



REGIONE LAZIO  
COMUNE DI CISTERNA DI LATINA  
PROVINCIA DI LATINA



## Istanza di Valutazione di Impatto Ambientale

ai sensi degli Artt. 23, 24 e 25 del D.Lgs. 152/2006

**PROGETTO DI UN IMPIANTO AGRIVOLTAICO  
DENOMINATO "PASCOLI VERDI",  
DI POTENZA DI PICCO PARI A 60,594 MW<sub>p</sub> E POTENZA  
NETTA IMMESSA IN RETE PARI A 60 MW, INTEGRATO  
CON UN SISTEMA DI ACCUMULO DI POTENZA PARI A CIRCA  
25,52 MW DA REALIZZARSI NEL COMUNE DI  
CISTERNA DI LATINA (LT)**

Nome Elaborato

**Relazione tecnica generale**

Societa' committente:  
HERGO RENEWABLES S.p.A.

Progettista: Ing. Gianpiero Tombolillo



Soc. HERGO RENEWABLES SpA  
Via Privata Maria Teresa, 8  
20123 Milano  
P.IVA 10416260965



Codice	Scala				
Revisione	Data	Descrizione	Eseguito	Verificato	Approvato
REL2.01	varie				
0	Aprile 2024		G. Serafinelli	A. Guida/M. Mescia	G. Tombolillo

## Indice

<b>1. Premessa</b> .....	4
<b>2. Finalità dell'opera</b> .....	5
<b>3. Norme tecniche di riferimento</b> .....	7
<b>4. Leggi e decreti: normativa generale</b> .....	14
<b>5. Soggetto titolare e generalità dell'opera</b> .....	17
5.1 Caratteristiche generali .....	17
5.2 Sezione di produzione dell'energia elettrica.....	20
5.2.1 Descrizione generale .....	20
5.2.2 Generatore Fotovoltaico .....	21
5.2.3 Power Station.....	25
5.2.4 Dimensionamento elettrico di impianto.....	26
5.2.5 Quadri AC BT / CC BUS .....	27
5.2.6 Cavi elettrici, Connettori, Etichette.....	27
5.2.7 Sistema di messa a terra e Protezione da fulminazione .....	31
5.3 Cavidotto 36 kV interrato .....	33
5.3.1 Descrizione generale .....	33
5.4 Nuova Stazione Elettrica della RTN 150 kV / 36 kV e Raccordi 150 kV .....	38
5.4.1 Descrizione generale .....	38
5.5 Prodotti, utilizzo risorse naturali, rifiuti.....	46
5.5.1 Prodotti .....	46
5.5.2 Acqua .....	46
5.5.3 Materie prime secondarie.....	46
5.5.4 Rifiuti Solidi e Reflui .....	46
5.6 Quantificazione e riutilizzo terre di scavo .....	47
5.7 Sistema antincendio e rischio incidenti .....	50
5.7.1 Sistema antincendio - Impianto Fotovoltaico.....	50
5.7.2 Rischio incidenti - Sicurezza dei lavoratori.....	50
<b>6. Videosorveglianza</b> .....	52
<b>7. Sistema SCADA (Monitoraggio)</b> .....	54
<b>8. Valore ambientale dell'opera</b> .....	57
<b>9. Descrizione delle opere civili di impianto</b> .....	58

## 1. Premessa

La presente relazione descrive le opere principali e la configurazione scelta per l'installazione e messa in esercizio dell'Impianto Agrivoltaico "Pascoli Verdi" di potenza nominale di picco di 60.594 kWp e potenza in immissione di 60.000 kW con associato sistema di accumulo di potenza pari a circa 25,52 MW, da realizzarsi nel territorio comunale di Cisterna di Latina (LT) e delle associate opere per la connessione dell'impianto alla RTN realizzate nello stesso comune.

Negli ultimi 30 anni le comunità internazionali hanno accelerato, grazie ad una riscoperta sensibilità socio-ambientale, tutti gli interventi volti a coniugare lo sviluppo tecnologico ed industriale con la massima salvaguardia del "pianeta Terra".

L'effetto serra, il buco dell'ozono, i cambiamenti climatici, i problemi su larga e piccola scala legati all'inquinamento delle acque, del suolo e dell'aria, hanno convinto anche i maggiori scettici della necessità di intraprendere azioni correttive a breve, medio e lungo termine.

Nell'ambito di un *"nuovo patto tra Uomo e Natura"* come risposta ad una crescita troppo spesso poco rispettosa e distruttiva dell'ambiente, sono stati fissati precisi obiettivi in merito alla emissione di gas serra, con particolare riferimento all'anidride carbonica CO<sub>2</sub>, obbligando a rivedere lo schema classico di utilizzo dei combustibili "tradizionali" a favore di tutte le soluzioni che coniugano il risparmio e/o la razionalizzazione energetica con la adozione di fonti energetiche "pulite, alternative e rinnovabili".

Le scienze ingegneristiche hanno oramai tracciato un approccio operativo, in grado di garantire per tutte le realtà produttive il raggiungimento degli obiettivi di risparmio e razionalizzazione energetica e di minimizzazione degli impatti ambientali.

I cardini attuali della politica energetica dell'Unione Europea, ribaditi e rafforzati nella **Direttiva RED II 2030**, sono: la necessità di ridurre la domanda di energia, un maggiore ricorso a fonti energetiche alternative (svilupparli a livello nazionale e in modo sostenibile), la diversificazione delle fonti energetiche.

Il recentissimo Piano Nazionale Integrato “Energia Clima 2030”, che impegna l’Italia verso i propri partners europei, fissa al 30% al 2030 l’obiettivo da raggiungere in termini di copertura da fonti energetiche rinnovabili dell’energia elettrica consumata; attualmente tale valore è intorno al 19%. Ulteriore impulso in tale direzione è stato dato dalla Direttiva 2019/944/UE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 5 giugno 2019, nonché dal Regolamento (UE) 2021/1119 del Parlamento Europeo e del Consiglio che istituisce il quadro per il conseguimento della neutralità climatica.

Anche il legislatore nazionale, in recepimento degli indirizzi comunitari, si è mosso con l’adozione di leggi e decreti volti ad accelerare la realizzazione di impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili quali elemento strategico, urgente e imprescindibile ai fini della transizione energetica: si segnalano a riguardo il D.Lgs. n.199/2021, la Legge 34/2022, la Legge 51/2022, la Legge 41/2023 e infine la Legge 11/2024.

Su scala locale, il territorio e i recettori ambientali vengono considerati come beni preziosi “presi in prestito” dalle generazioni future, e da restituirsi pertanto integri e produttivi una volta ultimato il virtuoso ciclo di produzione di energia rinnovabile.

Al fine di rendere possibile tale obiettivo, le scelte progettuali adottate sono orientate all’ottimale inserimento paesistico dell’impianto e a rendere “retrofit” ogni componente e/o parte di esso rendendo agevole, laddove possibile, il recupero e riciclo delle materie prime utilizzate.

La tecnologia con cui sarà realizzato l’impianto si contraddistingue sia per una elevata affidabilità e per una facile manutenzione e gestione durante la fase di esercizio, che per rapido e completo recupero dei terreni a fine ciclo di vita dell’impianto.

## 2. Finalità dell'opera

Tra le fonti energetiche rinnovabili, l'energia solare rappresenta e rappresenterà sempre la fonte energetica più pulita ed affidabile.

Considerati gli spazi ridotti di ulteriore crescita delle fonti eolica, idroelettrica e delle biomasse per sostanziale saturazione del potenziale nazionale, solo il ricorso intensivo alla fonte solare potrà garantire il sicuro raggiungimento dei nuovi obiettivi fissati a livello nazionale dal Piano Nazionale Integrato "Energia Clima 2030".

Scopo dell'intero impianto è produrre energia elettrica valorizzandola attraverso il Market Parity, un meccanismo che consente la vendita di energia sulla borsa elettrica ad un prezzo inferiore a quella prodotta dalle fonti convenzionali. Il regime di Market Parity presuppone quindi non la realizzazione di impianti in autoconsumo, e neanche di impianti in ritiro dedicato, ma l'accesso diretto al mercato elettrico e la competizione diretta con le fonti convenzionali su questo stesso mercato. Trattasi dunque di una sfida innovativa in un sistema, quello italiano, che già da anni non prevede più incentivi. La centrale fotovoltaica non è quindi associata ad alcun tipo di utenza, ma vende direttamente sul mercato elettrico generale.

Si sottolinea, infatti che in data 6 luglio 2013 è terminato il Conto Energia, introdotto in Italia con la Direttiva comunitaria per le fonti rinnovabili (Direttiva 2001/77/CE), recepita con l'approvazione del Decreto legislativo 387 del 2003. Questo meccanismo, premiava con tariffe incentivanti l'energia prodotta dagli impianti fotovoltaici per un periodo di 20 anni, ed è diventato operativo con l'entrata in vigore dei Decreti attuativi del 28 luglio 2005 e del 6 febbraio 2006 (Primo Conto Energia) e s.m.i. che hanno introdotto il sistema di finanziamento in conto esercizio della produzione elettrica, sostituendo i precedenti contributi statali a fondo perduto destinati alla messa in servizio dell'impianto. L'incentivo consisteva in un contributo finanziario per kWh di energia prodotta per un periodo di tempo (fino a 20 anni), variabile a seconda della dimensione o della tipologia di impianto e fino a un tetto massimo di MWp di potenza complessiva generata dai suddetti impianti. Tra il 2008 ed il 2015 il mercato del Fotovoltaico ha assistito ad un crollo dei prezzi del fotovoltaico

mediamente di oltre il 60%. Questo a fronte di un calo dei costi di produzione di circa il 70%, in larga parte attribuibile sia al prezzo del Silicio sia all'introduzione di sistemi di produzione fortemente automatizzati che garantiscono una più alta velocità di fabbricazione. Parallelamente sono stati introdotti sul mercato moduli fotovoltaici ad alta efficienza che consentono di ottenere una maggiore potenza nominale a parità di ingombro.

Visto che tale diminuzione dei costi d'impianto e l'aumento dell'efficienza dei moduli fotovoltaici, da soli non consentono di effettuare un investimento con tassi di rendimento (IRR) utili a giustificare i costi d'investimento, si rende necessario aumentare ulteriormente la produzione (aumento dei kWh prodotti per ogni kWp installato) montando delle strutture con inseguitore monoassiale in grado di integrarsi perfettamente con ogni tipo di tecnologia fotovoltaica utilizzata nella realizzazione di impianti.

### 3. Norme tecniche di riferimento

- 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 0-21: regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti BT delle imprese distributrici di energia elettrica.
- CEI 7-2 "Conduttori di alluminio, alluminio-acciaio, lega d'alluminio e lega di alluminio-acciaio per linee elettriche aeree" ed. quarta, 1997.
- Norma CEI 7-11 "Conduttori di acciaio rivestito di alluminio a filo unico o a corda per linee elettriche aeree" ed. prima, 1997.
- Norma CEI 11-4, "Esecuzione delle linee elettriche esterne", quinta edizione, 1998-09.
- CEI 11-20: impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria.
- Norma CEI 11-60, "Portata al limite termico delle linee elettriche aeree esterne", seconda edizione 2002-06.
- CEI 11-32: impianti di produzione di energia elettrica connessi a sistemi di III categoria.
- CEI 11-35: guida per l'esecuzione di cabine elettriche MT/BT del cliente/Utente finale.
- CEI 11-62: stazioni del Cliente finale allacciate a reti di terza categoria.
- CEI 82-25: guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa Tensione.
- CEI 82-25, V2: guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa Tensione.
- Norma CEI 103-6 "Protezione delle linee di telecomunicazione dagli effetti dell'induzione elettromagnetica provocata dalle linee elettriche vicine in caso di guasto", ed. terza, 1997.

- Norma CEI 106-11 "Guida per la determinazione delle fasce di rispetto per gli elettrodotti secondo le disposizioni del DPCM 8 luglio 2003 (Art. 6) Parte 1: Linee elettriche aeree e in cavo" Prima edizione, 2006.
- Norma CEI 211-4 "Guida ai metodi di calcolo dei campi elettrici e magnetici generati da linee e da stazioni elettriche" Seconda edizione, 2008.
- Norma CEI 304-1 "Interferenza elettromagnetica prodotta da linee elettriche su tubazioni metalliche" ed. prima, 2005.
- Norma CEI EN 60383-1, "Isolatori per linee aeree con tensione nominale superiore a 1000 V. Parte 1: Isolatori in materiale ceramico o in vetro per sistemi in corrente alternata. Definizioni, metodi di prova e criteri di accettazione", ed. prima, 1998.
- Norma CEI EN 61284, "Linee aeree. Prescrizioni e prove per la morsetteria", ed. seconda, 1999.
- Norma IEC 60652-2002 "Loading tests on overhead lines structures".
- CEI EN 60904-1(CEI 82-1): dispositivi fotovoltaici Parte 1: Misura delle caratteristiche fotovoltaiche tensione-corrente.
- CEI EN 60904-2 (CEI 82-2): dispositivi fotovoltaici - Parte 2: Prescrizione per le celle fotovoltaiche di riferimento.
- CEI EN 60904-3 (CEI 82-3): dispositivi fotovoltaici - Parte 3: Principi di misura per sistemi solari fotovoltaici per uso terrestre e irraggiamento spettrale di riferimento.
- CEI EN 61215 (CEI 82-8): moduli fotovoltaici in silicio cristallino per applicazioni terrestri. Qualifica del progetto e omologazione del tipo.
- CEI EN 61646 (82-12): moduli fotovoltaici (FV) a film sottile per usi terrestri - Qualifica del progetto e approvazione di tipo.
- CEI EN 61724 (CEI 82-15): rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici - Linee guida per la misura, lo scambio e l'analisi dei dati.
- CEI EN 61730-1 (CEI 82-27): qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV) - Parte 1: Prescrizioni per la costruzione.

- CEI EN 61730-2 (CEI 82-28): qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV) - Parte 2: Prescrizioni per le prove.
- CEI EN 62108 (82-30): moduli e sistemi fotovoltaici a concentrazione (CPV) - Qualifica di progetto e approvazione di tipo.
- CEI EN 62093 (CEI 82-24): componenti di sistemi fotovoltaici - moduli esclusi (BOS) - Qualifica di progetto in condizioni ambientali naturali.
- CEI EN 50380 (CEI 82-22): fogli informativi e dati di targa per moduli fotovoltaici.
- CEI EN 50521 (CEI 82-31): connettori per sistemi fotovoltaici - Prescrizioni di sicurezza e prove.
- CEI EN 50524 (CEI 82-34): fogli informativi e dati di targa dei convertitori fotovoltaici.
- CEI EN 50530 (CEI 82-35): rendimento globale degli inverter per impianti fotovoltaici collegati alla rete elettrica.
- EN 62446 (CEI 82-38): grid connected photovoltaic systems - Minimum requirements for system documentation, commissioning tests and inspection.
- CEI 20-91: cavi elettrici con isolamento e guaina elastomerici senza alogeni non propaganti la fiamma con tensione nominale non superiore a 1 000 V in corrente alternata e 1 500 V in corrente continua per applicazioni in impianti fotovoltaici.
- UNI 10349: riscaldamento e raffrescamento degli edifici. Dati climatici.
- UNI/TR 11328-1: "Energia solare - Calcolo degli apporti per applicazioni in edilizia - Parte 1: Valutazione dell'energia raggiante ricevuta".
- CEI EN 50438 (CT 311-1): prescrizioni per la connessione di micro-generatori in parallelo alle reti di distribuzione pubblica in bassa tensione.
- CEI EN 50110.
- CEI 64-8: impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua.
- CEI EN 60099-1 (CEI 37-1): scaricatori - Parte 1: Scaricatori a resistori non lineari con spinterometri per sistemi a corrente alternata.

- CEI EN 60439 (CEI 17-13): apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT).
- CEI EN 60445 (CEI 16-2): principi base e di sicurezza per l'interfaccia uomo-macchina, marcatura e identificazione - Individuazione dei morsetti e degli apparecchi e delle estremità dei conduttori designati e regole generali per un sistema alfanumerico.
- CEI EN 60529 (CEI 70-1): gradi di protezione degli involucri (codice IP).
- CEI EN 60555-1 (CEI 77-2): disturbi nelle reti di alimentazione prodotti da apparecchi elettrodomestici e da equipaggiamenti elettrici simili - Parte 1: Definizioni.
- CEI EN 61000-3-2 (CEI 110-31): compatibilità elettromagnetica (EMC) - Parte 3: Limiti - Sezione 2: Limiti per le emissioni di corrente armonica (apparecchiature con corrente di ingresso  $I_n = 16$  A per fase).
- CEI EN 62053-21 (CEI 13-43): apparati per la misura dell'energia elettrica (c.a.) - Prescrizioni particolari - Parte 21: Contatori statici di energia attiva (classe 1 e 2).
- CEI EN 62053-23 (CEI 13-45): apparati per la misura dell'energia elettrica (c.a.) - Prescrizioni particolari - Parte 23: Contatori statici di energia reattiva (classe 2 e 3).
- CEI EN 50470-1 (CEI 13-52): apparati per la misura dell'energia elettrica (c.a.) - Parte 1: Prescrizioni generali, prove e condizioni di prova - Apparato di misura (indici di classe A, B e C).
- CEI EN 50470-3 (CEI 13-54): apparati per la misura dell'energia elettrica (c.a.) - Parte 3: Prescrizioni particolari - Contatori statici per energia attiva (indici di classe A, B e C).
- CEI EN 62305 (CEI 81-10): protezione contro i fulmini.
- CEI 81-3: valori medi del numero di fulmini a terra per anno e per chilometro quadrato.
- CEI 20-19: cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V.

- CEI 20-20: cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750 V.
- CEI 13-4: sistemi di misura dell'energia elettrica - Composizione, precisione e verifica.
- CEI UNI EN ISO/IEC 17025:2008: requisiti generali per la competenza dei laboratori di prova e di taratura.
- CEI 99-4: Guida per l'esecuzione di cabine elettriche MT/BT del cliente/Utente finale.
- CEI EN 61936-1: Classificazione CEI: 99-2, Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in c.a. Parte 1: Prescrizioni comuni.
- CEI EN 50522: Classificazione CEI:99-3, Messa a terra degli impianti elettrici a tensione superiore a 1 kV in c.a.
- CEI EN 62271-1: Apparecchiatura di manovra e di comando ad alta tensione, Parte 1: Prescrizioni comuni.
- CEI EN 62271-200: Apparecchiature prefabbricate con involucro metallico per tensioni da 1 kV a 52 kV.
- CEI EN 62271-202: Sottostazioni prefabbricate ad alta tensione/bassa tensione.
- CEI EN 50532: Assieme compatto di apparecchiature per stazioni di distribuzione.
- CEI 11 - 17 e variante V1: Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione pubblica di energia elettrica. Linea in cavo.
- CEI 64-8: Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in c.a. e 1500 V in c.c..
- Guida CEI 11 - 37: Guida per l'esecuzione degli impianti di terra nei sistemi utilizzatori di energia alimentati a tensione maggiore di 1 kV.
- CEI 64-12, Guida per l'esecuzione dell'impianto di terra negli edifici per uso residenziale e terziario.
- CEI 11-48.
- CEI EN 50272-2: Prescrizioni di sicurezza per batterie di accumulatori e loro installazioni, Parte 2: Batterie stazionarie.

- DK 5600 ed.IV -Marzo 2004: Criteri di allacciamento di clienti alla rete MT della distribuzione.

Si sottolinea che la Legge 1 marzo 1968, n.186 e il Decreto Ministeriale 22 gennaio 2008, n.37, aggiornato con Decreto 19 luglio 2010, assegnano un ruolo giuridico alle norme CEI. L'articolo 2 della Legge e l'articolo 6 del Decreto affermano infatti che gli impianti devono essere costruiti a regola d'arte, e che è possibile raggiungere questo obiettivo se si seguono le Norme CEI.

Principali Normative per la trasmissione via cavo dell'energia:

- Norma CEI 20-11 "Caratteristiche tecniche e requisiti di prova delle mescole per isolanti e guaine per energia"
- Norma CEI 20-13 "Cavi isolanti con gomma EPR con grado di isolamento superiore a 3 (per sistemi elettrici con tensione nominale da 1 a 30 kV)"
- Norma CEI 20-14 "Cavi isolanti con polivinilcloruro di qualità R2 con grado di isolamento superiore a 3 (per sistemi elettrici con tensione nominale da 1 a 30kV)"
- Norma CEI 20-21 "Calcolo delle portate dei cavi elettrici"
- Norma CEI 20-22 "Prova dei cavi non propaganti l'incendio"
- Norma CEI 20-27 "Sistema di designazione dei cavi di energia e per segnalamento"
- Norma CEI 20-29 "Conduttori per cavi isolati"
- Norma CEI 20-36 "Prove di resistenza al fuoco dei cavi elettrici"
- Norma CEI 20-37 "Prove sui gas emessi durante la combustione di cavi elettrici"
- Norma CEI 20-38 "Cavi isolati con gomma non propaganti l'incendio e a basso sviluppo di fumi dei gas tossici e corrosivi"
- Norma CEI 20-40 "Guida per l'uso di cavi a bassa tensione"
- Tabella CEI UNEL 00722 "Colori distintivi delle anime dei cavi isolati"
- Tabella CEI UNEL 35011 "Cavi per energia e segnalamento"
- Norma CEI 20-45 "Cavi resistenti al fuoco"
- Norma CEI 7-1 "Corde di rame"

- Norma CEI 64-8 "Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000V in corrente alternata e a 1500V in corrente continua"
- Norma CEI 11-1 "Impianti elettrici con tensione superiore ad 1kV in corrente alternata"
- Norma CEI 11-17 "Norme per gli impianti di produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica, linee in cavo"

Gli impianti fotovoltaici e i relativi componenti devono rispettare, ove di pertinenza, le prescrizioni contenute nelle seguenti norme di riferimento, comprese eventuali varianti, aggiornamenti ed estensioni emanate successivamente dagli organismi di normazione citati. Si applicano inoltre i documenti tecnici emanati dai gestori di rete riportanti disposizioni applicative per la connessione di impianti fotovoltaici collegati alla rete elettrica e le prescrizioni di autorità locali, comprese quelle dei VVFF.

## 4. Leggi e decreti: normativa generale

- Legge 28 giugno 1986 n. 339 "Nuove norme per la disciplina della costruzione e dell'esercizio di linee elettriche aeree esterne".
- Decreto Interministeriale 21 marzo 1988 n. 449 "Approvazione delle norme tecniche per la progettazione, l'esecuzione e l'esercizio delle linee aeree esterne".
- Decreto Interministeriale 16 gennaio 1991 n. 1260 "Aggiornamento delle norme tecniche per la disciplina della costruzione e dell'esercizio di linee elettriche aeree esterne".
- Decreto Legislativo n. 504 del 26-10-1995, aggiornato 1-06-2007: Testo Unico delle disposizioni legislative concernenti le imposte sulla produzione e sui consumi e relative sanzioni penali e amministrative.
- D.P.C.M. 14 Novembre 1997 "Determinazione dei valori limite delle sorgenti sonore".
- Legge 22 febbraio 2001, n. 36, "Legge quadro sulla protezione dalle esposizioni a campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici".
- DPR 8 giugno 2001 n°327 "Testo unico delle disposizioni legislative e regolamentari in materia di Pubblica Utilità" e ss.mm.ii..
- DPCM 8 luglio 2003, "Fissazione dei limiti di esposizione, dei valori di attenzione e degli obiettivi di qualità per la protezione della popolazione dalle esposizioni ai campi elettrici e magnetici alla frequenza di rete (50 Hz) generati dagli elettrodotti";
- Decreto Legislativo n. 387 del 29-12-2003: attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità.
- Legge 23 agosto 2004, n. 239 "Riordino del settore energetico, nonché delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia" e ss.mm.ii..

- Legge n. 239 del 23-08-2004: riordino del settore energetico, nonché delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia.
- Decreto Legislativo n. 192 del 19-08-2005: attuazione della direttiva 2002/91/CE relativa al rendimento energetico nell'edilizia.
- Decreto Legislativo 152/2006;
- Decreto Legislativo n. 311 del 29-12-2006: disposizioni correttive ed integrative al decreto legislativo 19 agosto 2005, n. 192, recante attuazione della direttiva 2002/91/CE, relativa al rendimento energetico nell'edilizia.
- Decreto 29 maggio 2008, "Approvazione della metodologia di calcolo per la determinazione delle fasce di rispetto per gli elettrodotti".
- Decreto Legislativo n. 115 del 30-05-2008: attuazione della direttiva 2006/32/CE relativa all'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici e abrogazione della direttiva 93/76/CEE.
- Decreto Legislativo n. 56 del 29-03-2010: modifiche e integrazioni al decreto 30 maggio 2008, n. 115. Decreto del presidente della repubblica n. 59 del 02-04-2009: regolamento di attuazione dell'articolo 4, comma 1, lettere a) e b), del decreto legislativo 19 agosto 2005, n. 192, concernente attuazione della direttiva 2002/91/CE sul rendimento energetico in edilizia.
- Decreto Legislativo n. 26 del 2-02-2007: attuazione della direttiva 2003/96/CE che ristrutturata il quadro comunitario per la tassazione dei prodotti energetici e dell'elettricità.
- Decreto Legge n. 73 del 18-06-2007: testo coordinato del Decreto Legge 18 giugno 2007, n. 73. Decreto 2-03-2009: disposizioni in materia di incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare. Legge n. 99 del 23 luglio 2009: disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia.
- Legge 13 Agosto 2010, n. 129 (GU n. 192 del 18-8-2010): Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 8 luglio 2010, n. 105, recante misure urgenti in materia di energia. Proroga di termine per l'esercizio di delega

legislativa in materia di riordino del sistema degli incentivi. (Art. 1-septies - Ulteriori disposizioni in materia di impianti per la produzione di energia da fonti rinnovabili).

- Decreto legislativo del 3 marzo 2011, n. 28: Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili.
- Decreto legge del 22 giugno 2012, n. 83: misure urgenti per la crescita del Paese. Legge 11 agosto 2014, n. 116: conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 24 giugno 2014, n. 91, recante disposizioni urgenti per il settore agricolo, la tutela ambientale e l'efficientamento energetico dell'edilizia scolastica e universitaria, il rilancio e lo sviluppo delle imprese, il contenimento dei costi gravanti sulle tariffe elettriche, nonché per la definizione immediata di adempimenti derivanti dalla normativa europea. (GU Serie Generale n.192 del 20-8-2014 - Suppl. Ordinario n. 72).
- Decreto Ministero dello sviluppo economico del 19 maggio 2015: approvazione del modello unico per la realizzazione, la connessione e l'esercizio di piccoli impianti fotovoltaici integrati sui tetti degli edifici.
- Decreto Ministeriale 52/2015;
- Sicurezza D.Lgs. 81/2008: (testo unico della sicurezza): misure di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro e succ. mod. e int. DM 37/2008: sicurezza degli impianti elettrici all'interno degli edifici.
- Ministero dell'interno "Guida per l'installazione degli impianti fotovoltaici" - DCPREV, prot.5158 - Edizione 2012. "Guida per l'installazione degli impianti fotovoltaici" - Nota DCPREV, prot.1324 - Edizione 2012. "Guida per l'installazione degli impianti fotovoltaici" - Chiarimenti alla Nota DCPREV, prot.1324 "Guida l'installazione degli impianti fotovoltaici - Edizione 2012".
- Decreto Legislativo n.199/2021.
- Legge n.34/2022.
- Legge n.51/2022.
- Legge n.41/2023 di conversione del D.L. 13/2023.

## 5. Soggetto titolare e generalità dell'opera

La società Hergo Renewables SpA, che si qualifica quale Soggetto Titolare e Soggetto Responsabile dell'impianto, ha sede legale in via Privata Maria Teresa n.8, 20123 Milano (MI), P.IVA 10416260965. L'impianto è progettato per funzionare in parallelo alla rete AT di trasmissione nazionale, cedendo totalmente alla rete tutta l'energia prodotta, al netto degli autoconsumi di impianto.

### 5.1 Caratteristiche generali

L'impianto Agrivoltaico sarà realizzato su area idonea localizzata lungo la S.P.009 nel tratto denominato "via Crocetta di Carano", a nord di questa, a circa 5 km in direzione sud-ovest dal centro abitato del comune di Cisterna di Latina.



Inquadramento area di impianto su ortofoto

I terreni interessati dall'intervento sono a destinazione agricola e sono distinti al catasto terreni del comune di Cisterna di Latina al foglio 173, particelle: 260, 262, 267, 268, 272, 275, 308, 310, 312, 314, 316.

L'area oggetto di installazione, nell'ambito del perimetro di un'azienda agricola di estensione complessiva pari a circa 225 ettari, è pari a circa 87 ettari

L'Impianto si articola in due sezioni funzionali di seguito descritte:

1. la sezione di produzione dell'energia elettrica, con prerogative agrivoltaiche in accordo alle linee guida ministeriali, ivi incluse le apparecchiature elettriche di bassa e media tensione;
2. le opere di connessione alla Rete Elettrica AT di TERNA, consistenti:
  - in un **cavidotto di connessione interrato 36 kV** (riportato in giallo nella immagine seguente),
  - in una **nuova Stazione Elettrica 150kV/36kV** (indicata in rosso nella immagine seguente) collegata in entra-esce sulla esistente linea 150 kV denominata "Cisterna-Cisterna All." attraverso la realizzazione di due nuovi raccordi 150 kV, di cui uno interrato e uno aereo.



**Inquadramento cavidotto di connessione 36 kV**

I terreni interessati dalla realizzazione della nuova stazione elettrica 150 kV / 36 kV della RTN sono distinti al catasto terreni del Comune di Cisterna di Latina al foglio 126, particelle: 8-parte, 12-parte, 114, 9, 191 e 192.



**Inquadramento nuova SE 150kV/36kV e nuovi raccordi 150 kV**

Legenda

Opera 1

- Nuova SE 150/36kV "Cisterna"
- Nuova SE 150/36kV "Cisterna" - Viabilità perimetrale e di accesso

Opera 2

- Linea aerea a 150 kV esistente "Cisterna - Cisterna All."
- x
 Linea aerea a 150 kV esistente "Cisterna - Cisterna All." - Tratta da demolire
- Nuovo raccordo a 150kV - Tratto Aereo
- 150
 Nuovo raccordo a 150kV - Tratto in Cavo
- Sostegno Futuro
- Sostegno da demolire
- Sostegno Esistente

La superficie interessata dalla realizzazione della nuova stazione elettrica 150 kV / 36 kV della RTN è invece pari a circa 3,55 ha.

La **superficie coperta dai pannelli fotovoltaici**, intesa quale proiezione sul piano orizzontale dei pannelli stessi (ai sensi della Legge Regionale n.26 del 28/12/2007), è complessivamente pari a circa 270.830 m<sup>2</sup>, e pertanto la superficie ricoperta da pannelli risulta pari a circa il 12% di quella complessivamente oggetto dell'intervento (ampiamente minore pertanto del valore massimo del LAOR = 40% raccomandato dal Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica - ex. M.I.T.E. per gli impianti agrivoltaici).

## 5.2 Sezione di produzione dell'energia elettrica

### 5.2.1 Descrizione generale

L'isola di generazione elettrica sarà integralmente recintata attraverso una recinzione, costituita da una rete metallica alta circa 2m sul lato interno, e da una siepe di piante sempreverdi (mirto, lauro, phillirea, ginepro, lentisco, etc...) sul lato esterno atte a creare una barriera visiva; verso la carreggiata di via Crocetta di Carano sarà altresì impiantato un doppio filare di ulivi oltre la siepe. L'isola di generazione elettrica sarà direttamente accessibile da via Crocetta di Carano attraverso un nuovo accesso carrabile.

La viabilità interna è garantita da strade in terra battuta/misto stabilizzato.

Verranno installati cancelli d'ingresso con due porte battenti di 3m ciascuna per consentire l'ingresso dei veicoli.

Saranno installati n.35 locali prefabbricati in cls o metallici (container con struttura in acciaio e chiusure con doppi pannelli in lamiera grecata intramezzati da materiale isolante termo-acustico): nello specifico n.15 power station (in cui sono alloggiati gli inverter, i trasformatori BT/MT e i quadri elettrici locali), n.2 locali tecnici finalizzati alla trasformazione MT/36 kV, e ad ospitare le apparecchiature elettriche generali di impianto, e n.18 storage unit (in cui sono alloggiate le batterie elettrochimiche e le apparecchiature elettriche di servizio).

Tutti i locali prefabbricati saranno poggiati su solette in calcestruzzo armato con doppia rete elettrosaldata a ferro nervato, previa decorticazione del terreno e realizzazione di un piano di posa in misto stabilizzato.

Il piano interno dei locali prefabbricati sarà rialzato rispetto al piano di campagna per evitare ogni rischio di allagamento.

I moduli fotovoltaici saranno installati su tracker monoassiali (inseguitori solari allineati in direzione "nord-sud" capaci di ruotare in direzione "est-ovest", consentendo pertanto ai pannelli di "seguire" il sole lungo il suo moto apparente diurno).

La distanza (in direzione est-ovest) tra i pali di sostegno dei tracker sarà pari a circa 5,5m ( $\pm 0,5$ m).

I tracker sono realizzati con profilati metallici in acciaio zincato su cui vengono fissati i pannelli fotovoltaici, rigidamente collegati ad una trave metallica centrale mossa da un piccolo motore elettrico che consente la rotazione; la struttura è ancorata al terreno mediante pali metallici semplicemente infissi nel terreno.

Al fine di ottenere per la potenza elettrica in uscita dal Generatore fotovoltaico (in corrente continua) valori di tensione/corrente/potenza compatibili con le caratteristiche degli Inverter, i diversi moduli sono collegati in serie ("stringhe") ed in parallelo ("sottocampi").

Nel rispetto delle prerogative agrivoltaiche dell'impianto, l'altezza da terra dei moduli fotovoltaici (min. 1,30 metri) è tale da consentire la prosecuzione delle attività agricole in continuità agli usi correnti.

### *5.2.2 Generatore Fotovoltaico*

Il Generatore fotovoltaico si compone di 87.186 moduli fotovoltaici di marca Canadian Solar, ciascuno di potenza elettrica di picco in condizioni standard pari a 695 Wp, per un totale di circa 271.000 mq di superficie captante, ed una potenza complessiva del generatore fotovoltaico, intesa come somma delle potenze di targa o

nominali di ciascun modulo misurata in condizioni standard, pari a circa **60.594 kWp** (**Nota Fondamentale:** nel rispetto delle potenze “complessiva lorda” e “netta immessa in rete” dichiarate nel presente progetto, vista la rapida evoluzione della tecnologia fotovoltaica, Hergo Renewables SpA potrà utilizzare anche moduli fotovoltaici dello stesso produttore ma di potenza unitaria diversa, ovvero moduli fotovoltaici di primari produttori mondiali diversi dalla Canadian Solar).

Di seguito riportiamo i dati tecnici dei moduli fotovoltaici utilizzati riferiti alle condizioni ambientali standard:

### 1. dati generali

- Marca: Canadian Solar (o equivalente)
- Modello: CS7N-TB-AG

### 2. caratteristiche elettriche

- Tipo di pannello: silicio monocristallino
- Potenza massima: 695 Wp
- Efficienza di modulo: 22,4%

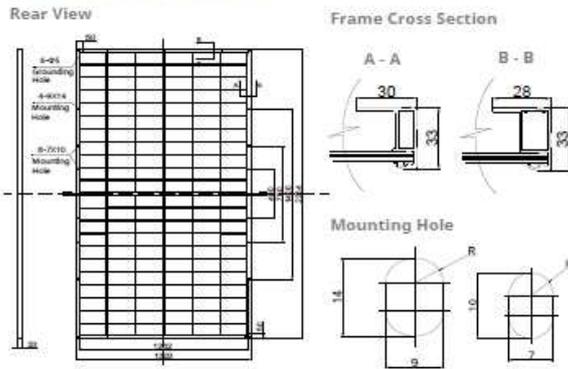
### 3. caratteristiche dimensionali

- Dimensioni: 2.384 mm x 1.303 mm x 33 mm

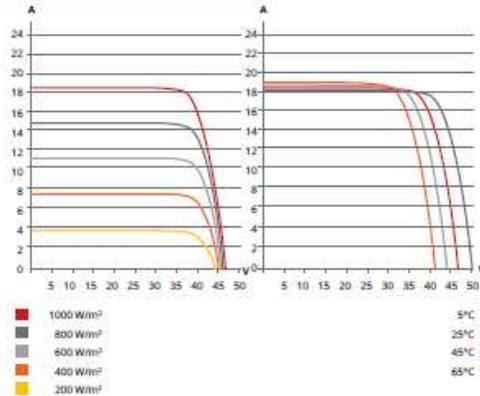
### 4. altre caratteristiche

- Tolleranza positiva: 0/+5W
- Garanzia lineare delle prestazioni. Minimo 98% della potenza iniziale dopo un anno e almeno 85% della potenza nominale dopo 25 anni
- Compatibilità con sistemi CC a 1500V
- Fattore di riempimento: 0.8
- Temperatura di esercizio. I moduli fotovoltaici operano all'interno di temperature estreme di -40°C e +85°C
- Umidità. I moduli fotovoltaici operano con un range di umidità che va dal 15% al 95%

**ENGINEERING DRAWING (mm)**



**CS7N-680TB-AG / I-V CURVES**



**ELECTRICAL DATA | STC\***

	Nominal Max. Power (Pmax)	Opt. Operating Voltage (Vmp)	Opt. Operating Current (Imp)	Open Circuit Voltage (Voc)	Short Circuit Current (Isc)	Module Efficiency	
CS7N-675TB-AG	675 W	39.0 V	17.31 A	46.9 V	18.24 A	21.7%	
Bifacial Gain**	5%	709 W	39.0 V	18.19 A	46.9 V	19.15 A	22.8%
	10%	743 W	39.0 V	19.04 A	46.9 V	20.06 A	23.9%
	20%	810 W	39.0 V	20.77 A	46.9 V	21.89 A	26.1%
CS7N-680TB-AG	680 W	39.2 V	17.35 A	47.1 V	18.29 A	21.9%	
Bifacial Gain**	5%	714 W	39.2 V	18.22 A	47.1 V	19.20 A	23.0%
	10%	748 W	39.2 V	19.09 A	47.1 V	20.12 A	24.1%
	20%	816 W	39.2 V	20.82 A	47.1 V	21.95 A	26.3%
CS7N-685TB-AG	685 W	39.4 V	17.39 A	47.3 V	18.34 A	22.1%	
Bifacial Gain**	5%	719 W	39.4 V	18.26 A	47.3 V	19.26 A	23.1%
	10%	754 W	39.4 V	19.14 A	47.3 V	20.17 A	24.3%
	20%	822 W	39.4 V	20.87 A	47.3 V	22.01 A	26.5%
CS7N-690TB-AG	690 W	39.6 V	17.43 A	47.5 V	18.39 A	22.2%	
Bifacial Gain**	5%	725 W	39.6 V	18.31 A	47.5 V	19.31 A	23.3%
	10%	759 W	39.6 V	19.17 A	47.5 V	20.23 A	24.4%
	20%	828 W	39.6 V	20.92 A	47.5 V	22.07 A	26.7%
CS7N-695TB-AG	695 W	39.8 V	17.47 A	47.7 V	18.44 A	22.4%	
Bifacial Gain**	5%	730 W	39.8 V	18.34 A	47.7 V	19.36 A	23.5%
	10%	765 W	39.8 V	20.18 A	47.7 V	20.28 A	24.6%
	20%	834 W	39.8 V	20.96 A	47.7 V	22.13 A	26.8%

\* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m<sup>2</sup>, spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.  
\*\* Bifacial Gain: The additional gain from the back side compared to the power of the front side at the standard test condition. It depends on mounting (structure, height, tilt angle etc.) and albedo of the ground.

**ELECTRICAL DATA | NMOT\***

	Nominal Max. Power (Pmax)	Opt. Operating Voltage (Vmp)	Opt. Operating Current (Imp)	Open Circuit Voltage (Voc)	Short Circuit Current (Isc)
CS7N-675TB-AG	510 W	36.9 V	13.84 A	44.4 V	14.71 A
CS7N-680TB-AG	514 W	37.1 V	13.88 A	44.6 V	14.75 A
CS7N-685TB-AG	518 W	37.2 V	13.91 A	44.8 V	14.79 A
CS7N-690TB-AG	522 W	37.4 V	13.94 A	45.0 V	14.83 A
CS7N-695TB-AG	526 W	37.6 V	13.97 A	45.2 V	14.87 A

\* Under Nominal Module Operating Temperature (NMOT), irradiance of 800 W/m<sup>2</sup>, spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

**MECHANICAL DATA**

Specification	Data
Cell Type	TOPCon cells
Cell Arrangement	132 [2 x (11 x 6)]
Dimensions	2384 x 1303 x 33 mm (93.9 x 51.3 x 1.30 in)
Weight	37.8 kg (83.3 lbs)
Front Glass	2.0 mm heat strengthened glass with anti-reflective coating
Back Glass	2.0 mm heat strengthened glass
Frame	Anodized aluminium alloy
J-Box	IP68, 3 bypass diodes
Cable	4.0 mm <sup>2</sup> (IEC), 12 AWG (UL)
Cable Length (Including Connector)	410 mm (16.1 in) (+) / 250 mm (9.8 in) (-) or customized length*
Connector	T6 or MC4-EVD2 or MC4-EVO2A
Per Pallet	33 pieces
Per Container (40' HQ)	594 pieces or 495 pieces (only for US & Canada)

\* For detailed information, please contact your local Canadian Solar sales and technical representatives.

**ELECTRICAL DATA**

Operating Temperature	-40°C ~ +85°C
Max. System Voltage	1500 V (IEC/UL) or 1000 V (IEC/UL)
Module Fire Performance	TYPE 29 (UL 61730) or CLASS C (IEC61730)
Max. Series Fuse Rating	35 A
Application Classification	Class A
Power Tolerance	0 ~ +10 W
Power Bifaciality*	80 %

\* Power Bifaciality = Pmax<sub>rear</sub> / Pmax<sub>front</sub>, both Pmax<sub>rear</sub> and Pmax<sub>front</sub> are tested under STC, Bifaciality Tolerance: ± 5 %

**TEMPERATURE CHARACTERISTICS**

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.29 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.25 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.05 % / °C

Le celle e i moduli saranno testati e certificati in accordo con le relative norme IEC e i migliori enti internazionali:

- ISO 9001:2008: Design, Production and Sales of Crystalline Silicon Wafers, cells and Photovoltaic Modules.

- IEC 61215:2005: Crystalline silicon terrestrial photovoltaic (PV) modules-design qualification and type approval.
- EN 61730-1, EN 61730-2: Part 2: requirements for testing
- CE Conformity Compliance with the European Conformity Requirements
- IEC 61730 PV Modules safety qualification
- IEC 60904 Module flash test data
- IEC 61724:2002 Photovoltaic System performance monitoring- Guidelines for measurements, data exchange and analysis
- ISO 14001 Environmental Management System
- EN 50380 Datasheet and nameplate information for photovoltaic modules

Sarà realizzata una unità di accumulo di energia elettrica di potenza nominale pari a circa 25,52 MW a fronte di una capacità installata di circa 100 MWh. L'unità di accumulo si articola in 18 cabinati prefabbricati metallici (container), collegati elettricamente tra loro, in cui trovano alloggio: le batterie di accumulo, i quadri elettrici, i trasformatori elevatori e i sistemi di controllo. I container sono muniti di sistemi di refrigerazione per il controllo della temperatura massima all'interno.

Si riporta una immagine tipo di questi:



### 5.2.3 Power Station

Il sistema di conversione garantisce la trasformazione della corrente in regime continuo ed in bassa tensione, prodotta dal Generatore, nella corrente trifase in regime alternato, compatibile con la rete elettrica nazionale. E' previsto l'impiego di 15 Power Station.

Le caratteristiche tecniche sono:

- i. Potenza unitaria di trasformazione da 3.000 kVA a 6.000 kVA
- ii. Trasformatore elevatore in olio o in resina da 36kV - 0,66 kV 1,000m 50Hz Dyn11yn11
- iii. 1 x MT Quadro di protezione 2L/1V 36kV- 16kA 630A SF6 da esterno
- iv. 36 kVA trasformatore ausiliario, alloggiato in box dedicato e munito di protezioni
- v. Box (container) di alloggiamento prefabbricato (con struttura portante in acciaio e chiusure con pannelli metallici a doppia parete contenenti materiale isolante termo-acustico), munito di fondazione, del sistema di raffreddamento ad acqua (circuiti chiusi), dei sistemi ausiliari per il fabbricato e per la connessione degli inverter fotovoltaici ai trasformatori elevatori e di questi ai rispettivi quadri. Soluzione del tipo "plug and play".

Le Power Station saranno conformi ai seguenti standard:

- i. IEC 61727:2006 Photovoltaic (PV) Systems-Characteristics of the utility interface
- ii. IEC 62109 Safety of power converters for use in photovoltaic power systems
- iii. IEC 62116: 2008 Test procedure of islanding prevention measures for utility-interconnected photovoltaic inverters
- iv. IEC 62103:2003 Electronic equipment for use in power installations IEC 61643-11-12 Low-voltage surge protective devices
- v. EN 61000-6-1 EMC Immunity/ EN 61000-6-2 EMC Immunity

- vi. VDE-AR-N 4105 – Power Generation systems connected to the low voltage distribution network.

Gli inverter saranno certificati secondo gli standard seguenti:

- i. EMC 2004/108/EC Direttiva sulla compatibilità elettromagnetica
- ii. CE Conformity Compliance with the European Conformity Requirements
- iii. Direttiva 2004/ 108/ EC of the del parlamento europeo e del consiglio del 15 Dicembre 2004 selle approssimazioni delle leggi degli stati membri relativamente alla compatibilità elettromagnetica
- iv. Direttiva 2006/ 95/ EC del parlamento europeo e del consiglio del 12 Dicembre 2006 sull'armonizzazione delle leggi degli stati membri relativamente agli equipaggiamenti elettrici da utilizzarsi entro verti livelli di tensione.

In uscita dalle Power Station l'energia elettrica prodotta avrà un livello di tensione (36 kV) idoneo per la connessione dell'impianto alla nuova Stazione elettrica della RTN 150kV/36kV.

#### *5.2.4 Dimensionamento elettrico di impianto*

Al fine di ottenere, per la potenza elettrica in uscita dal Generatore Fotovoltaico, valori di tensione/corrente/potenza compatibili con le caratteristiche degli Inverter, i diversi moduli sono collegati in serie ("**stringhe**") ed in parallelo ("**sottocampi**"), ciascuno dei quali è servito da un inverter.

Gli inverter sono collegati fra loro in "**Isole**", ciascuna di esse genera corrente alternata in media tensione.

Il dimensionamento elettrico di impianto viene effettuato in base alle caratteristiche di output dei moduli fotovoltaici, alle caratteristiche di input degli inverter, ed al range di temperatura di esercizio per l'area di localizzazione.

La tensione elettrica generata dal singolo pannello è fortemente dipendente dalla temperatura, pertanto si è utilizzato un ampio margine di sicurezza dimensionando

l'impianto per temperature comprese fra -10 e +50 °C. La corrente elettrica generata dal singolo pannello è invece fortemente dipendente dall'irraggiamento solare.

La compatibilità fra le stringhe e l'inverter è garantita dal rispetto delle seguenti relazioni:

- a. Max tensione di stringa a vuoto ( $T_{min}$ ) < Max tensione inverter
- b. Max tensione di stringa MPPT ( $T_{min}$ ) < Max tensione nominale inverter
- c. Min tensione di stringa MPPT ( $T_{max}$ ) > Min tensione nominale inverter.

La prima delle tre relazioni stabilisce che la tensione massima di stringa non superi mai la tensione massima ammissibile all'ingresso dell'inverter, mentre la seconda e la terza assicurano che la tensione di stringa non esca al di fuori dei limiti operativi richiesti dall'inverter per la migliore gestione della potenza estratta dal generatore fotovoltaico.

### Stringhe

I moduli fotovoltaici sono collegati in stringhe (collegamento in serie); ciascuna stringa è composta da un numero di moduli tale da garantire una tensione, sia nominale che a vuoto, compatibile con le caratteristiche degli inverter.

#### *5.2.5 Quadri AC BT/CC BUS*

Sono previsti alcuni quadri ausiliari nell'intero Impianto. Essi saranno forniti da primari produttori internazionali quali ABB, Siemens, General Electric o Schneider.

#### *5.2.6 Cavi elettrici, Connettori, Etichette*

Saranno utilizzati cavi CC delle stringhe, cavi T-Harness, cavi CC BUS.

Saranno utilizzati cavi CC in rame nella configurazione 1x4mm<sup>2</sup>. Il sistema CC sarà progettato e specificato in accordo agli standards IEC 60364 e IEC 62446 in generale e IEC 60364-7-712 in particolare.

I cavi T-Harnesses verranno usati nelle derivazioni relative alle stringhe e nelle dorsali.

Per i T-Harnesses relativi alle derivazioni delle stringhe saranno usati connettori del tipo MC-4 e fusibili in linea da 10A e 1500Vcc. Delle combiner boxes saranno utilizzate per garantire la continuità elettrica e la sicurezza del cablaggio.

Per il BUS in corrente continua saranno usati cavi in alluminio da 240mm<sup>2</sup> fino alla cabina inverter, collegando le stringhe in parallelo (fino a un massimo di 20).

Tutti i componenti in CC saranno dimensionati per un esercizio continuo in corrente continua e una tensione massima di 1500Vcc considerando le massime correnti di corto circuito. I componenti saranno scelti adottando un criterio di minimizzazione dei guasti a terra e dei corto circuiti.

I cavi risponderanno alle seguenti specifiche:

- Materiale: Conduttore in rame elettrolitico ricotto e stagnato, classe 5 in accordo con EN 60228 / IEC 60228.
- Isolamento: Isolamento in gomma con mescola termoplastica Halogen free
- Tensione nominale AC: 1.0kV
- Tensione massima CC: 1.8kV
- Installazione esterna
- Protezione dall'acqua
- Resistenza ai raggi UV per 30 anni di esposizione al sole
- Massima temperature ambiente 120°C
- Temperatura minima -40°C
- Cavi non propaganti l'incendio, con ridotte emissioni di fumo, gas tossici e corrosivi (IEC 60331 and IEC 60754).

Il cablaggio dei cavi in CC sarà effettuato seguendo metodi appropriati con l'obbiettivo di:

- Non essere sottoposti a irraggiamento solare
- Essere sostenuti per la loro lunghezza in maniera idonea (passerelle portacavi, cavidotti ecc...)

- Non eccedere i limiti stabiliti dal produttore per i raggi di curvatura
- Essere protetti per almeno 0.5m negli entra e esci dal terreno attraverso apposite tubazioni o essendo adagiati su un letto di sabbia in caso di grandi diametri
- Essere protetti da una tubazione in PE quando interrati
- Far risultare i cavi di connessione tra le scatole di giunzione dei generatori e gli inverter interrati direttamente o attraverso condotti in PE. Cavi solari in CC saranno utilizzati per questo tipo di applicazione
- Isolamento compatibile per l'esercizio a 500 Vcc.

Tutti i cavi saranno testati sulle proprietà di seguito elencate prima di essere connessi al bus CC:

- Polarità
- Isolamento
- Tensione di stringa

### Cavi AC

Cavi di Bassa Tensione: dagli Inverters ai trasformatori; saranno usati cavi in rame per la connessione tra i principali quadri e i trasformatori.

Cavi 20 kV o 36 kV: le power station saranno connesse tra loro e quindi alla cabina di consegna utente attraverso un cavidotto interrato. Tale connessione sarà realizzata attraverso linee 20 kV o 36 kV, un livello di isolamento 18/36kV e conduttori in alluminio con sezione di 300 mm<sup>2</sup>. La frequenza sarà di 50Hz come per tutte le apparecchiature in AC.

Le strutture di connessione saranno progettate in accordo con la massima corrente di corto circuito indicata da Terna.

Le linee saranno posate in trincee appositamente realizzate e rispetteranno le seguenti prescrizioni:

- Installazione: interrata

- Sezione: 300 mm<sup>2</sup>
- Materiale conduttore: alluminio
- Tensione nominale: 20 o 36 kV
- Tensione massima: 36 kV

Saranno utilizzati solamente cavi isolati a secco con le seguenti caratteristiche:

- Schermo: strato di mescola semiconduttrice applicata attraverso l'estrusione
- Isolamento: gomma etilpropilenica ad alto modulo (HEPR)
- Semiconduttore esterno: strato estruso di materiale conduttore separabile a freddo.
- Schermo metallico: corona di fili conduttori di rame. Sezione totale 25mm<sup>2</sup>.
- Separatore: nastro elicoidale.
- Guaina esterna: mescola termoplastica a base di poliolefine, Z1.

Saranno rispettate le seguenti norme e specifiche:

- Utilizzo: installazione esterna
- EN 61936:2010 Power installations exceeding 1 kV a.c.
- EN 50522:2010 Earthing of power installations exceeding 1kV a.c.
- IEC 60076 Power Transformers
- IEC 62271-200 MV metal-enclosed switchgear, (replacing IEC 60298)
- IEC 60265-1 MV switches
- IEC 62271-102 AC disconnections and earthing switches, (replacing IEC 60129)
- IEC 62271-100 MV AC circuit breakers, (replacing IEC 60056)
- IEC 62271-105 MV AC switch- fuse combination
- IEC 60694 common clauses for MV switchgear Standards (replaced by IEC 62271-1)
- IEC 60529 degrees of protection procured by enclosures (IP code)
- IEC 60694 common clauses for MV switchgear Standards (replaced by IEC 62271-1)

- IEC 60 0444-1 Instrument transformers-Part 1: Current Transformers

### Cavi di Segnale

Una rete in fibra ottica sarà installata per connettere tutte le cabine all'edificio O&M. Tutte le telecamere e le apparecchiature di controllo saranno connesse alla rete in fibra ottica.

Tutti gli inseguitori solari saranno connessi attraverso una rete wireless o una rete in fibra ottica.

### Connettori

Per tutti i cavi in CC saranno utilizzati connettori MC4 originali. In accordo con il tipo di ogni cavo verranno usati morsetti in rame o bimetallici.

I connettori di isolamento piercing con lamelle in rame saranno usati per connettere i T-Harnesses al bus in CC senza interruzione del BUS in CC.

### Segnalazione

Tutte le segnalazioni ed etichettature saranno effettuate in accordo con le specifiche.

Tutti i cavi saranno etichettati

#### *5.2.7 Sistema di messa a terra e Protezione da fulminazione*

Tutti gli inseguitori saranno dotati di almeno due picchetti di terra. La misura della resistenza di terra dovrà restituire valori inferiori ai 10 Ohm in ogni caso.

Gli inverter e le rispettive cabine dovranno essere provvisti di picchetti sufficienti all'ottenimento di una resistenza di terra inferiore ai 2 Ohm.

I lampioni e i supporti delle telecamere devono avere picchetti che realizzino una resistenza di terra inferiore ai 10 Ohm.

Tutte le reti di terra devono essere tra loro interconnesse, eccezion fatta per quelle relative agli inverter e alle power station che saranno indipendenti e presenteranno un valore di resistenza inferiore.

Saranno rispettate le normative e le specifiche indicate di seguito:

- 
- BS7671:2008 Part 5 Section 52 and 53 on Protection and Earthing
  - BS7671:2008 – Section 712 Requirements for PV Power Supply systems
  - BS7430:2011: Code of Practice for Earthing
  - IEEE 80/2000 AC Substation grounding
  - DIN VDE 0141/2000 Earthing system for special installation with nominal voltage above 1 kV
  - EN 60071.0:2006 and .02:1996 – Insulation coordination
  - EN 60664.01 E2:2007: Insulation coordination for equipment within low voltage systems
  - EN 61557.08 E2:2007 Insulation monitoring for IT System
  - IEEE 81/1983 Measuring Earth Resistivity, Ground Impedance, Earth Surface Potential
  - IEEE81.2/1991 Measurement of Impedance in Grounding Systems
  - IEC 60947-4-1:2002 Low Voltage Switchgear: Contactors and Motors Starters

In particolare per la protezione da fulminazione:

- BS-EN 62305: Lightning protection standard
- EN 50164-1/2/3: Lightning protection components
- EN 61643.11 and .12 Surge protection for LV Power
- EN 61643.21 and .22: Surge Protection devices for telecom and signalling system
- IEC 60099-4:2001 Surge Arresters

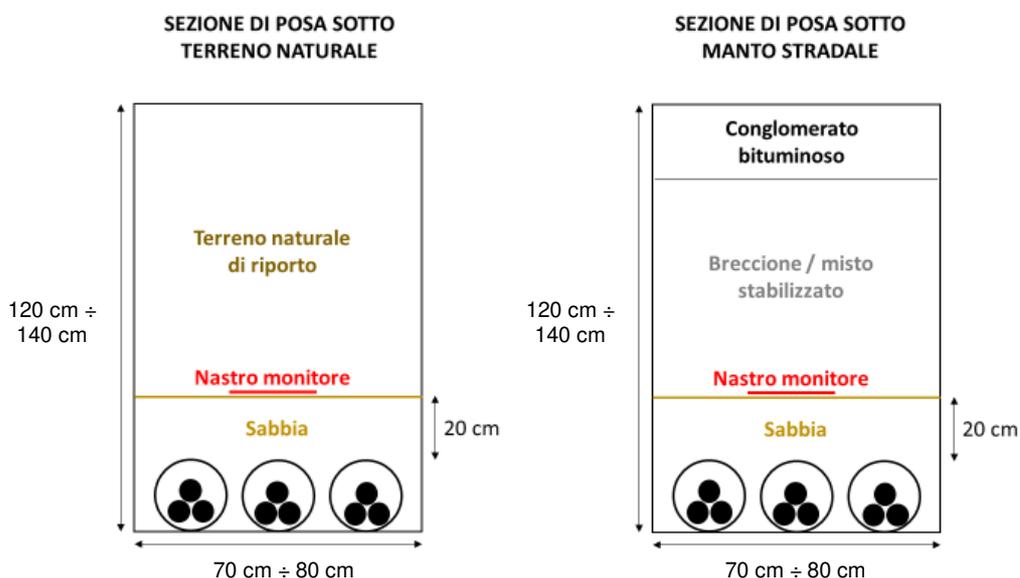
## 5.3 Cavidotto 36 kV interrato

### 5.3.1 Descrizione generale

Dall'area di impianto, l'energia elettrica prodotta dal generatore fotovoltaico sarà vettoriata alla nuova stazione elettrica 150kV/36kV della RTN attraverso un cavidotto interrato realizzato con 3 linee trifase in cavo con una tensione di esercizio di 36 kV e conduttori in alluminio con sezione di 400 mm<sup>2</sup>.

Il cavidotto avrà una lunghezza complessiva di circa 8.000m, di cui circa 600m interni all'area di impianto, circa 7 km al disotto di strade pubbliche esistenti (via Aprilia, via Reynolds, via dei Rangers, via Nettuno e via E. Toti) e circa 400m al disotto di strada sterrata (terreno agricolo: ultimo tratto da via E. Toti alla nuova stazione elettrica 150kV/36kV).

Si riportano di seguito le sezioni tipiche di posa delle linee interrate al disotto di terreno naturale e al di sotto di manto stradale.



Saranno integralmente rispettate le indicazioni tecniche e le prescrizioni fornite dagli Enti competenti al fiancheggiamento stradale delle strade interessate.

La realizzazione del cavidotto avverrà per fasi sequenziali di lavoro che permettono di contenere le operazioni in un tratto limitato dello stesso, avanzando

progressivamente sul territorio. Lo scavo destinato ad accogliere il cavidotto sarà aperto con l'utilizzo di macchine escavatrici adatte alle caratteristiche dei tracciati attraversati.

Il materiale di risulta dello scavo verrà caricato in corso d'opera su camion per essere conferito in sito idoneo (discarica). In parte potrà essere riutilizzato per il rinterro del cavidotto

Di seguito si riportano le prescrizioni / linee guida tecniche che saranno seguite nel caso di eventuali **incroci con altri impianti tecnologici** (conduttori di telecomunicazioni, metanodotti, acquedotti, etc.).

#### A) Incrocio con cavi di telecomunicazione interrati

Nel caso del suddetto incrocio si dovranno osservare le seguenti prescrizioni:

- il cavo di energia, di regola, dovrà essere posato inferiormente al cavo di telecomunicazione;
- la distanza tra i due cavi non dovrà essere inferiore a 0,30 m;
- sul cavo superiore dovrà essere realizzata una protezione per una lunghezza non inferiore ad 1 m, disposta simmetricamente rispetto al cavo inferiore.

Nel caso in cui non fosse possibile rispettare la distanza minima di 0,30 m tra i due cavi, occorrerà applicare su ogni cavo dei dispositivi di protezione costituiti da involucri (cassette o tubi) in acciaio zincato a caldo (Norme CEI 7-6) o acciaio inossidabile aventi le pareti di spessore non inferiore a 2 mm.

#### B) Incrocio con tubazioni metalliche

Nel caso di incrocio fra cavi di energia e tubazioni metalliche (acquedotti, gasdotti, oleodotti e simili) occorrerà che i cavi di energia non presentino giunzioni, se non ad una distanza maggiore di 1 m dal punto di incrocio con le tubazioni.

Se la distanza tra i cavi di energia e le tubazioni sarà compresa tra 0,30 m e 0,50 m, occorrerà interporre tra i cavi di energia e le tubazioni metalliche un elemento separatore non metallico, come, ad esempio, una lastra di calcestruzzo o di materiale

isolante rigido o, una delle due linee deve essere contenuta in un manufatto di protezione non metallico.

Nel caso in cui la distanza tra i cavi di energia e le tubazioni dovesse essere inferiore o uguale a 0,30 m occorrerà interessare gli enti proprietari o concessionari.

Nel caso di angoli di incidenza inferiori ai 60°, occorrerà osservare le prescrizioni per i parallelismi, di seguito definite.

Nel caso di incrocio dei cavi di energia con gasdotti saranno sempre rispettate le prescrizioni delle Norme CEI 11-17 e le disposizioni del D.M. 24/11/84.

### C) Parallelismo con cavi di telecomunicazione o tubazioni metalliche

Nei percorsi paralleli suddetti, i cavi di energia dovranno, di regola, essere posati alla maggiore distanza possibile tra loro, ad esempio ai lati opposti di una strada. In nessun tratto la distanza misurata sulla proiezione orizzontale dovrà, per quanto possibile, risultare inferiore a 0,30 m.

Nel caso in cui non fosse possibile rispettare la distanza minima di 0,30 m da cavi di telecomunicazione, si dovrà applicare al cavo posto a minore profondità (o ad entrambi i cavi nel caso di distanza minore di 0,15 m) un involucro di protezione del tipo definito in precedenza.

Nel caso in cui non fosse possibile rispettare la distanza minima di 0,30 m da tubazioni metalliche, con un accordo tra gli enti proprietari o concessionari, sarà possibile posare i cavi ad una distanza inferiore nei casi in cui:

- o la differenza di quota fosse superiore a 0,50 m;
- o si interpongano elementi separatori non metallici o i cavi vengano posti in cunicoli (la differenza di quota potrà scendere fino a 0,30 m).

### D) Incrocio e parallelismo con gasdotti

Le tubazioni vengono classificate in base alla pressione massima di esercizio:

- 1<sup>a</sup> specie  $P > 24$  bar ;
- 2<sup>a</sup> specie  $12 < P < 24$  bar ;
- 3<sup>a</sup> specie  $5 < P < 12$  bar ;
- 4<sup>a</sup> specie  $1,5 < P \leq 5$  bar ;

- 5<sup>a</sup> specie  $0,5 < P \leq 1,5$  bar ;
- 6<sup>a</sup> specie  $0,04 < P \leq 0,5$  bar ;
- 7<sup>a</sup> specie  $P \leq 0,04$  bar .

Parallelismo tra cavi di energia in tubazioni e tubazioni di gas con densità non superiore a 0,8 kg/m<sup>3</sup> non drenate con pressione massima di esercizio maggiore di 5 bar

Nel caso di percorsi paralleli di linee elettriche interrate con metanodotti il DM 17/04/08, All. A, art. 2.6, stabilisce che tra le linee interrate, senza protezione meccanica, e le condotte interrate non drenate (1<sup>a</sup>, 2<sup>a</sup>, 3<sup>a</sup>) la distanza non deve essere inferiore a 0,5 m. Tale distanza può eccezionalmente essere ridotta a 0,3 m se viene interposto un elemento separatore non metallico (es. lastre di calcestruzzo o materiale rigido isolante).

La norma CEI 11-17, art 6.3.2., prescrive la distanza di sicurezza tra condotte di metano e cavi di energia direttamente interrati con modalità di posa "L" (senza protezione meccanica supplementare) e "M" (con protezione meccanica).

La distanza minima, misurata in proiezione orizzontale, tra le superfici esterne del cavo e della tubazione metallica, o di eventuali loro manufatti, non deve essere inferiore a 0,3 m.

La distanza di sicurezza nei parallelismi tra tubazioni del metano e cunicoli, polifore e tubazioni per cavi elettrici (energia e segnale) non deve essere inferiore:

- per condotte di 4<sup>a</sup> e 5<sup>a</sup> specie a 0,50 m, UNI 9165, art. 6.7.3.;
- per condotte di 6<sup>a</sup> e 7<sup>a</sup> specie tale da consentire gli interventi di manutenzione su entrambi i servizi interrati (La norma UNI 9165, art. 6.7.3.).

Incrocio tra cavi di energia e tubazioni gas con densità non superiore a 0,8 kg/m<sup>3</sup> non drenate con pressione massima di esercizio maggiore di 5 bar

Nei casi di incrocio per le specie 4<sup>a</sup>, 5<sup>a</sup>, 6<sup>a</sup>, 7<sup>a</sup>, si applica la norma CEI 11-17, art.6.3.1. La distanza tra le superfici esterne dei cavi direttamente interrati e delle condotte del metano, o di eventuali loro manufatti, deve essere superiore a 0,5 m; tale distanza può essere ridotta a 0,3 metri:

- Se la condotta del metano è contenuta in un manufatto di protezione non metallico, prolungato per almeno 0,3 m per parte rispetto l'ingombro in pianta.
- Quando tra le due strutture che si incrociano sia interposto un separatore non metallico (es. lastre di calcestruzzo o di materiale isolante rigido) anch'esso prolungato per almeno 0,3 m oltre la superficie di sovrapposizione delle due strutture.

Non bisogna avere giunti sui cavi di energia a distanza inferiore a 1 m dal punto di incrocio, salvo venga interposto un elemento separatore metallico.

La distanza di sicurezza per condotte non drenate prevede una distanza di:

- per condotte di 4 a e 5 a specie 0,5 m;
- per condotte di 6 a e 7 a specie, distanza sufficiente tale da consentire interventi di manutenzione interrati.

## 5.4 Nuova Stazione Elettrica della RTN 150 kV / 36 kV e Raccordi 150 kV

### 5.4.1 Descrizione generale



## Legenda

### Opera 1

-  Nuova SE 150/36kV "Cisterna"
-  Nuova SE 150/36kV "Cisterna" - Viabilità perimetrale e di accesso

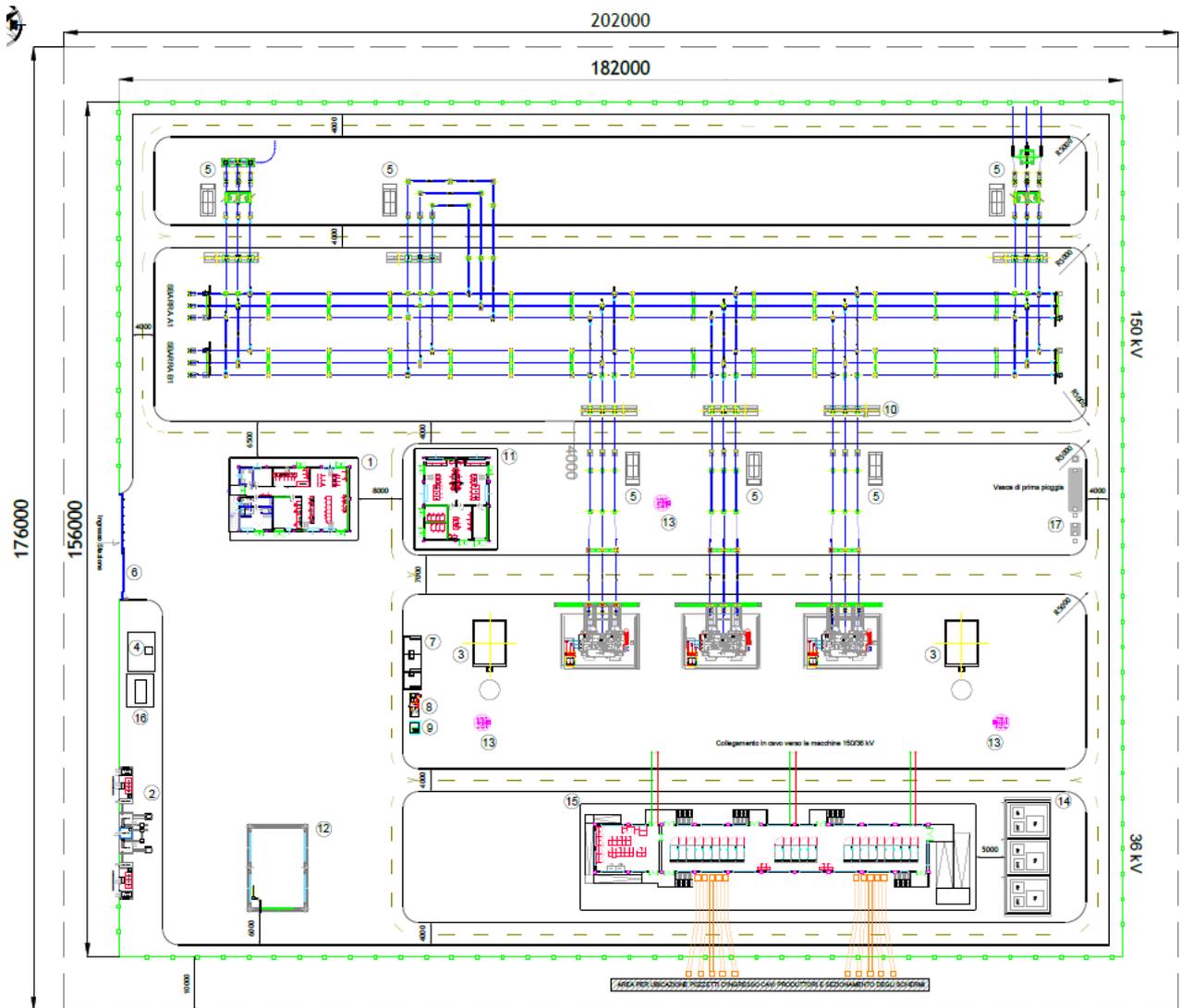
### Opera 2

-  Linea aerea a 150 kV esistente "Cisterna - Cisterna All."
-  Linea aerea a 150 kV esistente "Cisterna - Cisterna All." - Tratta da demolire
-  Nuovo raccordo a 150kV - Tratto Aereo
-  Nuovo raccordo a 150kV - Tratto in Cavo
-  Sostegno Futuro
-  Sostegno da demolire
-  Sostegno Esistente

Per la connessione dell'impianto agrivoltaico TERNA richiede la realizzazione di una nuova stazione elettrica 150 kV / 36 kV da collegarsi in "entra - esce" sulla esistente linea aerea 150 kV "Cisterna - Cisterna All.". Si rende pertanto necessaria la realizzazione di due nuovi raccordi di collegamento 150 kV:

- un primo raccordo interrato, convenzionalmente chiamato "raccordo nord", di lunghezza pari a circa 1.650m costituito da una terna di cavi AT a 150 kV aventi sezione 1600 mm<sup>2</sup>. Tale raccordo prevede l'installazione di un nuovo sostegno AT a traliccio per la transizione cavo-aereo;
- un secondo raccordo aereo, convenzionalmente chiamato "raccordo sud", di lunghezza pari a circa 1.100m costituito da un breve elettrodotto aereo AT a 150 kV con conduttore del diametro di 31,5 mm in alluminio-acciaio. Tale raccordo prevede l'installazione di n. 3 nuovi sostegni AT a traliccio.

Di seguito si riporta la planimetria elettromeccanica della nuova stazione elettrica 150 kV / 36 kV:



LEGENDA	
1	EDIFICIO COMANDI
2	EDIFICIO PUNTI DI CONSEGNA ALIM. MT S.A. (DG 2092)
3	VASCA RACCOLTA OLIO TRASFORMATORI
4	VASCA RISERVA VV.FF.
5	CHIOSCHI APP. PERIFERICHE SISTEMA DI CONTROLLO
6	CANCELLO CARRAIO APRIBILE A DUE ANTE
7	FONDAZIONE TRASFORMATORI MT/bt (con copertura)
8	GE
9	SERBATOIO GASOLIO INTERRATO
10	TRASFORMATORI INDUTTIVI DI POTENZA (TIP)
11	EDIFICIO SERVIZI AUSILIARI
12	EDIFICIO MAGAZZINO
13	TORRI FARO
14	BOBINE DI PETERSEN, TRASFORMATORE FORMATORE DI NEUTRO E RESISTENZA DI NEUTRO
15	EDIFICIO QUADRI 36 kV
16	LOCALE POMPE VV.FF.
17	VASCA DI PRIMA PIOGGIA

—○—○— RECINZIONE ESTERNA

L'area di sedime della nuova stazione elettrica delle RTN ha estensione pari a circa 35.500 mq.

Per l'accesso alla stazione elettrica verrà utilizzata la strada interpodere sterrata esistente di lunghezza pari a circa 400m che la collegherà perpendicolarmente alla viabilità comunale di via Enrico Toti. Il tratto sarà adeguato alle caratteristiche (larghezza media carrabile 5,00m) che garantiscono l'accessibilità diretta dei mezzi ai luoghi interessati dal posizionamento della nuova stazione. In particolare si provvederà all'allargamento del sedime stradale di almeno 1 metro, ripulendo la parte esistente incolta e cespugliata, e provvedendo, laddove sia necessario, al rinterro con materiale di scavo e alla compattazione del terreno per uno spessore dell'ordine di almeno 50 cm, così da garantire caratteristiche idonee al transito di mezzi pesanti e d'opera.

Inoltre, attorno all'area recintata della stazione sarà realizzata, per esigenze di servizio e manutenzione, una strada perimetrale di larghezza pari a circa 10 m, tale da consentire anche le opere di realizzazione e l'eventuale tracciato di linee con ingresso in cavo.

E' prevista la realizzazione di un cancello carrabile largo 7,00 m; la viabilità interna prevede strade perimetrali e interne attraverso le quali è possibile raggiungere tutte le sezioni / apparecchiature. La nuova stazione elettrica sarà interamente recintata con un muro di pannelli prefabbricati di calcestruzzo di altezza pari a 2,5 m.

Il progetto della stazione 150/36 kV prevede:

- **Sezione 150 kV** con isolamento in aria, costituita da:
  - n° 1 sistema a doppia sbarra con sezionatori di terra sbarre ad entrambe le estremità e TVC di sbarra su un lato;
  - n° 2 stalli linea;
  - n° 3 stalli trasformatore (ATR) 150/36 kV da 125 MVA;
  - n° 2 stalli per parallelo sbarre;
  - n° 7 stalli disponibili.

Ogni stallo ATR sarà equipaggiato con sezionatori di sbarra verticali, interruttore in SF6, scaricatori di sovratensione ad ossido di zinco e TA per protezioni e misure.

- **Sezione 36 kV**

- n. 1 edificio quadri 36 kV per il collegamento degli autoproduttori;
- n. 3 chioschi per le apparecchiature periferiche di stallo dei servizi ausiliari e del sistema di protezione, comando e controllo;
- n. 1 edificio S.A. dedicato;
- n. 1 G.E. con relativo serbatoio di gasolio interrato;
- n. 1 edificio magazzino;
- n. 1 bobine Petersen, trasformatore formatore di neutro e resistenza di neutro.

### **Servizi ausiliari della stazione**

I Servizi Ausiliari (S.A.) della nuova stazione elettrica, saranno progettati e realizzati con riferimento agli attuali standard delle stazioni elettriche di TERNA.

Saranno alimentati da trasformatori MT/BT derivati dalla rete MT locale ed integrati da un gruppo elettrogeno da 160kVA di emergenza che assicuri l'alimentazione dei servizi essenziali in caso di mancanza di tensione alle sbarre dei quadri principali BT. Le principali utenze in corrente alternata sono: pompe e ventilatori aerotermi Autotrasformatori, motori interruttori, raddrizzatori, illuminazione esterna ed interna, scaldiglie, ecc. Le principali utenze in corrente continua, tramite batterie tenute in tampone da raddrizzatori, sono costituite dai motori dei sezionatori. Le utenze fondamentali quali protezioni, comandi interruttori e sezionatori, segnalazioni, ecc. saranno alimentate in corrente continua a 110 V tramite batterie tenute in tampone da raddrizzatori.

### **Rete di terra della stazione**

La rete di terra generale della stazione interessa tutta l'area recintata dell'impianto. Il dispersore dell'impianto ed i collegamenti dello stesso alle apparecchiature, saranno realizzati secondo l'unificazione TERNA per le stazioni a 150 kV e quindi

dimensionati termicamente per una corrente di guasto di 63 kA per 0,5 sec. Sarà costituita da una maglia realizzata in corda di rame da 63 mm<sup>2</sup> interrata ad una profondità di circa 0,7 m composta da maglie regolari di lato adeguato. Il lato della maglia sarà scelto in modo da limitare le tensioni di passo e di contatto a valori non pericolosi, secondo quanto previsto dalla norma CEI 11-1. Nei punti sottoposti ad un maggiore gradiente di potenziale le dimensioni delle maglie saranno opportunamente infittite, come pure saranno infittite le maglie nella zona apparecchiature per limitare i problemi di compatibilità elettromagnetica. Tutte le apparecchiature saranno collegate al dispersore a mezzo corde di rame con sezione di 125 mmq. Al fine di contenere i gradienti in prossimità dei bordi dell'impianto di terra, le maglie periferiche presenteranno dimensioni opportunamente ridotte e bordi arrotondati. I ferri di armatura dei cementi armati delle fondazioni, come pure gli elementi strutturali metallici saranno collegati alla maglia di terra della Stazione. L'impianto sarà inoltre progettato e costruito in accordo alle raccomandazioni riportate nei parr. 3.1.6 e 8.5 della Norma CEI 11-1.

## **FABBRICATI**

### **Edificio Quadri 36 kV**

L'edificio quadri 36kV sarà formato da un corpo di dimensioni in pianta 61m x 9,1m ed altezza fuori terra di circa 6,80 m, sarà destinato a contenere i quadri a 36kV per il collegamento dei produttori e le apparecchiature di controllo della sezione 36 kV. La superficie occupata sarà di circa 555,1 m<sup>2</sup> con un volume di circa 3774,68 m<sup>3</sup>.

### **Edificio Comandi**

L'edificio comandi sarà formato da un corpo di dimensioni in pianta 20,8m x 12,6m ed altezza fuori terra di circa 4,65 m, sarà destinato a contenere i quadri di comando e controllo della stazione, gli apparati di teleoperazione e i vettori, gli uffici ed i servizi per il personale di manutenzione. La superficie occupata sarà di circa 262,08 m<sup>2</sup> con un volume di circa 1218,67 m<sup>3</sup>.

La costruzione potrà essere o di tipo tradizionale con struttura in c.a. e tamponature in muratura di laterizio rivestite con intonaco di tipo civile, oppure di tipo

prefabbricato (struttura portante costituita da pilastri prefabbricati in c.a.v., pannelli di tamponamento prefabbricati in c.a., finitura esterna con intonaci al quarzo).

La copertura sarà opportunamente coibentata ed impermeabilizzata. Gli infissi saranno realizzati in alluminio anodizzato preverniciato. Particolare cura sarà osservata ai fini dell'isolamento termico impiegando materiali isolanti idonei in funzione della zona climatica e dei valori minimi e massimi dei coefficienti volumici globali di dispersione termica, nel rispetto delle norme di cui alla Legge n. 373 del 04/04/1975 e successivi aggiornamenti nonché alla Legge n. 10 del 09/01/1991 e successivi regolamenti di attuazione.

### **Edificio Servizi Ausiliari**

L'edificio servizi ausiliari sarà a pianta rettangolare, con dimensioni di 16m x 12,6m ed altezza fuori terra di 4,65 m. La costruzione sarà dello stesso tipo dell'edificio Quadri ed ospiterà le batterie, i quadri M.T. e B.T. in c.c. e c.a. per l'alimentazione dei servizi ausiliari ed il gruppo elettrogeno d'emergenza. La superficie coperta sarà di circa 201,6 mq per un volume di circa 937,44 mc.

### **Edificio Magazzino**

L'edificio magazzino sarà a pianta rettangolare, con dimensioni di 16m x 11m ed altezza fuori terra di 6,5 m. La costruzione sarà dello stesso tipo degli edifici Quadri e Servizi Ausiliari. Il magazzino risulta necessario affinché si possa tenere sempre a disposizione direttamente sull'impianto, apparecchiature di scorta e attrezzature, anche di dimensioni notevoli, in buone condizioni.

### **Edificio per punti di consegna MT**

L'edificio per i punti di consegna MT sarà destinato ad ospitare i quadri contenenti i Dispositivi Generali ed i quadri arrivo linea e dove si attesteranno le due linee a media tensione di alimentazione dei servizi ausiliari della stazione e le consegne dei sistemi di telecomunicazioni. Si prevede di installare tre manufatti prefabbricati di cui uno di dimensioni in pianta 7,98m x 2,74m con altezza di 3,2 m e due di dimensioni in pianta 6,8m x 2,74m con altezza di 2,70 m fuori terra.

I locali dei punti di consegna saranno dotati di porte in vetroresina con apertura verso l'esterno rispetto alla stazione elettrica per quanto riguarda gli accessi ai fornitori dei servizi di energia elettrica e TLC.

### **Chioschi**

I chioschi sono destinati ad ospitare i quadri di protezione, comando e controllo periferici; avranno pianta rettangolare con dimensioni esterne di 2,4m x 4,8m ed altezza da terra di 3,20 m. Ogni chiosco avrà una superficie coperta di circa 11,50 mq e volume di 36,80 mc. La struttura sarà di tipo prefabbricato con pannellature coibentate in lamiera zincata e preverniciata. La copertura a tetto piano sarà opportunamente coibentata ed impermeabilizzata. Gli infissi saranno realizzati in alluminio anodizzato naturale.

## 5.5 Prodotti, utilizzo risorse naturali, rifiuti

### 5.5.1 Prodotti

L’Impianto Agrivoltaico immetterà nella rete elettrica nazionale AT circa 112.749.000 kWh/anno di energia elettrica rinnovabile.

### 5.5.2 Acqua

Le operazioni saltuarie di lavaggio dei moduli fotovoltaici richiedono quantitativi di acqua molto molto limitati.

Normalmente l’approvvigionamento idrico è a carico della ditta specializzata incaricata del servizio. Si segnala comunque la presenza di pozzi nel terreno oggetto di intervento che potranno essere utilizzati per gli scopi del caso.

Sarà approntata in impianto una piccola riserva idrica, anche a servizio dei locali prefabbricati posti in vicinanza all’ingresso dell’impianto, mediante installazione di alcuni serbatoi atmosferici in HDPE a tetto fisso ad asse verticale da 10 ÷ 15 m<sup>3</sup>, periodicamente riempiti tramite autobotte.

### 5.5.3 Materie prime secondarie

L’impianto non utilizzerà nessun tipo di risorse naturali e/o materia prima secondaria, neanche per quantitativi minimi.

### 5.5.4 Rifiuti Solidi e Reflui

Non si segnalano reflui che necessitano di trattamenti specifici.

In relazione alle acque meteoriche, la configurazione del terreno e le opere realizzate non interferiranno con l’attuale normale deflusso delle stesse.

Gli unici rifiuti solidi prodotti in impianto saranno collegati alle attività di manutenzione dell’impianto (cavi elettrici, imballi, etc) o alle attività “umane” all’interno dei locali prefabbricati (carta, plastica, vetro, umido, indifferenziato).

In impianto saranno presenti secchi (raccoltori) idonei per la raccolta differenziata delle diverse frazioni prodotte, e il tutto sarà periodicamente ritirato da ditte

specializzate e conferito nei centri adibiti alla ricezione, recupero, trattamento delle frazioni stesse.

## 5.6 Quantificazione e riutilizzo terre di scavo

Il D.P.R. 120/2017, entrato in vigore il 22 agosto 2017, ha dettato nuove disposizioni in materia di riordino e semplificazione della disciplina inerente alla gestione di terre e rocce da scavo, abrogando le disposizioni previgenti (D.M. 161/2012; art. 184-bis, co. 2-bis, del d.lgs. 152/2006; artt. 41, co. 2 e 41-bis del D.L. 69/2013, convertito, con modificazioni, dalla L. 98/2013).

Di fatto, le terre e rocce da scavo di un cantiere possono:

Previsione 1 - essere conferite / smaltite in siti idonei;

Previsione 2 - essere gestite / utilizzate come sottoprodotto.

Il D.P.R. 120/2017 individua tre possibili scenari di utilizzo come sottoprodotto. Per tutti gli scenari, i requisiti per la qualifica come sottoprodotto (art. 4 del D.P.R. 120/2017) sono attestati dal proponente previa esecuzione di una caratterizzazione ambientale delle terre e rocce da scavo. Pertanto, è necessario che il proponente disponga di una certificazione analitica che attesti il non superamento delle Concentrazioni Soglia di Contaminazione (CSC) definite in riferimento alla specifica destinazione urbanistica del sito di produzione e destinazione o dei valori di fondo naturale.

Scenario 1 (terre e rocce da scavo prodotte in cantieri di grandi dimensioni sottoposti a VIA e/o AIA). I requisiti come sottoprodotto sono attestati dal proponente nel Piano di utilizzo (PdU). Nel PdU devono essere riportate, tra le altre informazioni, anche i risultati della caratterizzazione ambientale eseguita. Il PdU non richiede esplicita autorizzazione, ma contiene la dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà, resa ai sensi dell'art. 47 del D.P.R. 445/2000.

Scenario 2 (terre e rocce da scavo prodotte in cantieri di piccole dimensioni -  $V < 6000 \text{ m}^3$ ) e Scenario 3 (terre e rocce da scavo prodotte in cantieri di grandi dimensioni non sottoposti a VIA e/o AIA). I requisiti come sottoprodotto sono autocertificati dal

proponente nella Dichiarazione di Utilizzo (DU). La DU, trattandosi di autocertificazione, non deve necessariamente includere la certificazione analitica, ma quest'ultima deve essere resa disponibile all'Autorità Competente e/o all'ARPA, qualora richiesta.

L'utilizzo delle terre e rocce da scavo come sottoprodotto in conformità al PdU o alla DU è attestato mediante la Dichiarazione di Avvenuto Utilizzo (DAU) ai sensi dell'art. 7 del D.P.R. 120/2017.

Il trasporto delle terre e rocce da scavo qualificate sottoprodotti fuori dal sito di produzione è accompagnato dal documento di trasporto di cui all'allegato 7 del D.P.R. 120/2017.

Le terre di scavo saranno prodotte dalle seguenti lavorazioni:

- Posa dei locali prefabbricati (container) nell'impianto e posa delle power station;
- Realizzazione dei cavidotti interrati di impianto e del cavidotto di connessione interrato 36 kV;
- Realizzazione della nuova Stazione Elettrica 150/36 kV della RTN e dei raccordi AT.

**(1. segue)** in relazione a un'area di sedime complessiva di circa 5.000 mq, considerando una profondità di scavo superficiale del terreno naturale di circa 30 / 40 cm, si ricava una volumetria di circa **1.750 mc**;

**(2. segue)** in relazione alla realizzazione dei cavidotti interrati va prevista una volumetria complessiva di circa **10.000 mc**;

**(3. segue)** in relazione alla realizzazione della nuova SE 150/36kV della RTN e degli associati raccordi AT (per i dettagli si rimanda alla relazione specifica) risulta un quantitativo di terreno da scavo da smaltire pari a circa **5.800 mc**.

Per quanto attiene la realizzazione dell'impianto agrivoltaico e del cavidotto di connessione 36 kV, le porzioni di terreno naturale non contaminate saranno riutilizzate, per riempimenti e riporti, nei limiti dei quantitativi utili / necessari.

Per le frazioni di terreno eccedenti, ovvero per quelle non riutilizzabili, si procederà allo smaltimento / conferimento in siti idonei e autorizzati alla loro ricezione.

Sulla base delle evidenze formalizzate nella relazione geologica, con riferimento agli strati di terreno più superficiali, è possibile delineare il seguente profilo stratigrafico del sottosuolo del sito oggetto di intervento:

- coltre superficiale di terreno vegetale (poche decine di centimetri);
- piroclastiti incoerenti ("tufi terrosi pseudostratificati") costituite in prevalenza da sedimenti cineritici di granulometria per lo più limoso-sabbiosa, di colore marrone-rossastro o giallo-rossastro, con una tessitura abbastanza omogenea; sono inoltre presenti cineriti e sabbie finissime contenenti pomici e scorie di vario genere. La copertura dei suoli è prevalentemente limosa-argillosa, talvolta per alluvioni recenti.
- tufi, ora a consistenza litoide ora friabili o incoerenti, e pozzolane molto addensate ("pozzolane superiori"); sono presenti fino a 20 metri circa dal piano di campagna.

La realizzazione della nuova stazione elettrica 150 / 36 kV della RTN e dei nuovi raccordi 150 kV sarà svolta da ditte certificate sotto la supervisione di TERNA SpA. In fase esecutiva si eseguirà specifico Piano di caratterizzazione delle terre e rocce da scavo in conformità del D.P.R. n.120/2017 e si definirà puntualmente la loro destinazione / uso. Le porzioni di terreno naturale non contaminate saranno riutilizzate per riempimenti e riporti nei limiti dei quantitativi utili / necessari. Per le frazioni di terreno eccedenti, ovvero per quelle non riutilizzabili, si procederà allo smaltimento / conferimento in siti idonei e autorizzati alla loro ricezione.

## 5.7 Sistema antincendio e rischio incidenti

### 5.7.1 Sistema antincendio - Impianto Fotovoltaico

L'Impianto Agrivoltaico, ai sensi del DPR 151/2011, non presenta attività / apparati soggetti ai controlli dei Vigili del Fuoco.

La nuova stazione elettrica TERNA sarà invece soggetta ai controlli dei Vigili del Fuoco per quanto attiene:

- **Attività 48.1.B:** Centrali termoelettriche, macchine elettriche fisse con presenza di liquidi isolanti combustibili in quantitativi superiori a 1 m<sup>3</sup> (**Nota:** per quanto attiene l'olio isolante contenuto nel trasformatore 150kV / 36 kV);
- **Attività 49.1.A:** Gruppi per la produzione di energia elettrica sussidiaria con motori endotermici ed impianti di cogenerazione di potenza complessiva da 25 kW a 350 kW (**Nota:** per quanto attiene il gruppo elettrogeno per l'alimentazione di emergenza).

Il trasformatore elevatore è posizionato all'aperto. Nessun apparato e/o altra parte di impianto sarà localizzato a distanze inferiori a quelle di sicurezza prevista dalla legge.

Saranno posizionati tutti gli estintori (a polvere o a CO<sub>2</sub>) prescritti dal Comando Provinciale dei Vigili del Fuoco di Latina, e installata la cartellonistica di sicurezza necessaria.

### 5.7.2 Rischio incidenti – Sicurezza dei lavoratori

In relazione alla presenza di lavoratori si sottolinea come l'Impianto Fotovoltaico in fase di esercizio preveda attività di carattere saltuario.

Il personale addetto alla manutenzione dell'impianto sarà esclusivamente rappresentato da personale addestrato e abilitato a operare su impianti elettrici, ed avrà il compito di supervisione e controllo delle apparecchiature elettriche. Tutti i

---

lavoratori saranno informati - formati ed equipaggiati di D.P.I. in linea con le disposizioni del D.Lgs 81/2008 e successive modificazioni e/o integrazioni.

## 6. Videosorveglianza

L'intera area sarà dotata di un sistema di sicurezza che permetterà la videosorveglianza dell'impianto da una postazione remota.

Il Sistema di sicurezza includerà i seguenti componenti:

- i. Un sistema perimetrale di telecamere a infrarossi a circuito chiuso (CCTV) con sensori di movimento
- ii. Un sistema di sicurezza che gestisce l'ingresso
- iii. La protezione del fabbricato O&M
- iv. La protezione del centro di controllo

### Sistema di sicurezza perimetrale

- i. Camere termiche copriranno tutto il perimetro per individuare l'intrusione in ogni condizione di luce, nebbia, fumo, etc...
- ii. Le camere saranno poste su pali in acciaio zincato alti 5m
- iii. Come elementi deterrenti saranno installati sirene d'allarme e lampeggianti.

### Sistema di sicurezza d'ingresso

- i. Telecamere "dome" per monitorare le installazioni
- ii. Sistema di controllo dell'accesso

### Protezione dei locali fabbricati

- i. Telecamere "dome" per monitorare le installazioni
- ii. Sistema di controllo dell'accesso

### Centro di controllo

- i. Un Sistema di computer per analizzare le immagini dalle camere termiche con un sistema automatico di riconoscimento dell'intrusione e che in corrispondenza di queste generi un allarme
- ii. Un sistema computerizzato per il salvataggio di tutte le immagini associate agli allarmi e time laps permanenti nei casi necessari
- iii. Sistema di allarme con una connessione ad una compagnia di sicurezza

iv. Un server principale e una stazione per un supervisore.

## 7. Sistema SCADA (Monitoraggio)

Il Sistema di monitoraggio dell'impianto (SCADA) comprenderà il sistema di telecomunicazioni, di acquisizione dati e di monitoraggio. Le installazioni saranno adeguate alla potenza di impianto saranno riferite ai seguenti equipaggiamenti:

- Inverters
- Stazioni meteorologiche
- Equipaggiamenti di cabina in ogni power station

Le attrezzature includeranno:

- 15 stazioni, 1 per ogni power station per raccogliere e trasmettere i dati dagli inverter, dai trasformatori, dalle scatole di giunzione, dalle stazioni meteorologiche ecc.;
- 1 stazione nella stanza di controllo per raccogliere e trasmettere i dati dalla sala di controllo;
- 1 server SCADA con una capacità di archiviazione di 3 giorni considerando un periodo di campionamento di 1 secondo e capace di ammettere 5 utenti contemporanei;
- 1 rack SCADA con moduli per l'archiviazione dati e l'hardware relativo alla rete di telecomunicazione;
- Postazioni lavoro per monitorare l'impianto con 2 monitor;
- n.2 stazioni metereologiche, ciascuna della quale che integri:
  - Sensori di temperatura ambiente:
    - Quantità: 2 elementi
    - Intervallo di funzionamento: da -40 fino a +80°C
    - Accuratezza:  $\leq 0.5$  grado
    - Costante di tempo termica: 30 s
  - Sensore di temperatura del pannello fotovoltaico
    - Quantità: 2 elementi
    - Intervallo di funzionamento: da -40 fino a +80°C
    - Accuratezza:  $\leq 0.5$  grado

- Costante di tempo termica: 240 s
- Sensore di irraggiamento
  - Quantità: 2 elementi
  - Tipo: Pyranometro secondario standard
  - Intervallo di funzionamento: da -40 fino a +80°C
- Anemometro
  - Quantità: almeno 2 elementi
  - Tipo: a tazza o equivalente
  - Intervallo di funzionamento: da 0 fino a 70m/s
  - Soglia di accuratezza: il più grande tra 0.5m/s e il 5%
- Indicatori di direzione del vento
  - Quantità: almeno 2 elementi
  - Direzione: 360°
  - Risoluzione: 25° o meno
- Sensori di pulizia dei pannelli:
  - Quantità: 2 elementi
  - Tipo: DustIQ
  - Orientamento: secondo il piano dei moduli fotovoltaici

L'unità di controllo locale SCADA sarà installata nella sala di controllo nell'unità di monitoraggio remoto (RMU). La sala di controllo sarà monitorata in termini di temperatura (10-25°C), umidità (20-40%) e dotata di un filtraggio dell'aria che rispetti i requisiti dei costruttori degli equipaggiamenti interni.

Le principali caratteristiche del sistema SCADA saranno:

- Visualizzazione in tempo reale delle condizioni dell'impianto (latenza <1s)
- Stato dei singoli equipaggiamenti in tempo reale
- Personalizzazione e controllo degli allarmi
- Tool di gestione della manutenzione
- Effettuazione di calcoli per la stesura di rapporti:
  - Rapporti operativi e di ambito finanziario

- Rapporti di manutenzione correttiva e preventiva

Le funzioni SCADA saranno:

- Gestione delle operazioni in campo: organizzare la manutenzione preventiva, applicare la manutenzione correttiva sulla base dei setting impostati e tracciare le prestazioni e la produzione dell'impianto con riferimento al business plan
- Gestione in-situ:
  - Impostazione e configurazione di allarmi personalizzati. Impostazione di segnali di allerta relativi alla produzione o ad altri parametri chiave
  - Pianificazione della manutenzione preventiva dell'impianto
- Monitoraggio locale:
  - I dati in tempo reale permetteranno all'operatore di conoscere gli ultimi dati registrati dagli equipaggiamenti
  - Ci saranno messaggi di allerta inviati automaticamente via e-mail in caso di malfunzionamenti degli equipaggiamenti o del sistema di comunicazione o in caso di produzione ridotta
  - Comparazione delle performance di equipaggiamenti simili per ottenere una diagnostica relativa ed eventuali asset inopportuni
- Comunicazione istantanea: la comunicazione diretta e istantanea consente il controllo sugli equipaggiamenti dell'impianto, l'accesso istantaneo ai dati e la possibilità di comando.
- Analisi dello storico:
  - Registrazione dei comandi di ogni utente e la loro corrispondenza con i segnali di allerta relativi alle condizioni delle apparecchiature dell'impianto
  - Monitorare la produzione e le condizioni operative di ogni apparecchio durante la vita dell'impianto.
  - Produzione di report mensili e annuali ed esportazione di serie storiche di dati, grafici e analisi di trend.

## 8. Valore ambientale dell'opera

Gli impatti positivi della realizzazione di impianti fotovoltaici riguardano il mancato inquinamento legato alla produzione di energia elettrica, che altrimenti sarebbe prodotta in centrali termoelettriche alimentate a combustibili fossili tradizionali.

La produzione di energia elettrica mediante combustibili fossili tradizionali comporta l'emissione di sostanze inquinanti e di gas serra. Tra questi ultimi, il più rilevante è la CO<sub>2</sub> (biossido di carbonio o anidride carbonica), il cui progressivo incremento nell'atmosfera è la causa principale dell'effetto serra. La SO<sub>2</sub> (anidride solforosa o biossido di zolfo) e gli NO<sub>x</sub> (ossidi di azoto) sono estremamente dannosi, sia per la salute dell'uomo, sia per il patrimonio storico e naturale (principali responsabili delle piogge acide) e per tale motivo il quantitativo rilasciato in atmosfera deve essere massimamente limitato.

**La produzione di energia elettrica da fonte solare risulta essere assolutamente a zero emissione di CO<sub>2</sub>, ed in generale a zero impatto atmosferico.**

Si sottolinea pertanto l'elevato valore ambientale dell'opera, soprattutto in termini di emissioni annue evitate.

L'Impianto immetterà nella rete elettrica nazionale circa 112.749.000 kWh/anno di energia elettrica rinnovabile, e pertanto avrà un impatto ambientale positivo equivalente a:

- mancata combustione annua di circa 16.395 tonnellate equivalenti di petrolio / derivati combustibili primari;
- **emissioni evitate** in atmosfera per un totale annuo di circa 51.526 tonnellate di CO<sub>2</sub> (fonte: AIB - 2022).

## 9. Descrizione delle opere civili di impianto

L'impianto agrivoltaico prevedrà una recinzione metallica alta 2 metri circa realizzata con pannelli elettrosaldati fissati a pali in acciaio zincato infissi nel terreno.



Dettaglio della recinzione perimetrale

Verrà installato un cancello d'ingresso con porte battenti di 3m ciascuna per consentire l'ingresso dei veicoli.

Al di fuori della recinzione è prevista una barriera vegetazionale volta alla mitigazione degli impatti visivi (comunque molto contenuti, vista la limitata altezza massima fuori terra delle strutture / apparati di impianto). Subito a ridosso della recinzione sarà impiantata una siepe fitta continua con essenze sempreverdi (es. *laurus nobilis*) alta circa 2 metri; a circa 5 ÷ 6 metri dalla recinzione, nei tratti di questa rivolti verso via Crocetta di Carano, sarà impiantata una schiera di ulivi distanziati non più di 5 metri l'uno dall'altro.

L'impianto sarà accessibile da via Crocetta di Carano attraverso un nuovo accesso carrabile.

Saranno installati n.35 locali prefabbricati (container metallici con struttura in acciaio e chiusure con doppi pannelli in lamiera grecata intramezzati da materiale isolante

termo-acustico): nello specifico n.15 power station (in cui sono alloggiati gli inverter, i trasformatori BT/MT e i quadri elettrici locali), n.2 locali tecnici finalizzati alla trasformazione MT/36 kV, e ad ospitare le apparecchiature elettriche generali di impianto, e n.18 storage unit (in cui sono alloggiate le batterie elettrochimiche e le apparecchiature elettriche di servizio).

Tutti i locali prefabbricati saranno poggiati su solette in calcestruzzo armato con doppia rete elettrosaldata a ferro nervato, previa decorticazione del terreno e realizzazione di un piano di posa in misto stabilizzato.

Il piano interno dei locali prefabbricati sarà rialzato rispetto al piano di campagna per evitare ogni rischio di allagamento.