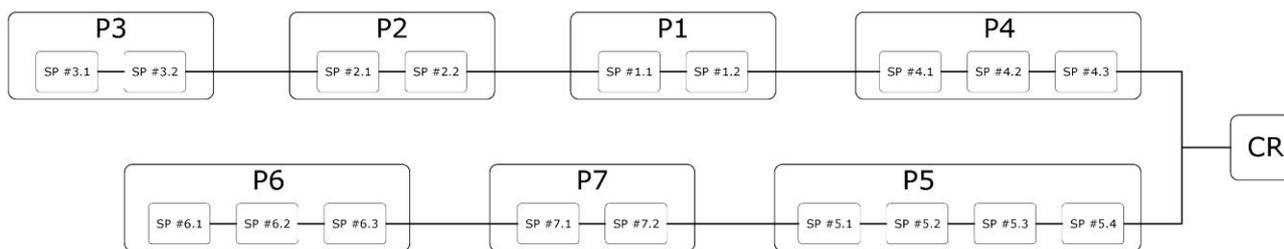


Figura 17. Schema di collegamento tra le cabine del parco

All'interno dei campi, si utilizzeranno cavi unipolari RG7H1RX 26/45 kV in formazione a trifoglio **cordati ad elica** per le terne per sezioni di cavi unipolari al di sotto dei 300 mm², mentre verranno utilizzati cavi unipolari RG7H1R 26/45 kV in formazione a trifoglio **non cordati ad elica** per le sezioni di cavo unipolare al di sopra dei 300 mm². La *Tabella 6* descrive le principali informazioni dei cavi impiegati per l'impianto in oggetto.

Il collegamento dalle cabine di controllo della SSEU alla stazione RTN "Santa Cristina Gela" avverrà mediante due terne di cavidotto a 36 kV RG7H1R26/45 kV della sezione di 630 mm² della lunghezza approssimativa di 200 m.

Il cliente ha formulato alcune richieste che dovranno essere tassativamente rispettate:

- Perdite all'interno dell'impianto: 1%;
- Perdite all'esterno dell'impianto: 3%;
- Perdite totali: 4%;
- Massima caduta di tensione: 5%;

Sempre dalla

Tabella 6 si nota che tali vincoli sono stati rispettati.

Tabella 6. Cavidotti a 36 kV del parco agrivoltaico

TAG CAVIDOTTO	Lunghezza	P	Vn	In	n° terne	Sezione cavo	ΔV	ΔP	Iz
	[m]	[kW]	[kV]	[A]	[-]	[mm ²]	[V]	[kW]	[A]
P3 - P2	900	3.571	36	59,87	1	240	12,05	1,25	590,3
P2 - P1	610	6.240	36	104,60	1	400	10,28	1,86	752,3
P1 - P4	2.864	13.190	36	221,12	1	500	89,37	34,23	850,7
P4 - CR	100	20.429	36	342,46	1	630	4,14	2,45	966,4
P6 - P7	5.108	5.702	36	95,59	1	300	94,03	15,57	659,7
P7 - P5	5.419	9.811	36	164,47	1	500	125,78	35,83	850,7

P5 - CR	1.453	18.413	36	308,66	2	630	54,20	28,97	966,4
CR - SSEU	23.836	38.842	36	651,12	3	630	625,1	705,02	2899,3
SSEU – SE RTN	200	58.000	36	986,3	2	630	11,92	20,36	1932,8

5.14.1. Composizione tipica d'un elettrodotto interrato in cavo

Per l'elettrodotto in cavo sono solitamente previsti i seguenti componenti:

- Conduttori di energia;
- Giunti;
- Terminali;
- Cassette di sezionamento;
- Cassette unipolari di messa a terra;
- Termosonde;

5.14.2. Conduttore di energia

Il cavo impiegato per la veicolazione dell'energia elettrica a 36 kV nel presente progetto è lo RG7H1R(X) 26/45 kV della Com Cavi S.P.A. La *Figura 18* mostra schematicamente la struttura costruttiva del cavo in esame.

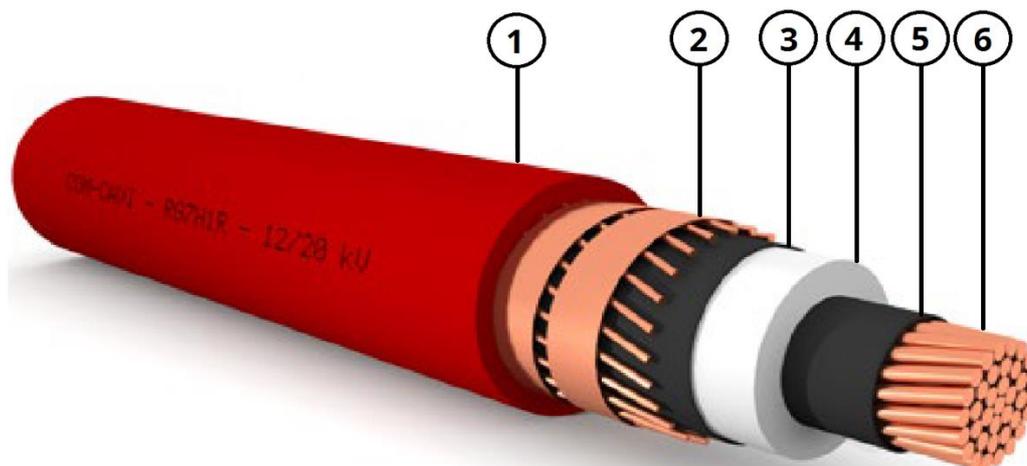


Figura 18. Parti costituenti un cavo unipolare MT: 1) Guaina esterna; 2) Schermo metallico; 3) Semiconduttore esterno; 4) Isolante; 5) Semiconduttore interno; 6) Conduttore

Per il cavo in esame si possono identificare le seguenti parti:

- 1) Guaina esterna composta da una miscela a base PVC, qualità Rz
- 2) Schermo metallico composto da fili di rame rosso, con nastro di rame in controspirale
- 3) Semiconduttore esterno- Estruso, pelabile a freddo

- 4) Isolante - Gomma HEPR, qualità G7, senza piombo
- 5) Semiconduttore interno - Estruso, pelabile a freddo
- 6) Conduttore - Rame Rosso, formazione rigida compatta, classe 2

5.14.1. Giunti tra i cavi 36 kV

I giunti servono per collegare i terminali di due cavi contigui al fine di unire due o più conduttori in un unico conduttore.

Una giunzione deve quindi assicurare il corretto collegamento tra le parti costituenti il conduttore mostrate nel paragrafo precedente e garantire allo stesso tempo la medesima protezione da e verso l'esterno.

Un giunto effettuato a regola d'arte deve garantire:

- Connessione metallica tra i conduttori interni dei 2 terminali
- Continuità del semiconduttore interno per la schermatura del campo elettrico
- Continuità dell'isolamento interno del cavo
- Continuità del semiconduttore esterno
- Continuità dello schermo metallico esterno
- Protezione meccanica e di impermeabilità da e verso l'esterno



Figura 19. Esempio di giunto per cavo a 36 kV

5.14.1. Terminali dei cavi 36 kV

I terminali rappresentano uno fra le componenti e i dispositivi che realizzano il collegamento dei cavi fra loro e quello dei cavi con le apparecchiature elettriche e gli altri componenti di un impianto.

Questi sono utilizzati per collegare l'estremità di un cavo ad altri componenti dell'impianto come trasformatori o apparecchiature di comando. Essi sono stati scelti secondo quanto indicato dalla norma CEI 20-62/1.

I terminali considerati per il presente progetto sono dei terminali auto restringenti per media tensione TAMT-36 della Etelec (conformi alla Norma CEI 20-62/1).

Essi sono composti dai seguenti elementi principali:

- Unico corpo autorestringente in gomma siliconica che assolve sia al controllo del campo elettrico che alla funzione antitraccia
- Alette integrate, nelle versioni TAMT-I da interno e TAMT-E da esterno, consentendo l'installazione del terminale anche in ambienti inquinati o ad elevata presenza di umidità.
- Nastro sigillante e riempitivo in gomma siliconica per il riempimento degli spazi vuoti e la protezione dall'umidità degli elementi metallici.
- Lubrificante siliconico liquido per agevolare l'installazione del corpo sul cavo.

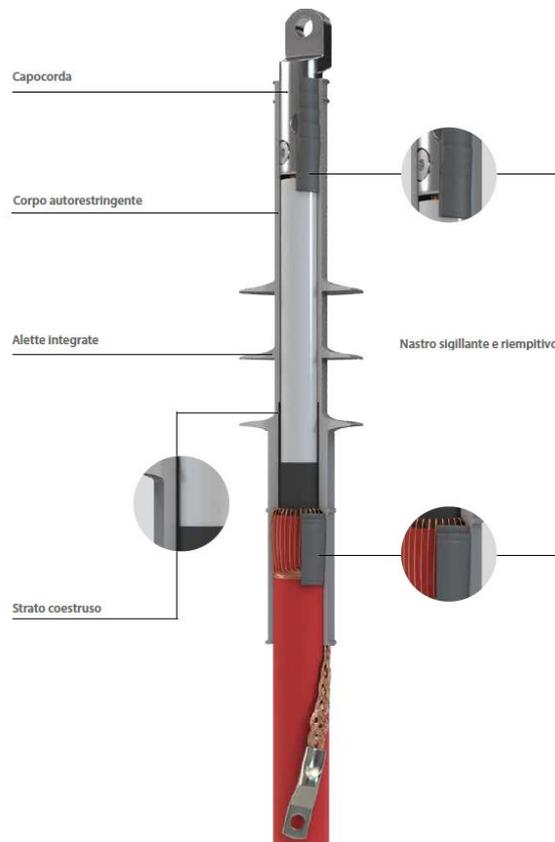


Figura 20. Esempio di terminale per cavo 36 kV

5.14.2. Opere per la posa dei cavi a 36 kV

Per cavidotto si intende il tubo interrato (o l'insieme di tubi) destinato ad ospitare i cavi di media e/o bassa tensione, compreso il regolare ricoprimento della trincea di posa (reinterro), gli elementi di segnalazione e/o protezione (nastro monitore, cassette di protezione o manufatti in cls.) e le eventuali opere accessorie (quali pozzetti di posa/ispezione, chiusini, ecc.).

La profondità minima di posa dei tubi deve essere tale da garantire almeno **1,0 m** misurato dall'estradosso superiore del tubo, con posa su di un letto di sabbia o di cemento magro, dello spessore di circa 5 cm. Va tenuto conto che detta profondità di posa minima deve essere osservata, in riferimento alla strada, tanto nella posa longitudinale che in quella trasversale.

Laddove le amministrazioni competenti non diano particolari prescrizioni in merito alle modalità di ricoprimento della trincea, valgono le seguenti indicazioni:

- la prima parte del reinterro del cavo sarà effettuata con il medesimo materiale usato per la realizzazione del letto di posa (sabbia o cemento magro) per uno spessore maggiore di 30 cm
- la restante parte della trincea (esclusa la pavimentazione) dovrà essere riempita a strati successivi utilizzando il materiale di risulta dallo scavo (i materiali utilizzati dovranno essere fortemente compressi ed eventualmente irrorati al fine di evitare successivi cedimenti).

All'interno della trincea è prevista l'installazione di un tubo di segnale rigida da diametro di 50 mm entro il quale potranno essere posti cavi a fibra ottica e di segnalamento.

Al di sopra dei cavidotti ad un'altezza compresa tra i 35 e i 50 cm dall'estradosso del tubo stesso (a seconda del tipo di posa), sarà collocato un nastro di segnalazione cavi in P.V.C. di colore rosso.

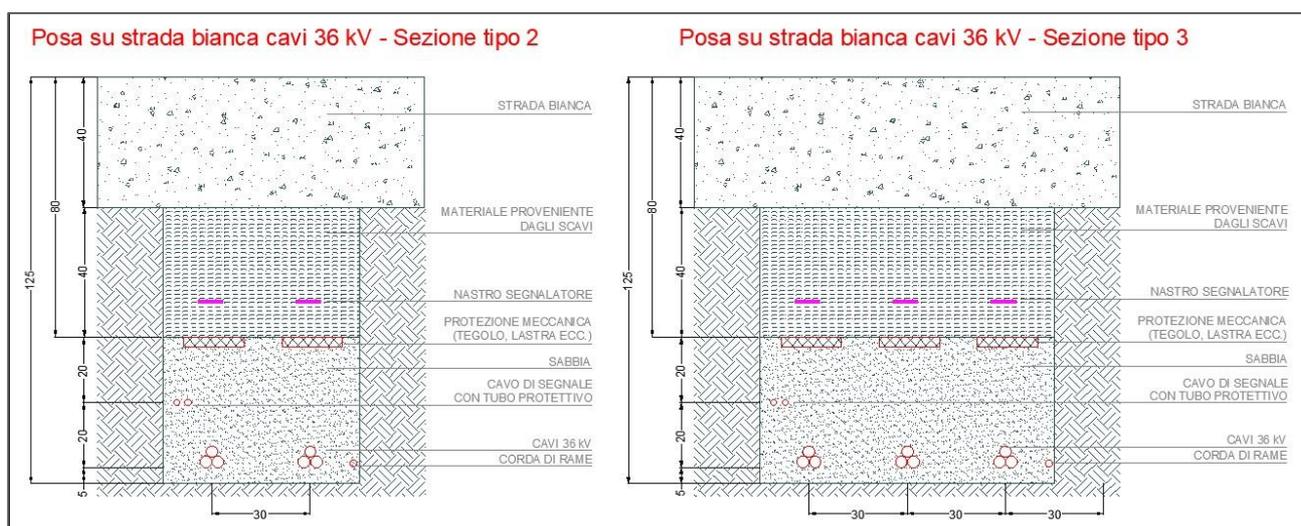


Figura 21. Esempio di tipico di scavo per posa cavidotto a 36 kV

Per la realizzazione delle canalizzazioni a 36kV sono da impiegare tubi in materiale plastico conformi alle Norme CEI 23-46 (CEI EN 50086-2-4), tipo 450 o 750 come caratteristiche di resistenza a schiacciamento, nelle seguenti tipologie:

- rigidi lisci in PVC (in barre)
- rigidi corrugati in PE (in barre)

- pieghevoli corrugati in PE (in rotoli)

I tubi corrugati devono avere la superficie interna liscia.

Per quanto riguarda la coesistenza tra cavidotti a 36 kV e condutture di altri servizi del sottosuolo si è fatto riferimento alle Norme CEI 11-17 "Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione pubblica di energia elettrica – Linee in cavo".

Nello specifico le Norme CEI 11-17 precisano le distanze minime da mantenere tra i cavidotti MT e le linee di telecomunicazione, le tubazioni metalliche in genere e i serbatoi contenenti liquidi o gas infiammabili.

5.14.3. Directional Drilling (T.O.C.)

La tecnica della trivellazione orizzontale controllata (TOC) appartiene alle tecnologie "guidate" e rappresenta un metodo estremamente versatile per la posa di sottoservizi con un limitato o nullo ricorso agli scavi a cielo aperto. Questa tecnologia, come quasi tutte le tecnologie definite "No-Dig", ha un elevato contenuto tecnologico e richiede pertanto un alto livello di professionalità da parte di chi le utilizza. La TOC consiste in perforazioni guidabili e direzionabili da una postazione remota, che consentono di superare ostacoli naturali ed artificiali nella posa di tubazioni e cavi o semplicemente di evitare lo scavo a cielo aperto per la posa di servizi interrati di qualsiasi genere. Questo sistema consente di realizzare installazioni di condotte con un intervallo dei diametri di perforazione compreso tra 0,2 m e 1,8 m e lunghezze fino a 2000 m.

Un progetto in TOC prevede un sito di lancio in cui le aste sono installate e posizionate per eseguire un foro pilota lungo un percorso pianificato fino a una fossa di uscita in cui l'alesatore viene collegato e tirato indietro attraverso il foro pilota. L'angolo di entrata e di uscita delle trivellazioni orizzontali deve essere correlato al diametro e alle specifiche dei materiali della tubazione da installare. Indicativamente, l'angolo di entrata dovrebbe essere compreso tra 6° e 15°.

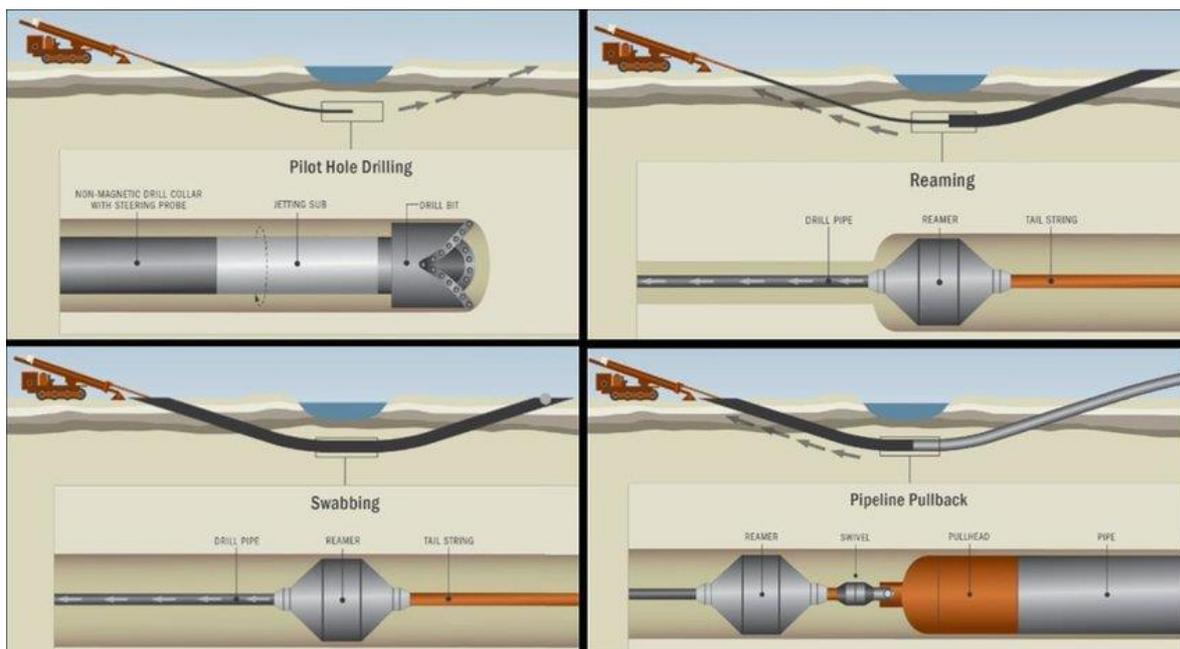


Figura 22. Esecuzione tipica di una T.O.C.

5.14.4. Configurazioni di posa

Gli schemi tipici di posa di un elettrodotto sono a trifoglio o in piano, come rappresentato nella figura seguente:

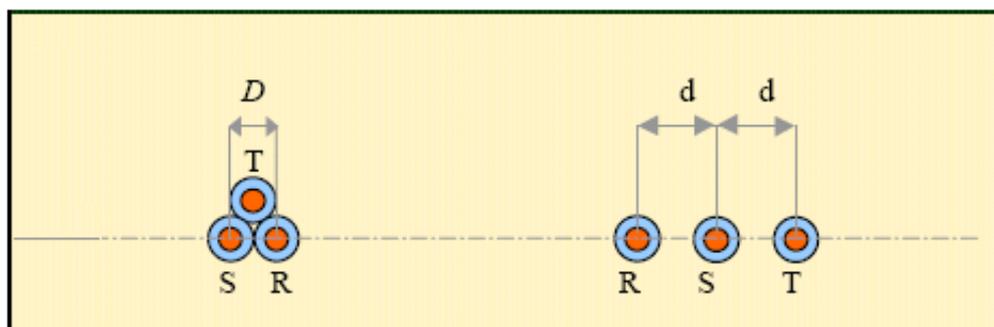


Figura 23. Disposizioni tipiche di posa per cavi unipolari

La posa a trifoglio riduce la portata di corrente ammissibile del cavo dovuta al regime termico che si instaura a causa della vicinanza dei cavi. Al contrario la posa in piano presenta livelli di portata in corrente proporzionali alla distanza "d" di interasse dei cavi. Per tale motivo la posa a trifoglio è utilizzata per i livelli di tensione più bassa (fino a 150-220 kV) mentre la posa in piano è utilizzata per i livelli di tensione più alta (220-380kV).

5.14.5. Modalità di collegamento degli schermi metallici

Gli schermi metallici degli elettrodotti a 36 kV verranno messi a terra con il sistema Solid Bonding. Questo sistema è il più semplice di tutti gli schemi di connessione degli schermi metallici dei cavi. Consiste nella cortocircuitazione ed il collegamento efficacemente a terra degli schermi metallici ad entrambe le estremità del collegamento. Per collegamenti di grande lunghezza è raccomandabile la messa a terra degli schermi metallici in corrispondenza dei giunti a distanze non superiori ai 5 km in maniera tale da evitare eccessivi innalzamenti della tensione a metà tratta.

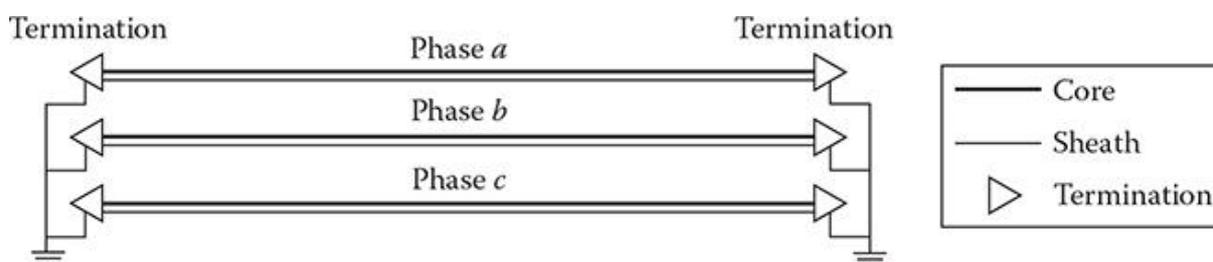


Figura 24. Schema Solid Bonding

Esso è generalmente utilizzato per correnti di esercizio indicativamente fino a 500 A. Tuttavia, anche per valori di corrente inferiori al già menzionato, altre considerazioni di natura economica, legati ad esempio alla capitalizzazione delle perdite, potrebbe far preferire l'impiego di un sistema con connessioni speciali degli schermi metallici (isolati o trasposti). La disposizione dei cavi per questo tipo di connessione è generalmente a trifoglio. L'assenza di scaricatori di tensione richiede controlli periodici sul sistema meno frequenti e meno complessi rispetto a sistemi con connessioni speciali degli schermi metallici. Si evidenzia il fatto che ogni incremento nella separazione tra le fasi genera uno squilibrio magnetico con il conseguente aumento della circolazione di corrente negli schermi metallici ed una riduzione nelle prestazioni termiche del circuito.

5.15. Sistemi ausiliari

L'alimentazione dei servizi ausiliari avverrà tramite trasformatore 800/400 V da 20 kVA in resina installato all'interno delle cabine di campo che alimenterà il sistema di supervisione e controllo del campo fotovoltaico, l'impianto di videosorveglianza, l'impianto di illuminazione del campo ed infine gli impianti ausiliari dei locali tecnici.

Verranno utilizzate tubazioni e scatole di derivazione in PVC posate a vista, con grado di protezione minimo IP54, e conduttori tipo FG16R16 / FS17. In ogni cabina elettrica sarà previsto un quadro di distribuzione destinato all'alimentazione dei servizi ausiliari della cabina stessa e dei relativi servizi di campo (illuminazione, rack dati, tvcc). Tale quadro sarà installato a parete, ed avrà lo stesso grado di protezione dell'impianto.

Esso potrà essere realizzato in materiale isolante (soluzione preferibile) oppure metallico. Per l'illuminazione ordinaria dei locali tecnici sarà previsto un impianto costituito da plafoniere LED 30W, grado di protezione minimo IP54, fissate a soffitto, che garantirà un illuminamento minimo di 150 lux. Sarà previsto inoltre un impianto di illuminazione di emergenza che interverrà automaticamente al mancare dell'energia elettrica. Sarà costituito da plafoniere LED autonome da 4,2W, grado di protezione IP54, autonomia minima 1 ora, installate a soffitto o a parete in modo da garantire un illuminamento di almeno 10 lux. Sarà realizzato inoltre un impianto per l'illuminazione esterna, composto da plafoniere LED 30W, fissaggio a sospensione con corpo in materiale isolante, con grado di protezione non inferiore a IP55. Il cablaggio delle stesse sarà realizzato in cavo multipolare tipo FG16R16 formazione 3G1,5 mmq; per i tratti posati in altezza dal piano di calpestio inferiore a 2,5 m il cavo sarà posato all'interno di tubi protettivi di tipo rigido posati a vista. L'accensione dei corpi illuminanti sarà di tipo a comando centralizzato dal quadro elettrico, con interruttore crepuscolare.

5.16. Impianto di illuminazione del parco

Nell'ambito delle opere sarà previsto un impianto di illuminazione esterna dedicato all'illuminazione di sicurezza dell'impianto fotovoltaico, conforme a quanto previsto in materia di contenimento dell'inquinamento luminoso.

L'impianto è essenzialmente costituito da punti luce equipaggiati di corpi illuminanti con lampada LED 71W installati su sostegni di altezza inferiore a 8 m fuori terra, comunque in maniera tale da non provocare fenomeni di ombreggiamento al generatore fotovoltaico.

Si è scelto un apparecchio illuminante di tale potenza in modo da utilizzare l'impianto come deterrente contro le effrazioni e per illuminare le aree sottoposte ad eventuale effrazione.

L'impianto di illuminazione, infatti, sarà strettamente interconnesso con l'impianto di videosorveglianza: nel caso in cui l'impianto di videosorveglianza rilevi un tentativo di effrazione, il sistema di supervisione acquisirà l'allarme ed attiverà al 100% la tratta di impianto di illuminazione di competenza. Normalmente, gli apparecchi di illuminazione saranno accesi al 20% della potenza totale.

L'impianto sarà attivo in orario notturno o per garantire illuminazione in caso di guasto o manutenzione notturna. Sarà completamente regolabile come orari di funzionamento e sarà sempre possibile, attraverso il sistema di supervisione, impostare sia gli orari che la percentuale di accensione delle lampade per illuminazione notturna.

5.17. Sistema di supervisione

Al fine di permettere il controllo completo sull'impianto da una postazione centralizzata sarà previsto un sistema di controllo e supervisione ad alto grado di informatizzazione. In particolare saranno richieste al sistema le seguenti caratteristiche:

- elevate prestazioni ed affidabilità;
- tecnologia avanzata e standardizzata;
- diffusione non marginale nel mercato;
- bassi costi esercizio e manutenzione;
- rapida e facile individuazione dei problemi;
- ridotto numero di componenti;
- protocolli di comunicazione aperti;
- ampie possibilità di espansione.

Saranno inoltre richieste espressamente le seguenti funzioni:

- comando;
- protezione;
- regolazione (automatica);
- supervisione;
 - gestione allarmi;
 - storicizzazione di eventi e variabili;
 - interfaccia altri sistemi (sia a livello controllo che a livello gestionale).

In generale un sistema di supervisione e controllo centralizzato è funzionale ai seguenti scopi:

- controllare da una postazione unica l'intero impianto in tutti i sistemi e sottosistemi;
- consentire la replicabilità della postazione via rete Ethernet in qualunque luogo dell'impianto o anche in remoto mediante connessione ADSL o UMTS;
- rapida individuazione dei guasti o delle anomalie;
- esecuzione di manovre manuali senza il rischio di incorrere in errori in quanto il sistema di supervisione non permette manovre al di fuori dei valori di sicurezza;
- archiviazione automatica di tutti gli eventi ed allarmi su database;
- registrazione in continuo delle variabili dell'impianto, permettendo una analisi mensile su rendimenti e punti critici.

Per assolvere alle funzioni richieste si prevede l'utilizzo di un sistema di controllo e supervisione costituito da una architettura suddivisa in tre livelli verticali, ognuno occupato da determinate apparecchiature di seguito descritte:

Tabella 7. Architettura a livelli del sistema di supervisione e controllo

Livello	Livello	Tipo di rete	Apparecchiature
ALTO	Informativo	Ethernet	Stazioni operatore SCADA
MEDIO	Controllo	BUS di controllo	Controllori (PLC/ DSC)
BASSO	Bordo Macchina	BUS di Campo	Strumenti, Sensori, Input/Output

I livelli alto e medio, si intendono realizzati ed interconnessi come indicato nella seguente figura.

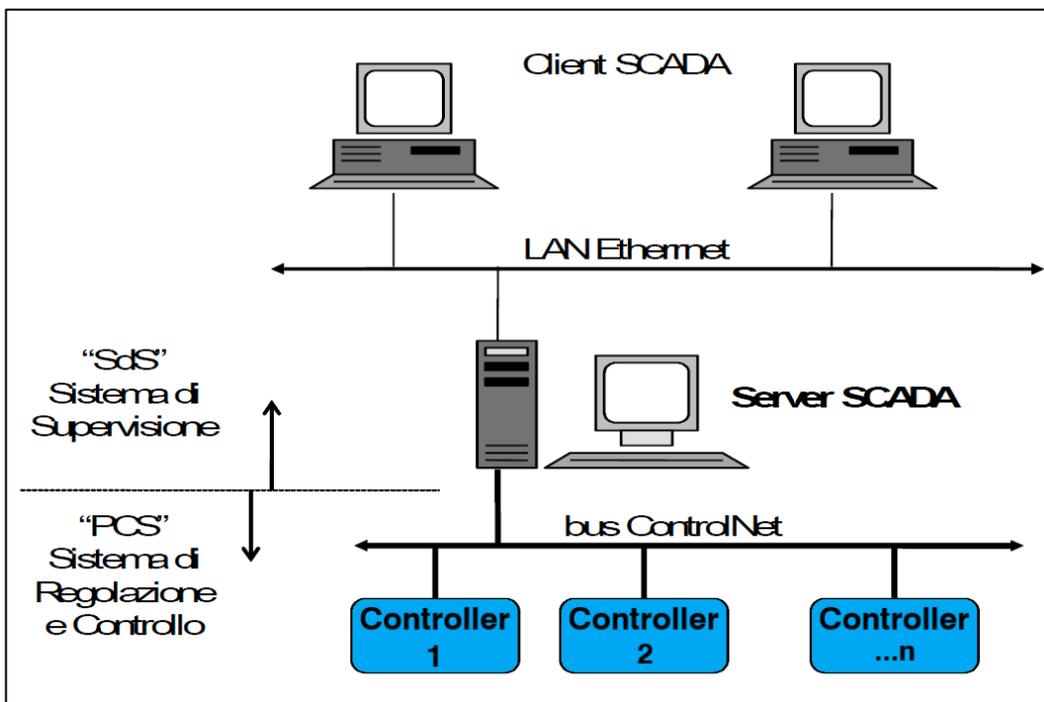


Figura 25. Struttura tipica di un sistema di controllo e supervisione

Il sistema di supervisione (SdS) è il complesso delle apparecchiature che interfacciano i sistemi di regolazione e controllo con gli operatori, tramite mezzi informatici. È composto da un sistema hardware computerizzato, un software SCADA (Supervision, Control And Data Acquisition) e sistema operativo standardizzato.

Dalle postazioni gli operatori, oltre che visualizzare tutte le variabili di funzionamento, potranno effettuare comandi e controlli in dettaglio, visionare grafici, dati storici ed allarmi.

Tra le funzionalità di un SdS, oltre a garantire un sistema di interfaccia con il sistema, vi è quello di archiviare i dati di funzionamento dell'impianto e di coordinare le comunicazioni tra sistemi diversi.

Il sistema sarà composto da stazioni "Server", nelle quali risiede il database con tutte le variabili dell'impianto ed i dati storicizzati, e da postazioni "Client", interconnesse in una rete Ethernet locale.

Questo sistema, individuato dalla sigla PCS (Process Control System), è il complesso formato dalle apparecchiature atte a comandare e regolare tutti gli attuatori di un processo o di un impianto, sia in modo automatico, che in modo manuale, ossia tramite comandi impartiti da un operatore.

Il sistema di regolazione e controllo è tipicamente composto da apparecchiature quali PLC o DCS, a stretto contatto con il processo, e quindi collocate direttamente all'interno di macchinari e quadri elettrici. Il funzionamento automatico è normalmente eseguito da appositi software, personalizzati per l'impianto, ad eccezione per le funzioni di sicurezza che devono essere svolte da logiche cablate o da unità certificate SIL3.

Dato che anche il funzionamento in manuale deve avvenire sempre entro limiti di sicurezza prestabiliti, il sistema PCS deve sorvegliare anche le azioni compiute dagli operatori. L'impianto è suddiviso in aree funzionali, sia per ragioni di affidabilità che per semplicità di gestione, quindi il sistema di controllo è ad Architettura Distribuita. Ciascuna area funzionale è gestita da un processore locale denominato "CPU", nel quale sono memorizzate tutte le logiche di funzionamento della propria area.

Ogni CPU potrà acquisire segnali dall'impianto sia direttamente (ingressi locali), che attraverso dei moduli di acquisizione remoti (unità "slave") collegati alla CPU attraverso un apposito Bus di Campo (ad es. Profibus, Devicenet, Modbus, ecc). I processori invece colloqueranno tra loro attraverso un bus ad alte prestazioni denominato "Control Bus", il quale è anche connesso con il Sistema di Supervisione. Questa comunicazione è di tipo orizzontale, e permette alle interfacce operatore (Stazioni SCADA) di accedere direttamente alle CPU attraverso il Bus. Ogni CPU, singola o ridondata, costituisce un "nodo" nella rete di controllo.

Caratteristiche generali del sistema:

- Distribuzione dell'intelligenza del sistema per effettuare logiche di controllo e/o blocco al livello delle schede di I/O, switch a caldo in caso di fault di una scheda di I/O alla scheda di backup. Nei Rack principali possono essere installate "n" CPU, sia dedicate a processi separati che in funzionamento ridondante;
- Ampia scelta di CPU a seconda della potenzialità di elaborazione richiesta e del tipo di impianto da gestire.
- Possibilità di gestire protocolli bus di mercato come Devicenet, Profibus, Controlnet, modbus;
- Possibilità di gestione fino a 65000 variabili di I/O per ogni CPU.

Ciascuna CPU, a prescindere dal modello, gestisce schede di I/O locali, ossia nel proprio rack, e/o remote, ossia raggiungibili attraverso una linea Bus di Campo.

Questo tipo di architettura consente al sistema di essere aperto verso connessioni dirette a trasmettitori di segnale o a qualsiasi dispositivo di terze parti che disponga di porta Bus.

Il sistema di controllo è suddiviso in aree funzionali, a seconda della composizione dell'impianto da controllare. Ogni unità monta il software di controllo che gestisce gli impianti direttamente ad essa collegati, ossia dell'area di propria pertinenza.

Nella cabina principale di parco sarà installata la postazione per la supervisione delle varie sezioni, le quali costituiscono il punto di interfaccia tra operatori e macchine. Inoltre, per ogni sottocampo, nelle cabine di conversione e trasformazione saranno previste delle Stazioni Operatore che saranno dotate di software di supervisione di tipo SCADA, ossia nello standard industriale più avanzato, e basate su sistemi operativi di ultima generazione (ad es. Windows 10 – Windows 7).

Il sistema è previsto con le seguenti caratteristiche:

- struttura Client – Server;
- nessun limite sul numero delle variabili da gestire;
- capacità di creare pagine di trends e di comando (Faces Plate) personalizzate;
- personalizzazione dei menù di controllo dal linguaggio standard (inglese) alla lingua voluta (es. Italiano);
- acquisizione di periferiche di terze parti con protocolli OLE PC;
- gestione integrata degli allarmi ed archivio storico con possibilità di esportare tutti i dati e gli eventi, attraverso la rete Ethernet a qualsivoglia applicativo (DDE, OLE, Excel, SQL, SAP);
- possibilità di teleassistenza sulla stazione operatore di sviluppo, attraverso software di gestione remota.

Le stazioni Client-Server si integrano tra loro in modo che si possa compiere qualsiasi operazione di comando/gestione da ognuna di esse. Le stazioni Server sono quelle che oltre all'interfaccia "uomo-macchina" curano anche il collegamento con le CPU di processo, indicate al capitolo "Sistema di Controllo", e nelle quali si trova il database dei segnali gestiti dall'impianto.

Le stazioni Client sono invece destinate alla sola interfaccia uomo-macchina, e ricavano i dati di funzionamento dell'impianto dalle stazioni Server attraverso la rete Ethernet che le interconnette. Le Workstation, Server o Client, avranno caratteristiche quali:

- PC CPU Quad Core, 16 GB RAM, HD 1TB SSD, masterizzatore, scheda ethernet 100 Mbit/s, unità disco estraibile per Backup dati;
- monitor LCD colori 27";
- stampante laser colori A4 per report;
- modem ADSL o UMTS per telegestione;
- licenza software SCADA tipo Runtime.

5.18. Impianto di videosorveglianza

Nel perimetro dell'impianto, in corrispondenza degli accessi, incroci e punti critici dell'impianto, sarà installato un sistema di videosorveglianza con funzioni di antintrusione a protezione dell'impianto stesso.

L'impianto sarà costituito da una serie di telecamere, installate nei sostegni degli apparecchi di illuminazione, di tipo IP tradizionale e di tipo termico. Le ottiche delle telecamere saranno dimensionate e scelte in funzione delle distanze da coprire.

Le telecamere saranno interconnesse alla rete per mezzo di media converter rame/fibra ottica installati su palo, e saranno connessi agli anelli in fibra perimetrali previsti all'interno dei cavidotti interrati.

Il sistema di gestione delle telecamere sarà in grado, non solo di registrare le immagini, ma anche di discriminare i vari allarmi. Per mezzo di personalizzazioni del campo visivo di ogni telecamera, sarà possibile identificare, all'interno del campo visivo ripreso, sia le aree non interessate da allarme, che le Ogni gruppo di telecamere farà parte, sia come alimentazione elettrica che come

connessione in fibra, ad ogni singola Power Station (ognuna per le tratte di competenza). Il sistema sarà poi gestito dalla control room dell'impianto e sarà possibile visualizzare le stesse anche da remoto.

In caso di effrazione, il sistema di videosorveglianza provvederà a dare segnale di effrazione al personale preposto mediante l'invio di una mail con il fotogramma interessato, nonché attiverà la modalità "follow" per seguire la sagoma nei suoi spostamenti.

Contemporaneamente, il sistema di videosorveglianza, per mezzo di un'interfaccia a contatti, darà il segnale di allarme della zona interessata, al sistema di supervisione, che provvederà ad attivare l'impianto di illuminazione di tale area al 100%.

Il sistema di sorveglianza sarà quindi costituito da:

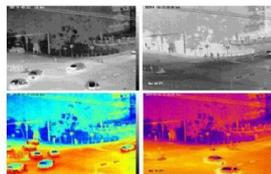
- Telecamere IP bullet con sensore CMOS da 5MPx;
- Telecamere Speed Dome 30x con sensore CMOS 2MPx;
- Telecamere Termiche Obiettivo fisso da 15/25/35/50mm;
 - Supporti da palo per telecamere;
 - Switch SFP Gigabit;
 - Media converters fibra/rame;
 - Server TVcc (Processore E5-2620 v4 – 16GB RAM – 2xssd 120GB + 2x4TB storage – WIN 2012 R2);
 - Workstation I7-8GB Memory – Nvidia Ge Force GTX 1060 4GB Ram;
 - n. 4 Monitor Industriale LCD 32";
 - Software di videosorveglianza VMS Next Axxon multipiattaforma;
 - Cavi Ethernet Cat. 6a;
 - Cavi F.O. 9/125 armata da esterno antiroditore.

Di seguito un'illustrazione della visione ottenibile delle telecamere termiche e i datasheet.

FUNZIONI

Colori dell'immagine

È possibile colorare l'immagine fino a 17 modalità differenti tra cui (hot/black, hot/iron, bow/rainbow)



Compatibilità

Compatibilità ONVIF. Disponibilità di CGI e SDK per eventuali integrazioni



Rilevazione della temperatura

20 punti / 2 linee / 16 aree
Range temperatura rilevabile: -40°C~150°C



Analisi intelligente

Video analisi con perimetro, attraversamento linea, abbandono e rimozione oggetto



Figura 26. Esempio di visualizzazione immagini del sistema di videosorveglianza

Telecamera					
Rilevazione	Uncooled IRFPA Microbolometer				
Pixel effettivi	400(H) × 300(V)				
Dimensione pixel	17um				
Sensibilità termica (NETD)	40mK @F1.0, 300K				
Spettro	8~14um				
Regolazione immagine	Polarity LUT/ DVE/ Specchio/ FCC/ /3D DNR Brightness/Contrast/ ROI				
Palette colori	Black-Heat /White-Heat/Rainbow/Iron-Red up to 17 modes				
Pan/Tilt/Rotation	Pan:0°~360°; Tilt:0°~90°; Rotation:0°~360				
Lenti					
Lente	Fissa				
Messa a fuoco	Focus Manuale				
Lunghezza focale	8mm	15mm	25mm	35mm	50mm
F No.	F1.0	F1.0	F1.0	F1.0	F1.0
Angle di visione	O: 46° V:35.3°	O:25.5° V:19.2°	O:15.4° V:11.6°	O: 11° V:9°	O: 7.7° V:5.8°
Distanza di rilevazione fuoco (1m*1m)	235m	441m	735m	1029m	1471m
Distanza di rilevazione Persona (1.8m*0.5m)	235m	441m	735m	1029m	1471m
Distanza di rilevazione Veicolo (4m*1.5m)	722m	1353m	2255m	3137m	4510m
Distanza di riconoscimento Fuoco (1m*1m)	78m	147m	245m	343m	490m
Distanza di riconoscimento Persona (1.8m*0.5m)	59m	110m	184m	257m	368m
Distanza di riconoscimento Veicolo (4m*1.5m)	180m	338m	564m	789m	1127m
Audio / Video					
Compressione	H.265, H.264, MJPEG				
Frame Rate	Main Stream: D1 @25/30fps Sub Stream: CIF @25/30fps				
Controllo Bit Rate	CBR/VBR				
Bit Rate	100Kbps~6Mbps				
Region of Interest	Off / On (8 zone)				
Stabilizzazione Elettronica (EIS)	No				
Zoom digitale	16x				
Specchio	Si				
Defog	Si				
Ril. movimento	Si				
Aree di privacy	Off / On (5 Aree)				
DVE Image Enhance	Si				
Compressione Audio	G.711, AMR, RAW_PCM (Opzionale)				
Funzioni Avanzate					
Funzioni intelligenti	Movimento, allarme disco, allarme I/O, allarme Temp.				
IVS	Perimeter, Single Virtual Fences, Double Virtual Fences, Object Left, Object Removed				

Rilevazione temperatura	
Modalità rilevazione	Punto, Linea, Area
Temperature Alarm	Over temperature alarm, Temperature difference alarm
Precisione	±2°C / ±2%
Response Time	≤30ms
Temperatura di funzionamento	-40 °C ~ 60 °C
Temperatura di funzionamento	-40 °C ~ 150 °C
Temperature display mode	Temperature target >5°C, Display absolute temperature value, Temperature target ≤5°C, Display relative temperature value (temperature difference DEV = highest value - average)
Rete	
Rete	RJ-45 (10/100Base-T)
Protocolli:	IPv4/IPv6, HTTP, RTSP/RTP/RTCP, TCP/UDP, DHCP, DNS, PPPOE, SMTP, SIP, 802.1x
Interoperabilità	ONVIF, CGI
Streaming	Unicast
Accesso utenti	Max. 10 utenti
Edge Storage	NAS PC locale per registrazione istantanea Micro SD card 128GB
Visualizzazione WEB	<IE11, Chrome, Firefox
Lingua	Inglese, cinese, polacco, italiano, portoghese, Spagnolo, russo, francese, ceco, ungherese
Interfacce	
Rete	1 Ethernet (10/100 Base-T) connettore RJ-45
Interfaccia audio	1ch Audio In, 1ch Audio Out
allarme	2ch allarme ingresso, 2ch allarme uscita
RS485	Si
BNC Output	Si
Reset Button	Si
Generale	
Alimentazione	12Vcc / PoE
Consumo	Max 5W
Temperatura di funzionamento	-40 °C ~ 60 °C
Umidità	0~ 90%
Certificazioni	CE /FCC
Grado di protezione	IP66
Telaio	Metallo
Dimensioni	φ110×388mm
Peso	1900g

Figura 27. Esempio di scheda tecnica per telecamere sistema di videosorveglianza

6. VALUTAZIONE DELLA PRODUCIBILITÀ ENERGETICA

6.1. Irraggiamento

In generale, l'area deputata all'installazione del parco fotovoltaico in oggetto risulta essere adatta allo scopo in quanto presenta una buona esposizione alla radiazione solare ed è facilmente accessibile attraverso le vie di comunicazione esistenti.

Il sito di installazione dispone di dati climatici storici riportati in molteplici database. Per la valutazione dell'irraggiamento dell'area in oggetto si è utilizzato il software © PVGIS © European Communities in cui sono disponibili vari database, tra cui PVGIS-SARAH2, che è il database maggiormente utilizzato per l'Europa in cui sono disponibili i dati meteorologici che si basano su misure da satellite registrate su un periodo di circa quindici anni (2005 – 2020).

Considerato che l'attendibilità dei dati contenuti nel database è riconosciuta internazionalmente, i dati estratti dal software menzionato sono stati usati per l'elaborazione statistica della radiazione solare per il sito di interesse.

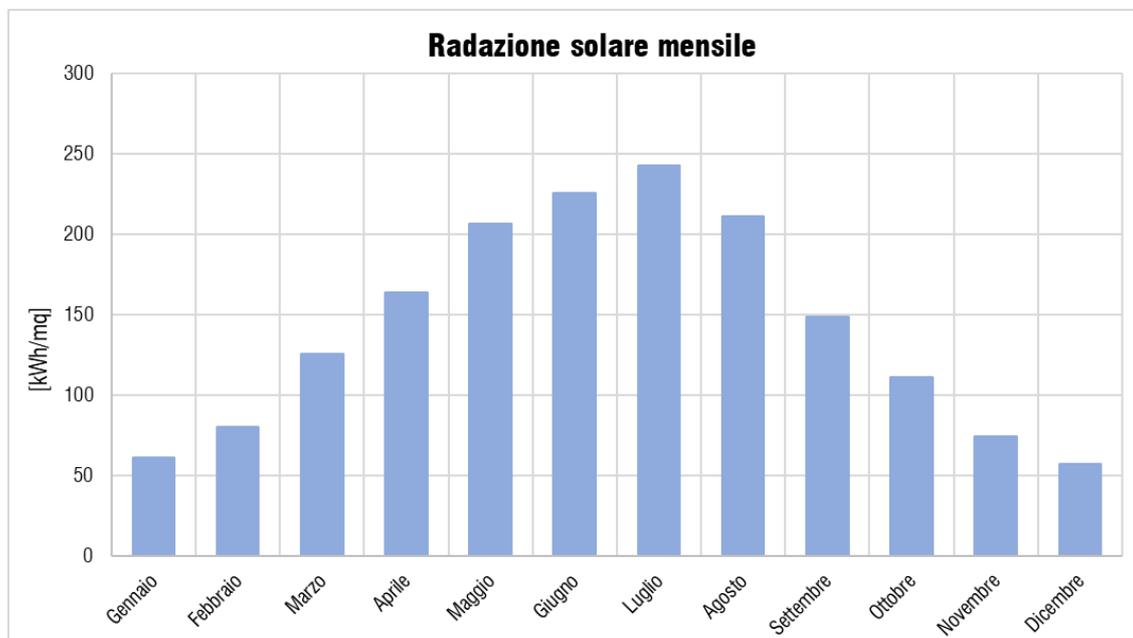


Figura 28. Media mensile dell'irraggiamento per metro quadrato ricevuto dai moduli

In Figura 28 sono mostrati i dati di irradiazione solare media per metro quadro per ogni mese dell'anno. Sempre da tale figura si evince che nel sito in esame si avrà una produzione energetica specifica (ovvero per metro quadro di moduli) pari a **1709 KWh/m²**.

6.2. Producibilità energetica

Per il calcolo della produzione energetica è stato utilizzato il modulo Jolywood modello JW-HD120N. Tale modulo utilizza una innovativa tecnologia, che avvicina notevolmente le celle tra loro in modo da avere maggiore superficie captante a parità di ingombro del modulo stesso. Tale tecnologia ha consentito di innalzare l'efficienza di conversione del modulo, fino ad un massimo del 22.66% (vedi Figura 12). Il modulo è costituito mezza celle di silicio monocristallino di tipo P-Type ed è del tipo "bifacciale", cioè ha la parte posteriore (backsheet) trasparente e pertanto il silicio converte in energia elettrica anche la radiazione luminosa indiretta che irradia

la facciata posteriore del modulo. Il fattore di bifaccialità, che indica quale sia la capacità di conversione della radiazione luminosa del retro-pannello rispetto alla parte anteriore, è pari all'80%.

Da quanto appena detto sulle caratteristiche del pannello e dal valore di radiazione media mensile valutata nel paragrafo precedente si è tracciato l'andamento della produzione energetica mensile dell'impianto.

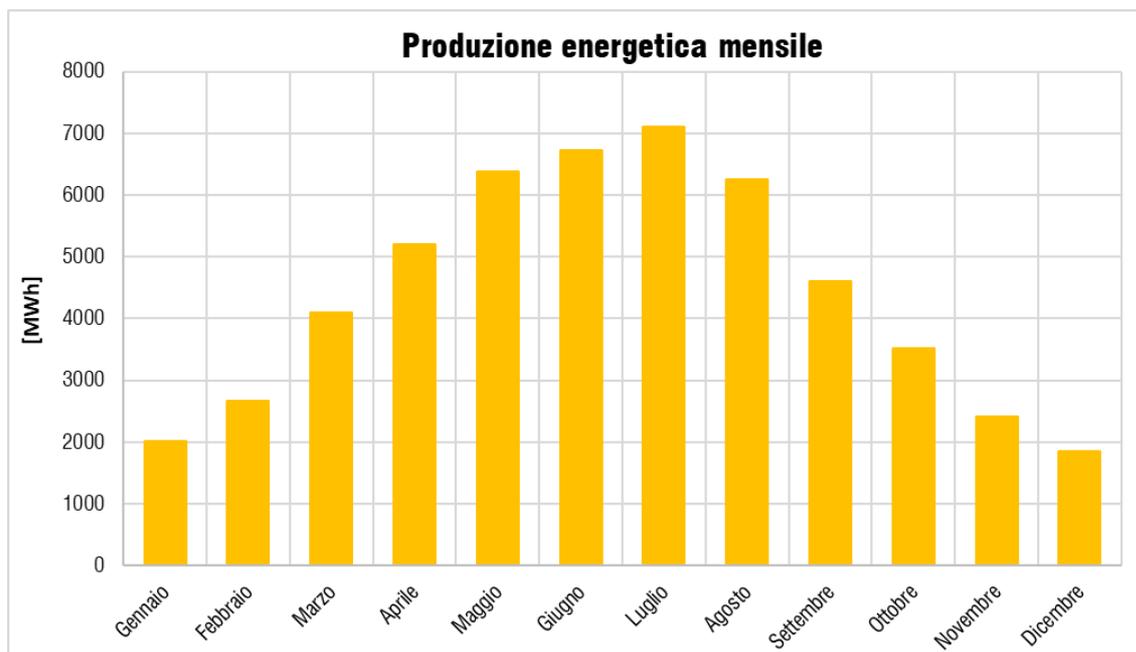


Figura 29. Media mensile della produzione energetica dell'impianto

In Figura 29 sono mostrati i valori di produzione energetica media dell'impianto espressi in MWh per ogni mese dell'anno. Sempre da tale figura si evince che nel sito in esame si avrà una produzione energetica annuale totale pari a **52835 MWh**.

7. SISTEMI DI PROTEZIONE E SICUREZZA ELETTRICA

Come previsto dal Codice di Rete ed in particolare dalla Guida Tecnica A.68 - CENTRALI FOTOVOLTAICHE - Condizioni generali di connessione alle reti AAT e AT Sistemi di protezione regolazione e controllo, il sistema di protezione della centrale fotovoltaica dovrà includere tutti gli apparati di norma dedicati alla protezione degli impianti e della rete sia per guasti interni che per i guasti esterni.

La centrale fotovoltaica sarà pertanto in grado di restare connessa alla rete in caso di guasti esterni ad eccezione dei casi in cui la selezione del guasto deve comportare la perdita della connessione.

Gli inverter saranno in grado di sostenere il regime transitorio provocato da guasti successivi in rete tali che l'energia non immessa a causa dei guasti stessi negli ultimi 30 minuti sia inferiore a Pn2s.

La centrale fotovoltaica contribuirà all'eliminazione dei guasti in rete nei tempi previsti dal sistema di protezione, in accordo a quanto definito nel Codice di Rete.

Le tarature delle protezioni contro i guasti esterni saranno definite dal gestore di rete e saranno impostate sugli apparati a cura del titolare dell'impianto, assicurando la tracciabilità delle operazioni secondo procedure concordate.

Le tarature delle protezioni contro i guasti interni, che prevedono un coordinamento con le altre protezioni della rete, saranno concordate con il gestore di rete in sede di accordo preliminare alla prima entrata in esercizio della centrale fotovoltaica.

In ogni caso, il gestore di rete potrà richiedere giustificate modifiche o integrazioni di tali requisiti con l'obiettivo di mantenere, o aumentare, il livello di continuità del prelievo, dell'alimentazione e la sicurezza dell'esercizio, caratteristici della rete nel punto di connessione.

Alle centrali fotovoltaiche è richiesto di sostenere richiuse rapide e lente in rete senza controllo di sincronismo e quindi anche in condizione di rete asincrona.

7.1. Protezioni della Centrale Fotovoltaica contro i guasti esterni

Di seguito si riportano le tipologie di protezioni sensibili ai guasti esterni e alle perturbazioni di rete con i campi di regolazione ed i valori di taratura tipici da installare nella sezione AT della Centrale Fotovoltaica.

- Protezione di minima tensione rete (27);
- Protezione di massima tensione rete (59);
- Protezione di minima frequenza rete ($81 <$);
- Protezione di massima frequenza rete ($81 >$);
- Protezione di massima tensione omopolare rete (59N).

Sarà predisposto il sistema per ricevere dalla stazione affacciata comandi di apertura degli interruttori AT. Le tarature saranno stabilite dal gestore (TERNA) in accordo ai criteri stabiliti nell'allegato A.68 al Codice di Rete e, in relazione alle esigenze del sistema elettrico a cui è connessa la centrale fotovoltaica, le tarature potranno anche essere discordanti da quelle indicate nei paragrafi successivi.

7.2. Protezioni di rete nella sezione AT

Le tarature di riferimento delle protezioni di rete sensibili ai guasti esterni da impostare sul montante d'interfaccia con la rete AT sono descritte di seguito, con riferimento alle configurazioni di connessione alla rete in accordo a quanto previsto nell'Allegato A.68 al Codice di Rete "CASO A": Centrale connessa ad Impianto di Consegna in entrata esce su linea AT oppure connessa a Stazione o Cabina Primaria adiacente.

Centrale Fotovoltaica – Protezioni contro i guasti esterni - Sezione AT						
PROTEZIONE	CAMPI DI REGOLAZIONE		TARATURE DI RIFERIMENTO			COMANDO
	Range di regolazione	Ritardo	Soglia	Valori di taratura	Ritardo	
Minima tensione (27)	$0,3 \div 1,0 V_{NR}^{(1)}$	$0,0 \div 10,0$ s	Unica	$80 \% V_{NR}^{(1)}$	A) $2,0 + 2,8$ s (2) B) 0,6 s	Scatto del trasformatore elevatore MT/AT lato AT.
Massima tensione (59)	$1,0 \div 1,5 V_{NR}^{(1)}$	$0,0 \div 10,0$ s	Unica	$115 \% V_{NR}^{(1)}$	1,0 s	
Massima tensione omopolare (59N)	$0,05 \div 1,5 V_{RES_MAX}^{(3)}$	$0,0 \div 10,0$ s	1ª soglia	$10 + 20\% V_{RES_MAX}^{(3)}$	A) $2,0 + 2,8$ s (2) B) 1,2 s	
			2ª soglia (4)	$70\% V_{RES_MAX}$	0,1 s	
Minima frequenza (81<) (5)	$45,0 \div 50,0$ Hz	$0,0 \div 10,0$ s	1ª soglia	47,5 Hz	4,0 s	
			2ª soglia	46,5 Hz	0,1 s	
Massima frequenza (81>) (6)	$50,0 \div 53,0$ Hz	$0,0 \div 10,0$ s	1ª soglia	51,5 Hz	1,0 s	
			2ª soglia	52,5 Hz	0,1 s	

Note:
 (1) V_{NR} è la tensione nominale della rete;
 (2) Valori di ritardo: 2,0 s nelle reti a 132-150 kV; 2,6 s nelle reti a 220 kV;
 (3) V_{RES} = $3V_N$ è la tensione residua riscontrabile nella rete AT per corto circuito monofase a terra. I valori di taratura più bassi della 1ª soglia sono associati ai casi di Centrali con trasformatore AT/MT a neutro isolato lato AT. In tale caso infatti la tensione residua massima (V_{RES_MAX}) può arrivare fino a 3 volte la tensione nominale di fase. Viceversa i valori più elevati sono associati ai casi con trasformatori a neutro a terra lato AT in cui la tensione residua massima (V_{RES_MAX}) su guasto monofase a terra assume, con Fattore di Guasto a Terra (FGT) prossimo a 1, valori variabili intorno alla tensione di fase.
 (4) Soglia applicata ai soli impianti di produzione con trasformatore AT/MT a neutro isolato lato AT
 (5) Tensione operativa $0,2 V_{NG}$
 (6) Tensione operativa $0,8 V_{NG}$

Figura 30. Valori di protezione. Fonte: Allegato A68 Codice di Rete

7.3. Protezione contro i guasti interni

Le linee Sottocampo in partenza dalla sbarra 36 kV dovranno essere protette con:

- Protezione a massima corrente di fase (50/51)
- Protezione a massima corrente direzionale di terra (67N)

8. SISTEMI DI REGOLAZIONE E CONTROLLO DELL'IMPIANTO

Come previsto dal Codice di Rete le principali funzionalità richieste agli impianti fotovoltaici sono le seguenti:

- Controllo della produzione;
- Modalità di avviamento e riconnessione alla rete;
- Regolazione della potenza reattiva;
- Regolazione della potenza attiva;
- Sistemi di teledistacco della produzione

8.1. Controllo della produzione di Potenza

Le caratteristiche costruttive della centrale fotovoltaica e dei sistemi di gestione della potenza devono essere tali da garantire una immissione di potenza attiva controllabile. Al solo fine di garantire la sicurezza della rete il gestore di rete può, nei casi sottoindicati, richiedere una limitazione temporanea della produzione, compreso l'annullamento dell'immissione in rete. A tale scopo è necessario che la riduzione, attuata dall'utente e sotto la sua responsabilità, avvenga senza ritardi ed in tempi brevi, ovvero entro un massimo di 15 minuti dall'invio della comunicazione.

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

- congestione di rete in atto e/o rischio di sovraccarico sulla RTN;
- problematiche di adeguatezza del sistema elettrico;
- possibili problemi di tensione;
- rischi potenziali di instabilità del sistema elettrico.

Deve essere possibile in ogni condizione di esercizio dell'impianto, a partire da qualsiasi punto di funzionamento, nel rispetto del valore di potenza massima imposto dal gestore di rete, ridurre la produzione secondo gradini di ampiezza massima pari al 5% della potenza installata.

L'ordine di riduzione verrà inviato per via telematica o per il tramite di procedure che garantiscano la tracciabilità della richiesta. Sarà poi l'utente ad eseguire l'ordine.

L'utente può richiedere al gestore di rete l'invio diretto, con modalità indicate dal medesimo gestore, di un tele-segnale (set-point) che imponga all'impianto il valore di potenza immessa in rete ai fini dell'erogazione di eventuali servizi di rete (ad esempio la regolazione secondaria di frequenza).

8.2. Modalità di avviamento e riconnessione alla rete

Al fine di evitare transitori di frequenza/tensione indesiderati al parallelo con la rete delle centrali fotovoltaiche queste si devono sincronizzare con la rete aumentando la potenza immessa gradualmente.

Per garantire l'inserimento graduale della potenza immessa in rete deve essere rispettato un gradiente positivo massimo non superiore al 20% al minuto della potenza nominale (P_n) del campo fotovoltaico.

Per evitare fenomeni oscillatori sui flussi di potenza nelle fasi iniziali della connessione, è ammesso che la rampa di presa di carico inizi quando la potenza erogata dall'inverter raggiunge il valore di 5% P_n . Tale prescrizione si applica sia in casi di rientro in servizio della centrale (rientro da fermata intenzionale) sia a seguito di riconnessione dopo l'intervento di protezioni per guasti o transitori di frequenza. La connessione con la rete può avvenire, previo consenso del gestore di rete all'interno del range di funzionamento di tensione e frequenza.

In caso di disservizi in corso o condizioni non favorevoli per il parallelo con la rete, il gestore di rete potrà non consentire il rientro in servizio e la centrale dovrà mantenere aperti gli interruttori AT di separazione dalla rete, anche in presenza di valori di tensione e frequenza interni agli intervalli indicati sopra.

In ogni caso l'entrata in servizio della centrale fotovoltaica con immissione di potenza è condizionata ad una frequenza di rete non superiore a 50.2 Hz. A ciò deve conformarsi il sistema di controllo della centrale e degli inverter.

8.3. Regolazione della Potenza reattiva

La centrale in parallelo con la rete deve essere in grado di partecipare al controllo della tensione del sistema elettrico. Tale controllo deve essere realizzato in funzione del segnale di tensione prelevato dai TV installati nella sezione AT della centrale. Il valore di tensione di riferimento sarà comunicato dal gestore e dovrà essere applicato dall'utente (logica locale), anche in tempo reale (entro e non oltre 15 minuti dalla richiesta pervenuta dal gestore); inoltre il sistema di controllo della centrale deve essere predisposto affinché il valore della tensione di riferimento o della potenza reattiva scambiata dall'impianto sia modulabile mediante telecomando o telesegnale di regolazione inviato da un centro remoto del gestore (logica remota).

8.4. Regolazione della potenza attiva in funzione della frequenza

Tale regolazione è necessaria ai fini del controllo della frequenza del sistema elettrico. In considerazione dei tempi di risposta necessari al contenimento del degrado di frequenza, le azioni descritte saranno attuate da sistemi automatici che monitorano la frequenza di rete.

Considerando la potenza erogabile (P_e) tale valore non dovrà ridursi a fronte di transitori di sotto-frequenza di durata inferiore a 1 minuto. La curva di regolazione della potenza attiva sarà conforme a quanto indicato nella Allegato A.68 del Codice di Rete.

8.5. Regolazione della potenza attiva in funzione della frequenza

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

L'impianto sarà dotato di Unità Periferiche dei sistemi di Difesa e Monitoraggio (UPDM), atta ad eseguire le funzioni di distacco automatico, telescatto, monitoraggio segnali e misure e, in genere, tutte le attività sugli impianti che permettono il controllo in emergenza del sistema elettrico.

L'installazione ed il mantenimento in perfetta efficienza dell'apparato UPDM sono a cura dell'Utente.

L'UPDM sarà in grado di interfacciarsi con i sistemi di controllo del Gestore e pertanto deve appartenere alla classe degli apparati descritta nell'allegato A.52 del Codice di Rete.

Sarà a cura dell'utente anche la predisposizione dei necessari canali di comunicazione con i sistemi di controllo del gestore secondo i criteri prescritti nell'allegato A.69 del Codice di Rete.

Affinché possa modificare la potenza immessa in rete, come richiesto, la centrale fotovoltaica sarà dotata di un sistema in grado di attuare il distacco parziale degli inverter/riduzione rapida in misura compresa tra lo 0 ed il 100% della potenza nominale, a seguito del ricevimento di un telesegnale inviato dal gestore di rete. Il distacco resterà attivo sino al ricevimento di appositi comandi di revoca impartiti attraverso lo stesso mezzo.

9. OPERE DI RETE PER LA CONNESSIONE

9.1. Inquadramento cavidotti 36 kV

Il parco agrivoltaico Palastanga verrà connesso alla sezione 36 kV della sottostazione Utente per mezzo una terna di elettrodotto in cavo interrato da 36 kV. Il tracciato degli elettrodotti interrati è stato studiato al fine di assicurare il minor impatto possibile sul territorio, prevedendo il percorso all'interno delle sedi stradali esistenti. I cavi transiteranno all'interno dei comuni di Corleone (PA), Monreale (PA), Piana degli Albanesi (PA) e Santa Cristina Gela (PA). Si prevede l'utilizzo di cavi unipolari RG7H1R(X) 26/45 kV da 630 mm² in quanto la loro guaina maggiorata funge da protezione meccanica per la posa interrata come previsto dalla norma CEI 11-17.

Nel caso di coesistenza di più cavidotti all'interno nel medesimo percorso si prevede di ubicare tutte le linee necessarie all'interno della medesima trincea in maniera tale da minimizzare l'impatto sul territorio e sui costi di scavo. Le terne saranno inoltre opportunamente distanziate in maniera tale da diminuire, per quanto possibile, la mutua influenza termica delle medesime.

Nello stesso scavo verrà steso anche un ulteriore tri-tubo in PVC di sezione minima 50 mm per la posa di Fibre ottiche a servizio dell'impianto.

Il percorso si sviluppa per lo più su strade secondarie o poderali e come tali non dovrebbero presentare particolari problemi nella realizzazione dello scavo. In caso di interferenza con infrastrutture di una certa entità, si dovrà prevedere il loro superamento per mezzo di Trivellazione Orizzontale Controllata (T.O.C.).

Tabella 8. Strade percorse dall'elettrodotto collegante il parco agrivoltaico di Palastanga con la SSE Utente

CAVIDOTTO 36 kV PARCO AGRIVOLTAICO PALASTANGA - SSE UTENTE	
COMUNE DI APPARTENENZA	STRADE PERCORSE
Monreale	SP4
	SP42
	SP103
Piana degli Albanesi	SP103
Santa Cristina Gela	SP102
	SP103
	SP5

9.2. Inquadramento SSE Utente



Figura 31. Inquadramento SSE utente

La Sottostazione Utente sarà realizzata in prossimità di Contrada Andreotta nel comune Santa Cristina Gela (PA) occupando un'area di forma pressoché trapezoidale di circa 6.000 mq.

All'interno della suddetta area saranno ubicate:

- Cabina utente 36 kV per la raccolta dei cavidotti provenienti dalla cabina di raccolta del parco agrivoltaico, per il collegamento dei BESS e la partenza della linea verso la stazione RTN Santa Cristina Gela.
- Sistema di accumulo elettrochimico (BESS) per una taglia complessiva pari a 20 MW e capacità di circa 80,0 MWh;
- Sistemi ausiliari (SS.AA.)

9.3. Inquadramento opere di rete per la connessione

Dalla stazione Utente partiranno 2 terne di cavidotto 36 kV RG7H1R 26/45 kV da 630 mm² per il collegamento della SSE Utente appena descritta con la SE Terna "Santa Cristina Gela", per mezzo di uno stallo a 36 kV da prevedersi all'interno della stessa Stazione Elettrica RTN. L'impianto di rete per la connessione a cura dell'impianto Palastanga origina dalla partenza della linea a 36 kV nella Cabina utente (di proprietà del proponente) e termina presso i terminali del cavo nella sbarra a 36 kV della stazione RTN Santa Cristina Gela. Lo schema di questo stallo può essere desunto da quelli presenti dell'allegato A.2 e dell'allegato A.17 (rev 03) del Codice di Rete Terna.

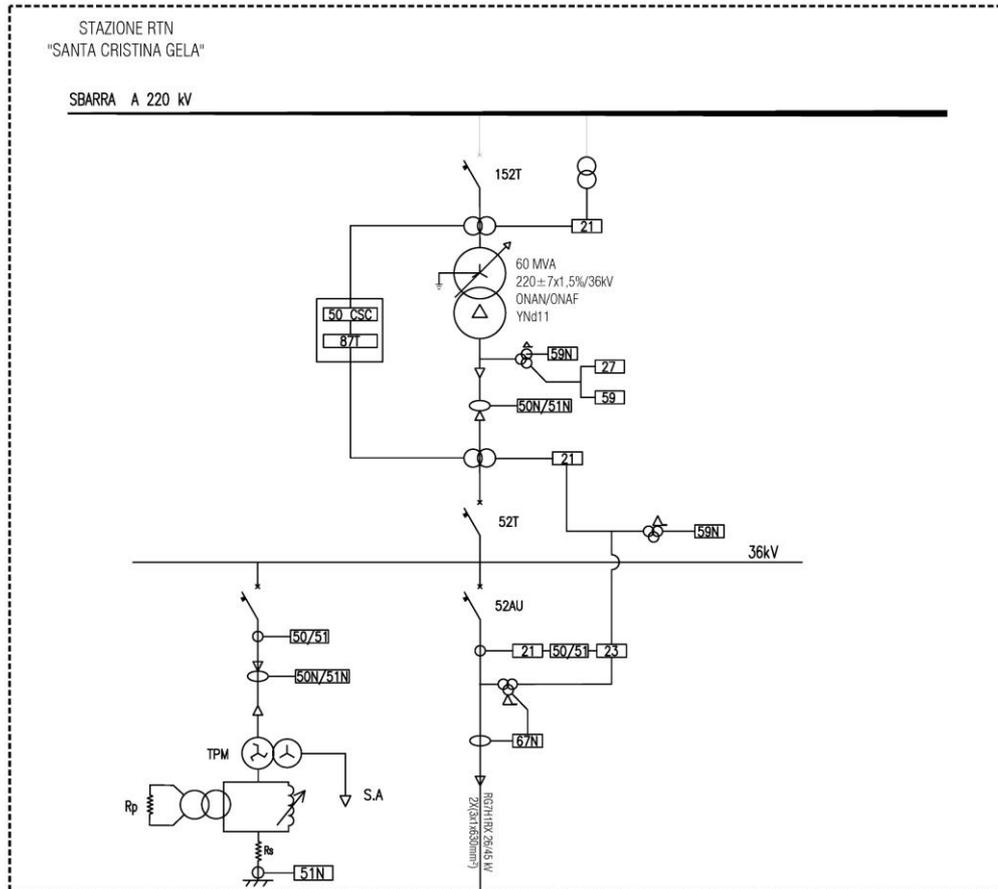


Figura 32. Inserimento in antenna per utenti attivi secondo A.17 (rev 03) del Codice di Rete Terna

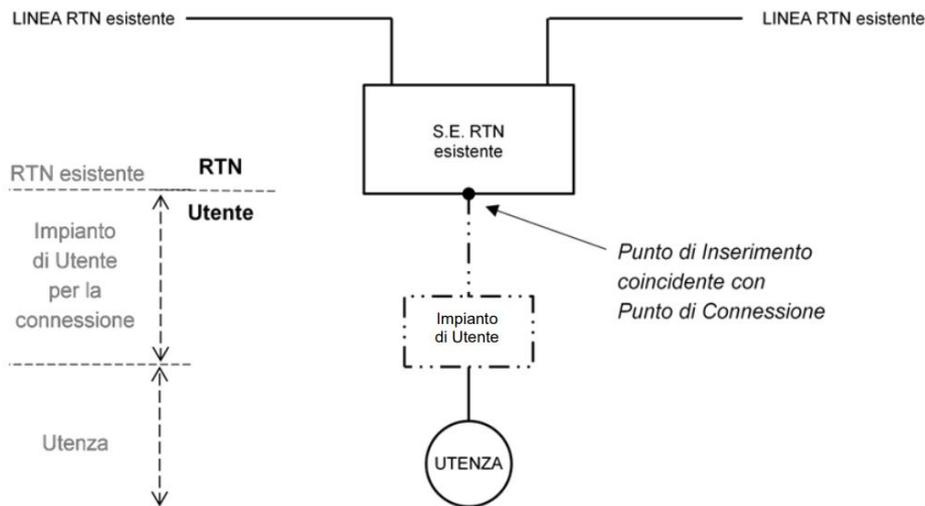


Figura 33. Inserimento in antenna secondo A.2 del codice di Rete Terna

9.4. Sottostazione Utente (SSE Utente)

La Sottostazione Utente sarà costituita da:

- **Edificio utente:** presso il quale verranno ubicati i quadri 36 kV, i trasformatori MT/BT e i quadri ausiliari.
- **Sistema di accumulo elettrochimico (BESS)**

- **Servizi Ausiliari (SS.AA.)**

9.4.1. Sistema a 36 kV

Il sistema è costituito dagli elementi necessari a connettere la rete del parco agrivoltaico allo stallo a 36 kV della stazione RTN "Santa Cristina Gela", ad alimentare i Servizi Ausiliari (SS.AA.) ed a connettere con la rete il sistema BESS.

Nel sistema a 36 kV posto all'interno della SSE Utente si utilizzano cavi isolati e celle prefabbricate certificati dal produttore, avendo superato le prove di tipo corrispondenti ed essendo sottoposti a prove specifiche ad ogni fornitura per assicurare che il livello di isolamento sia assicurato.

Il sistema a 36 kV comprende l'edificio utente, nel quale sarà installato un quadro MT 36 kV di tipo protetto in apposito locale, costituito da:

- Scomparto misure;
- Trasformatore servizi ausiliari;
- Partenza della linea 36 kV verso lo stallo della stazione RTN
- Dispositivo di interfaccia per la linea in partenza verso la stazione RTN;
- Interruttori di linea relativi alle linee in arrivo dai sottocampi del parco agrivoltaico;
- Interruttori di linea relativi alle dorsali in arrivo dal BESS – sistema di accumulo energetico;
- Sistema di rifasamento.

Oltre agli apparati principali sopra menzionati, si prevedono i corrispondenti apparati di misura, comando, controllo e protezione necessari per la corretta funzionalità dell'impianto installati all'interno dell'edificio di controllo.

Come dati di progetto per la protezione di rete sulla sbarra 36 kV dell'Utente si adottano i seguenti valori:

Tabella 9: Caratteristiche elettriche sistema a 36 kV

CARATTERISTICHE ELETTRICHE	
Tensione nominale di esercizio [kV]	36
Tensione massima [kV]	41,4
Frequenza nominale [Hz]	50
Minima frequenza [Hz] (1ª soglia)	47,5
Massima frequenza [Hz] (1ª soglia)	51,5

9.4.2. BESS - Battery Energy Storage System

9.4.2.1. Configurazione impiantistica del BESS

All' interno della stazione Utente è prevista l'installazione di un sistema di accumulo elettrochimico utilizzando celle elettrolitiche a ioni di Litio (tecnologia FePO₄) assemblate in moduli e quindi in rack, uniti tra loro ed atti a costituire soluzioni modulari di batterie. I rack, assemblati in appositi armadi elettricamente collegati tra loro, determinano i valori di potenza, tensione e corrente previsti dallo specifico design.

Il BESS sarà costituito dai seguenti componenti:

- N° 16 container 45FT contenenti i rack di moduli di celle

Ogni container contiene un sistema di management delle assemblate batterie (BMS, *Battery Management System*);

- N°8 skid PCS (*Power Conversion System*, ognuno associato a N°2 container batterie) con le apparecchiature elettriche di potenza e controllo (quadri, equipaggiamenti e cavidotti BT DC, sistemi di conversione DC/AC e trasformazione BT/ MT, quadri, equipaggiamenti e cavidotti MT, sistemi di protezione e misura ecc.);
- Quadri di arrivo e protezione MT dai N°8 skid PCS, la trasformazione MT/BT per l'alimentazione dei servizi ausiliari del sistema BESS, il sistema misure dell'energia scambiata dal sistema BESS, il quadro di partenza verso la trasformazione MT/AT, tutti posti all'interno dell'edificio previsto nella stazione utente, dove troveranno collocazione anche il sistema di management dell'insieme degli 8 skid PCS (*EMS, Energy Management System*);

Il sistema BESS sarà equipaggiato con tutti i dispositivi previsti dal Regolamento:

- Phasor Measurement Unit (PMU);
- Unità Periferica per il Distacco e Monitoraggio (UPDM);
- Apparati per lo scambio informativo.

Il sistema BESS realizzerà una Unità di Produzione di tipo "stand alone" nel rispetto di quanto previsto nel sistema GAUDI (Gestione delle Anagrafiche Uniche Degli Impianti di produzione) gestito da Terna SpA.

I containers batterie, gli skid PCS, i quadri potenza e controllo 36 kV, gli equipaggiamenti in 36 kV e la componentistica ausiliaria saranno installati su fondazioni in calcestruzzo armato e rispondenti alle prescrizioni tecniche dei fornitori e nel rispetto delle condizioni ambientali richieste. Ogni container batterie sarà fornito già assemblato e perfettamente funzionante direttamente dal produttore e sarà dotato di sistema rilevazione incendi, impianto di spegnimento automatico a gas, sistema antintrusione, sistema di emergenza, impianto di condizionamento.

I container batterie previsti in fornitura saranno di tipo metallico con struttura realizzata ad hoc per ospitare i rack batterie; la carpenteria verrà realizzata su progetto personalizzato e comprenderà: pannelli esterni grecati e sandwich metallici per le coibentazioni delle pareti perimetrali; controtelaio e supporto per gli allestimenti delle apparecchiature interne; pavimento sopraelevato ed asportabile; portelloni con maniglione antipanico; parete superiore in sandwich coibentato idoneo per installazione impianti tecnologici (luci, fem, rilevazione incendi, ecc.); ciclo di verniciatura idoneo per ambienti marini.

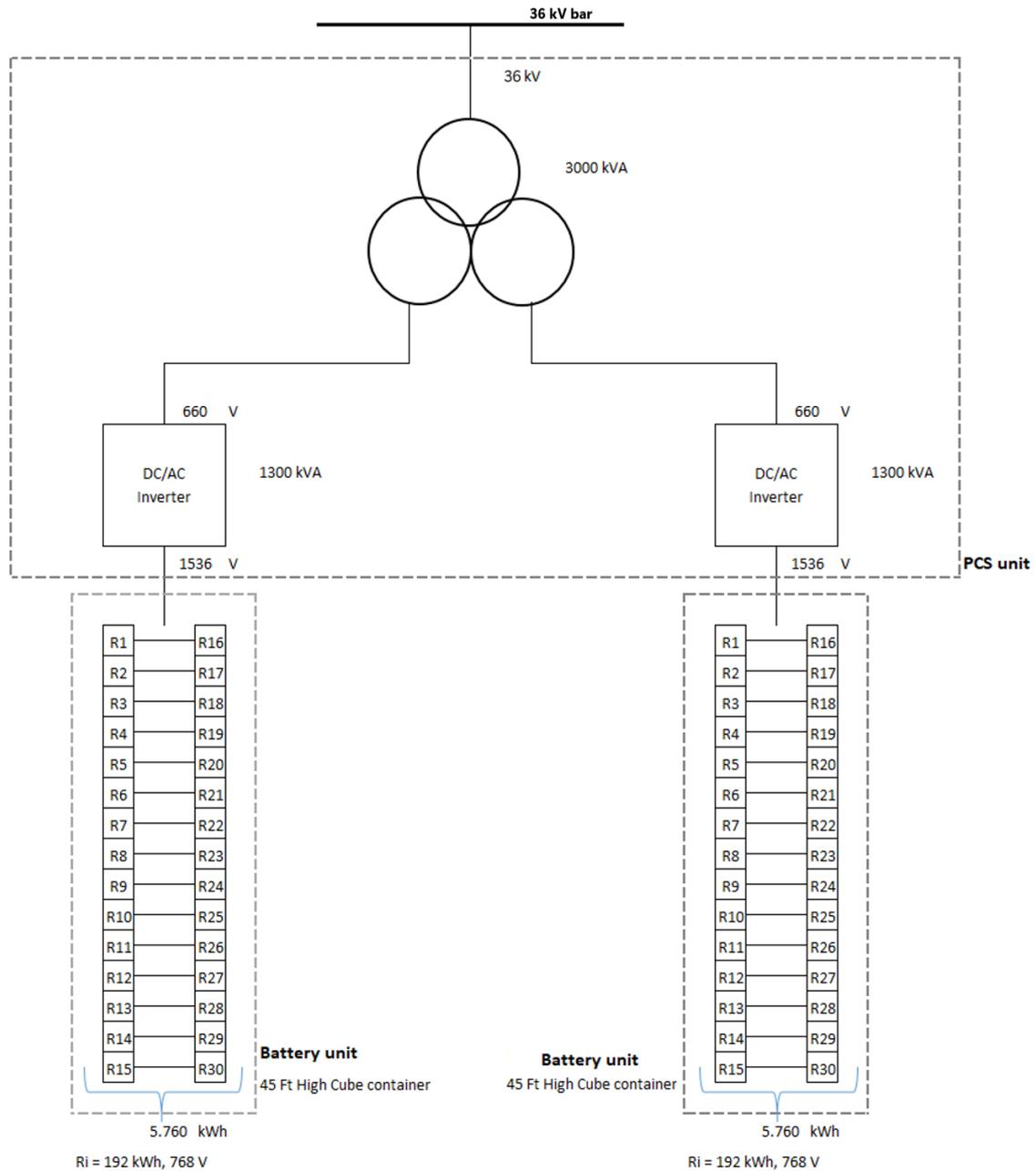


Figura 34. Rappresentazione schematica circuitale del modulo costituente il BESS (n°8 moduli previsti)

9.4.2.2. Container batterie

Ogni singolo container batterie è del tipo standard ISO da 45FT con accessibilità dall'esterno e provvisto di impianti di condizionamento e di rilevazione e spegnimento incendi nel quale vengono alloggiati n° 30 rack per una capacità totale pari a 5,76 MWh (100% SOC, *State of Charge*, BoL, *Begin of Life*). All'interno di ogni singolo container sarà presente il sistema di gestione e controllo delle batterie BMS. Nella figura sottostante il disegno del singolo modulo.

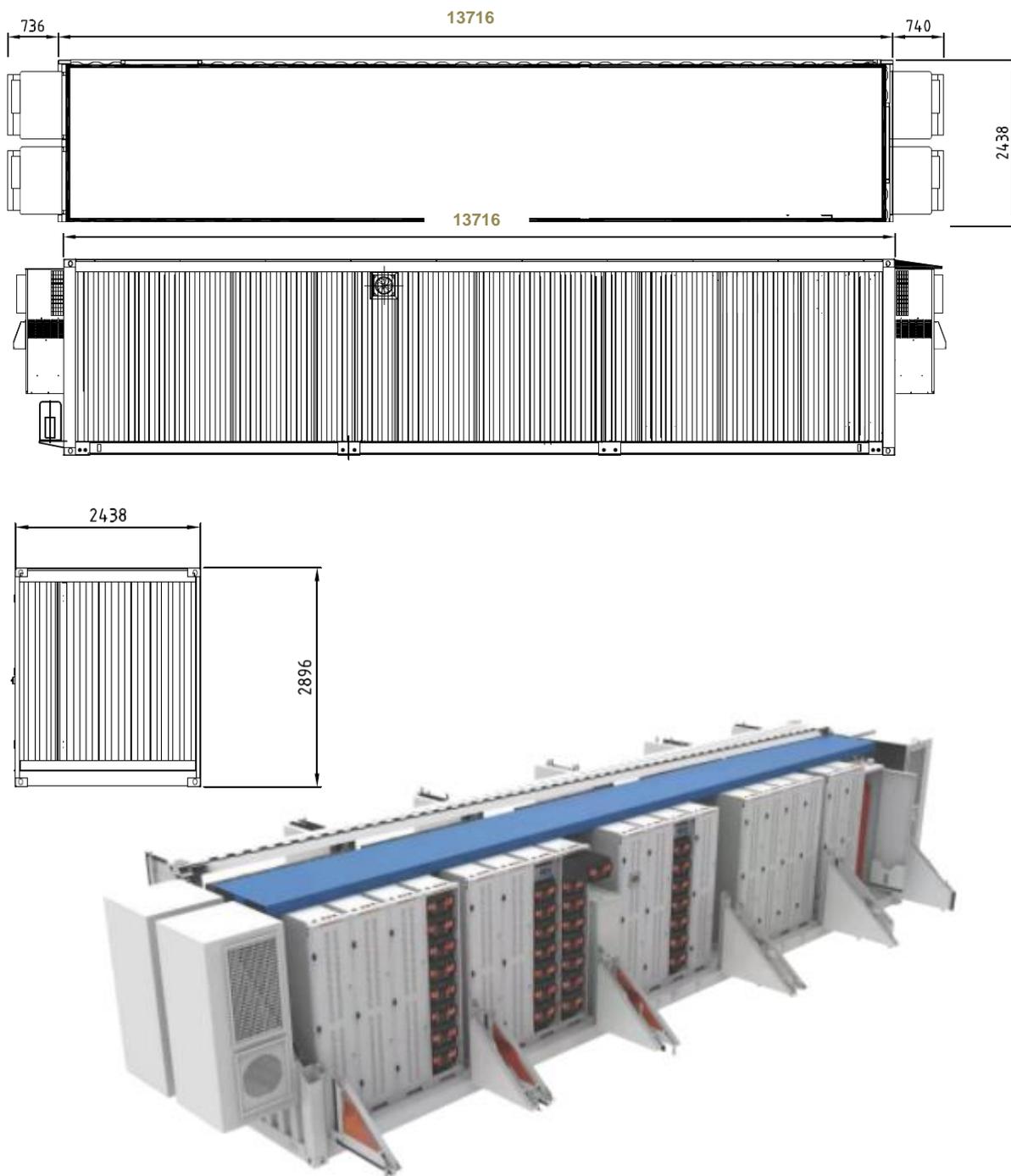


Figura 35. Modulo Container Batterie

9.4.2.3. Sistema di conversione PCS

Il sistema di conversione statico dell'alimentazione PCS (Power conversion system) ha il compito di adeguare le caratteristiche della corrente elettrica proveniente dalle batterie da DC ad AC, per consentirne l'immissione in rete. Per la progettazione della PCS è prevista una struttura a skid progettata ad hoc per installazione outdoor e provvista di PCS costituito da inverter da 2,60 MVA collegato a trasformatore elevatore 36/0,66 kV da 3 MVA nelle sue immediate vicinanze.

In dettaglio ogni Power Conversion system sarà equipaggiato con:

- Quadro di conversione bidirezionale AC/DC, costituito da:
- Quadro con il sistema di supervisione, controllo e monitoraggio delle PCS
- Quadro per l'alimentazione dei servizi ausiliari dei quadri di conversione (es. alimentazione sistemi di comando e controllo, condizionamento etc);
- Sistemi di apparecchiature di manovra e protezione (interruttori, fusibili etc), e dispositivi di sicurezza (antincendio, etc).

9.4.2.4. Dati tecnici del BESS

Si prevede l'installazione un sistema di accumulo di energia con batterie al litio composto da N° 16 container batterie (ciascuno equipaggiato con rack aventi capacità energetica pari a 5,76 MWh 100% SOC BoL) con relativi sistemi skid con PCS AC ed impianti tecnologici. Si prevede che il sistema BESS venga suddiviso in 8 moduli ciascuno costituito da N°2 container batterie (5.76x2= 11,52 MWh 100% SOC BoL) e N°1 sistema PCS questo ultimo costituito da Inverter di taglia 2,60 MVA e di un trasformatore elevatore 36/0,66 kV di taglia 3,0 MVA. Si precisa che il dato in capacità energetica fa riferimento alle condizioni ambientali forzate dal sistema di condizionamento che manterrà l'ambiente delle batterie ad una temperatura nel range 15-30 °C con impostazione target a 25°C. I dati tecnici di progetto del BESS sono riportati nella tabella sottostante:

Tabella 10. Dati Tecnici BESS

Potenza totale nominale del BESS		MVA	24	
Prelievo per servizi ausiliari		MW	1,04	dato di picco
Potenza installata trasformatore PCS (36/0,66 kV)		MVA	24,0	(8 unità x 3,0 MVA/unità)
Potenza installata inverter PCS (0,66 kV AC, cosφ=1,00)	P _{max} PCS	MW	20,8	(8 unità x 2,6 MW/unità)
Capacità energetica installata (100% SOC, BoL)		MWh	92,16	(16 unità x 5,76 MWh/unità)
SOC min		%	3,0	
SOC max		%	98,0	
Capacità energetica utilizzabile (BoL)	E _{eff_BoL}	MWh	87,55	
Capacità energetica utilizzabile (EoL)	E _{eff_EoL}	MWh	68,74	
<i>(after 15 years - assumed 1,60%/y) - without considering any revamping</i>				78,5%

Al fine di render più agevole la comprensione dei parametri relativi allo specifico dimensionamento effettuato per il BESS in Figura 36 è rappresentato uno schema a blocchi del sistema in analisi. Sono altresì riportati i risultati del modello di calcolo dei flussi di potenza in regime stazionario sia in fase di carica che scarica includendo i prelievi per servizi ausiliari e calcolati nell'ipotesi di garantire al nodo AC di ciascun inverter la potenza massima erogabile: $8 \times 2,60 = 20,80$ MW.

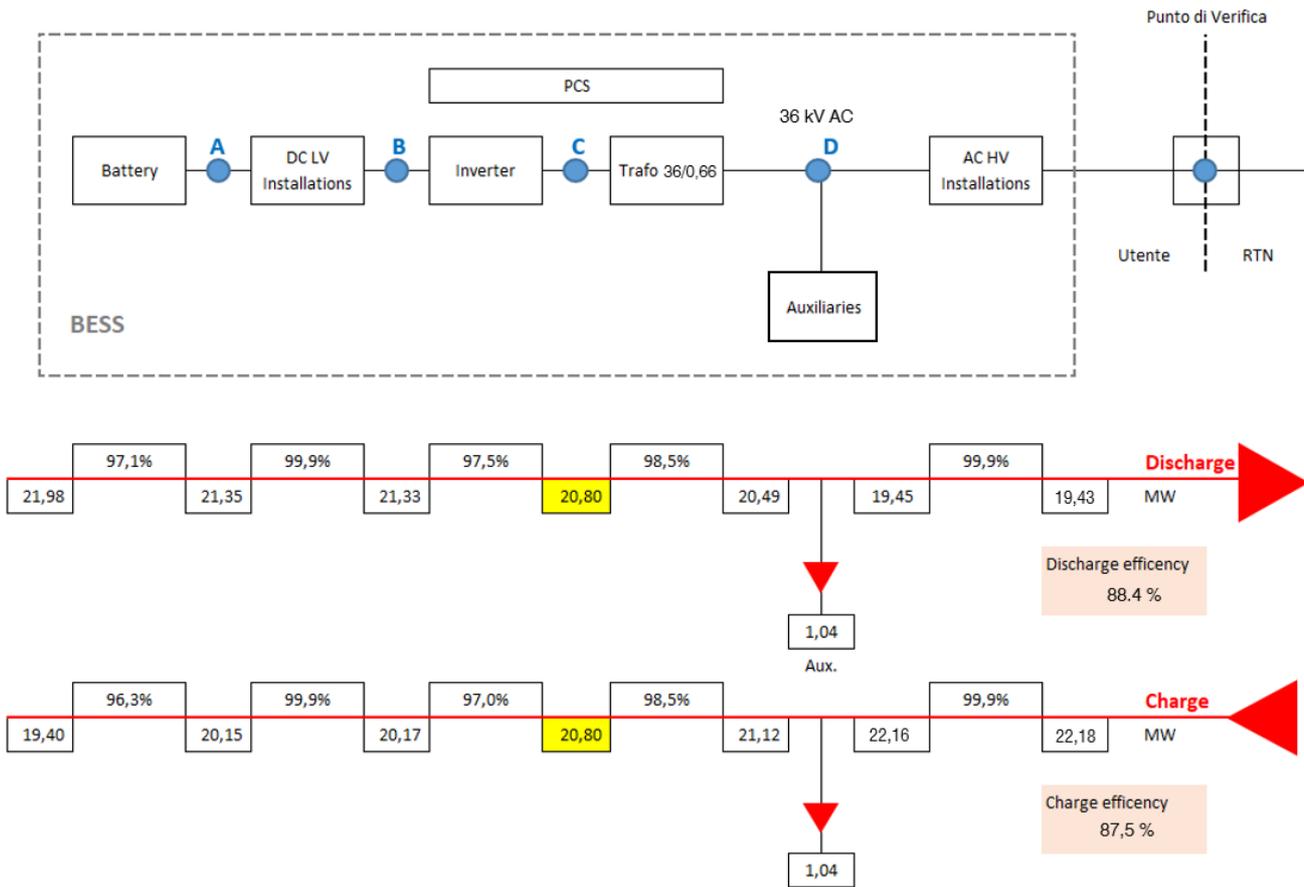


Figura 36. Schema a blocchi, flussi di potenza e rendimenti del BESS

Sempre dallo schema è possibile identificare il valore della Potenza Massima Erogabile in RTN (al Punto di Verifica) al lordo ed al netto della semibanda di regolazione primaria (come identificata nel Codice di Rete del gestore di rete Terna SpA):

- **Potenza Massima erogabile in assenza di semibanda di regolazione primaria:**

$$P_{max(erogabile)BESS} = (20,80 [MW]_{PCS} \cdot 98,5\%_{trafo LV/MW} - 1,04 [MW]_{ausiliari}) \cdot 99,9\%_{perdite HV AC} = 19,43 [MW]$$

- **Potenza Massima erogabile con semibanda di regolazione primaria:**

$$P_{max(erogabile)BESS \text{ semibanda}} = \{ [20,80 [MW]_{PCS} \cdot (100\% - 1,5\%)] \cdot 98,5\%_{trafo LV/MW} - 1,04 [MW]_{ausiliari} \} \cdot 99,9\%_{perdite HV AC} = 19,1 [MW]$$

- **Potenza Massima assorbita dal sistema di accumulo:**

$$P_{max(assorbita)BESS} = \frac{\frac{20,80 [MW]_{PCS}}{98,5\%_{trafo LV/MW}} - 1,04 [MW]_{ausiliari}}{99,9\%_{perdite HV AC}} = 22,18 [MW]$$

Per quanto al dimensionamento in potenza sono stati seguiti i seguenti criteri:

- anzitutto è stata scelta una taglia > 10 MW con lo scopo di rendere il sistema BESS, Unità di Produzione di tipo stand alone, idoneo ad operare, oltre che nei mercati dell'energia ("MGP" ed "MI"), anche nei mercati dei servizi (in particolare i segmenti "MSD" ed "MB");

- è stato quindi impostato un livello di potenza paragonabile a quello dell'impianto fotovoltaico in previsione di possibili "abbinamenti" tra la produzione solare e la capacità di stoccaggio del sistema BESS con lo scopo di potere accumulare il profilo di produzione solare in presenza di fenomeni zionali o nodali di "overgeneration" che ne comporterebbero il taglio;
- la garanzia di tale gradiente in fase carica porterà, lato PCS AC MV assumendo una catena di rendimenti pari a $(0,964 \cdot 0,999 \cdot 0,976 = 0,940)$, desunti dalla figura precedente), ad un flusso di potenza almeno pari a $0,15 \times Pa / 0,940$;
- la taglia di riferimento è stata quindi posta nell'ordine dei 20 MW, affinamenti tecnici e progettuali, nonché le taglie commercialmente disponibili, hanno identificato il sistema BESS precedentemente descritto dove il "nodo" in termini di gestione della potenza è rappresentato dalla taglia dell'inverter scelto (per l'insieme degli 8 moduli) pari a 20,80 MW (lato AC 0,66 kV).

Per quanto al dimensionamento della capacità energetica del sistema batterie è stato seguito il seguente criterio:

- ci si è posti l'obiettivo di potere garantire la possibilità di immettere in RTN una Potenza Massima Erogabile al netto della semibanda di regolazione primaria (dato pari a 19,11 MW) per almeno 4 ore consecutive all'inizio della vita utile (BoL) delle batterie;

- ne consegue un "requisito energetico" trasposto al nodo RTN ed in fase di scarica del sistema BESS pari a:

$$19,11 \text{ MW} \times 4 \text{ h} = 76,440 \text{ MWh}$$

- considerando il rendimento di scarica (Eta S) è stato quindi valutato il "requisito energetico" lato batteria pari quindi a:

$$76,440 / 86,5\% = 87,92 \text{ MWh};$$

sulla base dei ragionamenti appena illustrati, al fine di raggiungere gli obiettivi proposti, tra i prodotti commercialmente disponibili è stata prevista l'installazione di un sistema batterie di capacità 92,16 MWh (100% SOC BoL).

Tabella 11. Parametri operativi del BESS

Parametri operativi BESS				
Dispositivi appartenenti alla UP di tipo "stand alone"	n.	8	8 x (2 unità batterie & 1 unità PCS)	
Tecnologia		Litio FePO4		
Potenza massima erogabile in RTN (1)	MW	19,189	@ Punto di Verifica / @ Pmax PCS	
Potenza massima erogabile in RTN (2)	Pmax	MW	18,885	@ Punto di Verifica
<small>(1) = senza riduzione semibanda reg. primaria / (2) = con riduzione semibanda reg. primaria</small>				
Potenza massima assorbita da RTN	Pmax_p	MW	22,4	@ Punto di Verifica / @ Pmax PCS
Rendimento di carica (inclusi servizi ausiliari)	Eta_C	%	86,5	@ Pmax PCS
Rendimento di scarica (inclusi servizi ausiliari)	Eta_S	%	87,3	@ Pmax PCS
Tempo di scarica BoL		h	4,04	Eeff_BoL*Eta_S/Pmax
Tempo di scarica EoL		h	3,17	Eeff_EoL*Eta_S/Pmax
Tempo di carica BoL		h	4,51	Eeff_BoL/Eta_C/Pmax_p
Tempo di carica EoL		h	3,54	Eeff_EoL/Eta_C/Pmax_p

È stato previsto che la batteria, operando nei mercati dell'energia e dei servizi, lavori eseguendo tra i 400 ed i 500 cicli di carica/scarica equivalenti all'anno.

La batteria subisce nel tempo un processo di degrado che comporta la riduzione della capacità energetica effettivamente disponibile. In relazione alla tipologia di batteria prevista ed al suo utilizzo atteso è stato possibile, da interlocuzioni con il produttore delle batterie, identificare un verosimile coefficiente di derating della capacità energetica della batteria e posizionabile nello 1,60%/anno;

La capacità energetica a fine vita utile (EoL), in assenza di interventi di revamping della capacità energetica che potranno invece essere previsti, diventerebbe:

$$87,55 \text{ MWh} \times (1-1,60\%)^N \text{ con } N = \text{numero di anni di esercizio fino alla fine della vita utile}$$

Assumendo, a titolo indicativo, N=15 anni risulterebbe una capacità energetica effettiva EoL pari a:

$$87,55 \text{ MWh} \times 78,5\% = 68,74 \text{ MWh.}$$

In questa condizione l'erogazione della Potenza Massima Erogabile comprensiva di riduzione per semibanda di regolazione primaria (19,11 MW) risulterebbe pari a:

$$68,74 \text{ [MWh]} * \text{Eta}_S / 18,903 \text{ [MW]} = 3,12 \text{ ore.}$$

Allo stato attuale dello sviluppo progettuale si prevede l'installazione di singoli rack delle caratteristiche indicate alla seguente tabella (si veda Rack 3).

Tabella 12. Caratteristiche tecniche delle celle, moduli e rack selezionati (costruttore NARADA)

Item		Cell	Module	Rack Type 1	Rack Type 2	Rack Type 3
Type No.		FE125A	51.2NESP250	512125141	512125166	512125192
Cell Capacity	Ah	130	250	250	250	130
Energy	kWh	0.416	12.8	141	166	192
Nominal Volt	V	3.2	51.2	563.2	665.6	768.0
Minimum Volt	V	2.5	44.8	492.8	582.4	672.0
Maximum Volt	V	3.8	57.6	633.6	748.8	864.0
Dimension (WxDxH)	mm	130*36*240	400*602*265	500*650*1860 (2pcs)	500*650*2130 (2pcs)	500*650*2400 (2pcs)
Weight	kg	2.35	94	1372	1586	1798
Allowed C-Rate	C	1	1		0.5	
Recommended C-Rate	C	0.5	0.5		0.5	
Operation Temperature Range	Discharge	-20 to 60°C	-20 to 55°C		-20 to 55°C	
	Charge	0 to 60°C	-0 to 55°C		-0 to 55°C	
	Store	0 to 40°C	-0 to 40°C		-0 to 40°C	
Recommended Operation Temperature Range	Discharge	15 to 35°C	15 to 30°C		15 to 30°C	
	Charge	15 to 35°C	15 to 30°C		15 to 30°C	
	Store	15 to 30°C	15 to 30°C		15 to 30°C	
Humidity	%	5%-95%	5%-95%		5%-95%	

Long Life and Wide Application & Experience

Wide application & experience on Telecom, BESS and Automotive, collecting knowhow and innovating superior and adaptive technology.

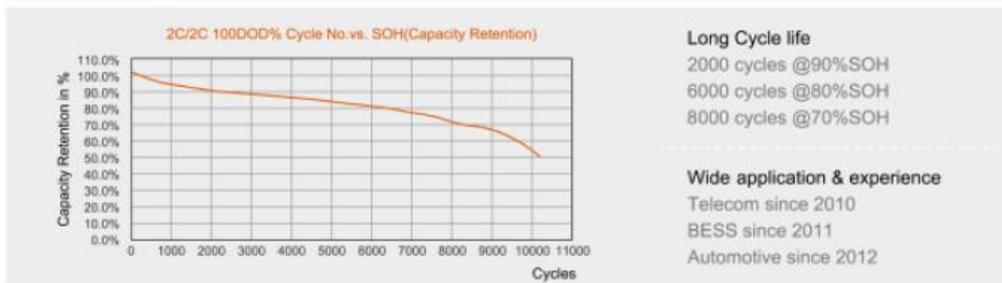


Figura 37. Riduzione della capacità energetica in funzione dei cicli equivalenti (fonte costruttore NARADA)

9.4.3. Servizi ausiliari

I servizi ausiliari (SS.AA.) della Sottostazione verranno alimentati dal trasformatore servizi ausiliari che si trova nel locale 36 kV dell'edificio di controllo impianto Palastanga.

I servizi ausiliari sono costituiti dai sistemi necessari per il funzionamento della sottostazione e per l'alimentazione dei servizi del sistema BESS. Si installeranno sistemi di alimentazione in corrente alternata e per alimentare i distinti componenti di controllo, protezione e misura. I servizi di corrente alternata saranno alloggiati in diversi armadi destinati a realizzare le rispettive distribuzioni.

Si è stimata una potenza richiesta in prelievo per i servizi ausiliari dell'impianto Palastanga di circa 1,25 MW, di cui 1,04 [MW] sono necessari per l'alimentazione della componentistica del sistema di accumulo e la restante parte (circa 210 kW) per l'alimentazione della strumentazione presente all'interno della SSE (quadri di controllo, illuminazione ecc..).

Per disporre dei **Servizi ausiliari in CA** è prevista l'installazione di un trasformatore con le seguenti caratteristiche:

Tabella 13. Caratteristiche trasformatore servizi ausiliari

TRASFORMATORE SERVIZI AUSILIARI	
Potenza nominale [kVA]	1250
U1n [Kv]	36 ±3x2,5
U2n [v]	420
Gruppo di connessione	Dyn11
Principali utenze	<ul style="list-style-type: none">- Raddrizzatori- Motori di manovra- Illuminazione- FM privilegiata- Ausiliari BESS

L'edificio comando sarà inoltre munito di apposito loculo per ospitare un gruppo elettrogeno idoneo. L'alimentazione dei **Servizi in CC** è assicurata da un idoneo sistema raddrizzatore/batterie a 110 Vcc. Le caratteristiche del raddrizzatore e delle batterie verranno scelte durante la fase esecutiva. Le apparecchiature alimentate alla tensione di 110 Vcc funzioneranno ininterrottamente. Il processo di carica delle batterie sarà gestito automaticamente, senza la necessità di alcun tipo di vigilanza o controllo, quindi più sicuro per il mantenimento di un servizio permanente. Le apparecchiature saranno idonee a funzionare con temperature interne all'edificio comprese tra 10°C e 40°C. In condizioni di normale funzionamento (corrente alternata presente), il raddrizzatore fornirà sia la corrente di funzionamento degli ausiliari in corrente continua, sia la corrente di mantenimento o di carica necessaria per la batteria.

In assenza di corrente alternata di alimentazione, la batteria deve essere in grado di alimentare i circuiti ausiliari in corrente continua utilizzatori per il tempo prefissato.

L'alimentazione dei servizi ausiliari, in condizioni di emergenza, sarà effettuata con un generatore Diesel da 25 kVA in BT dimensionato per alimentare i carichi "privilegiati" sia per la stazione Utente che per l'impianto di Accumulo. L'attivazione del generatore diesel avverrà in assenza di alimentazione dalla rete di connessione RTN.

9.4.4. Edificio comandi

La struttura prefabbricata sarà costruita secondo quanto prescritto dalle norme CEI EN 61936-1 "Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in corrente alternata Parte 1: Prescrizioni comuni", dalle Norme CEI 11-35 "Guida per l'esecuzione di cabine elettriche MT/BT del cliente/Utente finale" e dalle Norme 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". Le strutture sono realizzate in modo da assicurare un grado di protezione verso l'esterno, IP 33 Norme CEI 70-1.

Essa è composta da elementi componibili prefabbricati in cemento armato vibrato e prodotte in modo tale da garantire pareti interne lisce e senza nervature e una superficie interna costante lungo tutte le sezioni orizzontali. Il calcestruzzo utilizzato per la realizzazione degli elementi costituenti il box è additivato con idonei fluidificanti e impermeabilizzanti al fine di ottenere adeguata protezione contro le infiltrazioni d'acqua per capillarità.

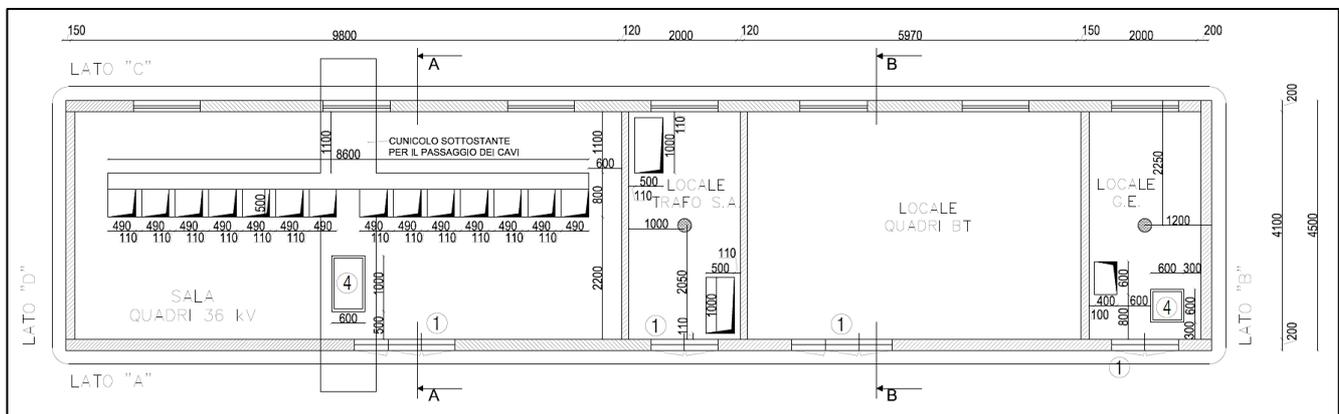


Figura 38. Edificio comandi

L'armatura interna dei fabbricati è totalmente collegata meccanicamente ed elettricamente in modo da creare una vera e propria gabbia di faraday che dal punto di vista elettrico protegge il manufatto da sovratensioni di origine. Le dimensioni e le armature metalliche delle pareti sono sovradimensionate rispetto a quelle occorrenti per la stabilità della struttura in opera, in quanto le sollecitazioni indotte nei vari elementi durante le diverse fasi di sollevamento e di posa in opera sono superiori a quelle che si generano durante l'esercizio.

9.5. Stallo produttore (opere di rete per la connessione)

Verrà realizzato uno stallo produttore 36 kV per il collegamento in antenna della Sottostazione Elettrica Utente, il quale si configura come opera di rete per la connessione. Lo schema di inserimento in stazione può essere dedotto dall'allegato A.17 (rev.03 del Maggio 2022) del Codice di rete Terna per il nuovo standard di connessione ad uno stallo a 36 kV.

In Figura 39 è rappresentato un tipico stallo di trasformazione 220/36 kV, mentre in Tabella 5 sono elencati i componenti elettromeccanici presenti in un tipico stallo trasformatore 220/36 kV.

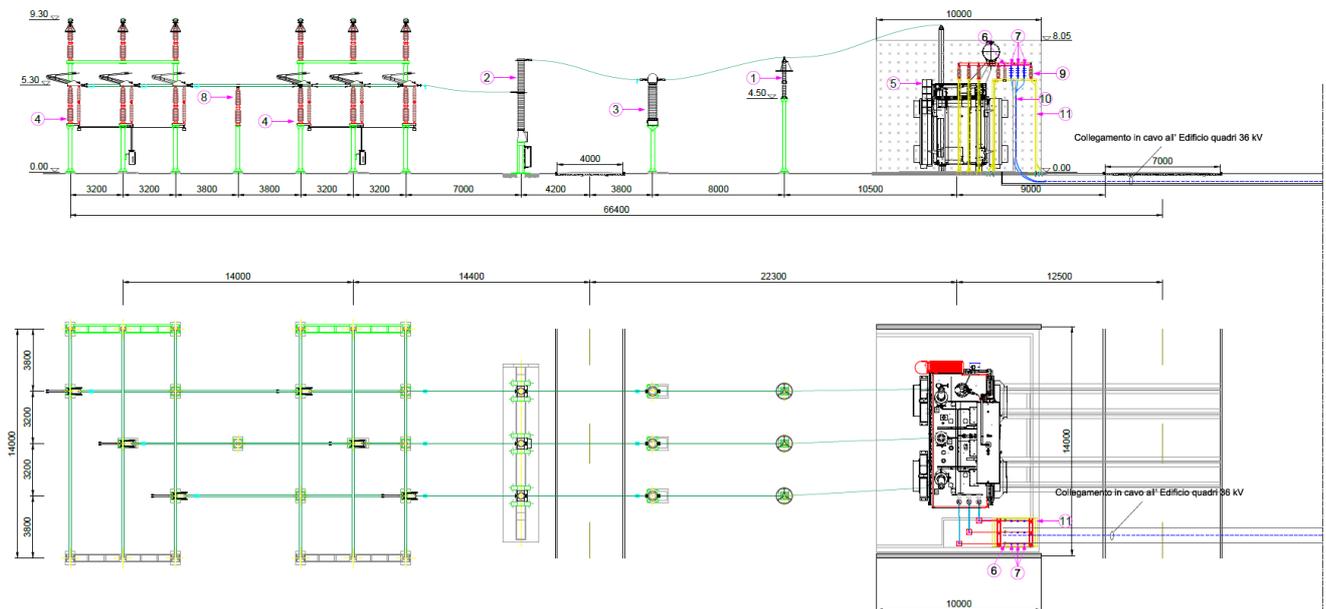


Figura 39. Stallo TR 220/36 kV

Tabella 14. Elenco componenti stallo trasformatore 220/36 kV

Elenco componenti	
rif.	descrizione
1	Scaricatore 220kV
2	Interruttore 220kV
3	TA 220kV
4	Sezionatore verticale
5	Trasformatore 220/36 kV
6	Scaricatore 36kV
7	Terminali cavo 36kV
8	Isolatore 220 kV
9	Isolatore 36 kV
10	Cavi 36 kV
11	Castelletto distribuzione cavi 36 kV

9.6. Sottoservizi interrati

Il parco agrivoltaico Palastanga attraversa per lo più zone rurali in cui è improbabile la presenza di sottoservizi interrati. Tuttavia gli stessi potrebbero essere presenti ed interferire con il percorso del cavidotto, è dunque necessario contattare gli enti dei suddetti sottoservizi interrati inoltrando loro comunicazione PEC del progetto e la richiesta se lo stesso interferisca con i loro sottoservizi interrati.

Tabella 15. Enti da contattare

Ente	PEC
Italgas reti S.p.a.	italgasreti@pec.italgasreti.it
E-distribuzione S.p.a..	e-distribuzione@pec.e-distribuzione.it
Anas S.p.A.	anas.sicilia@postacert.stradeanas.it
SNAM Rete Gas	distrettosic@pec.snamretegas.it
Autorità di Bacino del Distretto Idrografico della Sicilia	autorita.bacino@certmail.regione.sicilia.it
Telecom Italia	telecomitalia@pec.telecomitalia.it aol.sicilia.ovest@pec.telecomitalia.it
Comune di Corleone	protocollo@pec.comune.corleone.pa.it
Comune di Monreale	comune.monreale@pec.it
Comune di Santa Cristina Gela	santa_cristina_gela@pec.it
Comune di Piana degli Albanesi	protocollo@pec.comune.pianadeglialbanesi.pa.it

Gli enti riportati nella tabella precedente devono tutti essere contattati al fine di individuare e risolvere eventuali interferenze con le opere di connessione.