



Enel Produzione S.p.A.



GRE CODE

GRE.EEC.R.27.IT.P.14456.00.012.00

PAGE

1 di/of 78

TITLE:

AVAILABLE LANGUAGE: EN

IMPIANTO FOTOVOLTAICO FLOTTANTE PRESENZANO INFERIORE

Presenzano (CE)

42,678 MWdc – 35,640 MWac

Progetto definitivo per autorizzazione

Relazione Tecnico Descrittiva



File: GRE.EEC.R.27.IT.P.14456.00.012.00-Relazione Tecnico-Descrittiva.docx

REV.	DATE	DESCRIPTION	PREPARED	VERIFIED	APPROVED
00	02/02/2024	Prima Emissione	A. OTTOBONI	M. IAQUINTA	P.POLINELLI D. STANGALINO

GRE VALIDATION

COLLABORATORS	VERIFIED BY	VALIDATED BY

PROJECT / PLANT: Presenzano Inferiore	GRE CODE																			
	GROUP	FUNCION	TYPE	ISSUER	COUNTRY	TEC	PLANT			SYSTEM	PROGRESSIVE	REVISION								
	GRE	EEC	R	2	7	I	T	P	1	4	4	5	6	0	0	0	1	2	0	0

CLASSIFICATION	PUBLIC	UTILIZATION SCOPE
		Progetto definitivo per autorizzazione

This document is property of Enel Produzione S.p.A. It is strictly forbidden to reproduce this document, in whole or in part, and to provide to others any related information without the previous written consent by Enel Produzione S.p.A.



Enel Produzione S.p.A.



GRE CODE

GRE.EEC.R.27.IT.P.14456.00.012.00

PAGE

2 di/of 78

INDICE

INDICE 2

INDICE DELLE FIGURE	4
INDICE DELLE TABELLE	6
ACRONIMI	7
1. PREMESSA	8
1.1. NORMATIVA DI RIFERIMENTO E FONTI CONSULTATE	11
2. DATI GENERALI DI PROGETTO	15
2.1. PREVENTIVO DI CONNESSIONE (STMG)	16
2.2. INQUADRAMENTO TERRITORIALE e LAYOUT DI PROGETTO	18
2.3. INQUADRAMENTO CATASTALE	20
2.3.1. Impianto flottante	20
2.3.2. OPERE DI CONNESSIONE	21
2.4. ACCESSO AL SITO	23
2.5. CARATTERISTICHE ATTUALI DEL SITO	24
2.6. Batimetria	26
2.7. Report fotografico	27
3. ANALISI VINCOLI E COMPATIBILITA' DELLE OPERE CON GLI STRUMENTI DI PIANIFICAZIONE E PROGRAMMAZIONE TERRITORIALE	32
4. GENERALITÀ SULLA TECNOLOGIA FOTOVOLTAICA	37
4.1. INTRODUZIONE	37
4.2. DEFINIZIONI	39
4.3. FUNZIONAMENTO DEL SISTEMA	40
5. IRRAGGIAMENTO E STIMA DI PRODUCIBILITÀ	41
5.1. PRODUCIBILITÀ ATTESA	41
5.2. PERDITE ENERGETICHE	43
6. CARATTERISTICHE TECNICHE DI IMPIANTO	44
6.1. Moduli fotovoltaici	44
6.2. Strutture di supporto dei moduli ed elementi galleggianti	45
6.3. Sistema di ancoraggio	49
6.3.1. Schema Strutturale	49
6.3.2. Descrizione delle singole componenti strutturali	49
6.3.3. Comportamento	50
6.3.4. Cosiderazioni Generali	50
6.4. Sistema di conversione (inverter)	51
6.5. Architettura della rete elettrica	52
6.6. Trasformatori di potenza	53
6.7. Quadri elettrici	54
6.8. Cabina di impianto	55
6.9. Sottostazione utente	55
6.10. Trasformatore elevatore AT/MT	57
6.11. Impianto di terra ed equipotenziale	57
6.12. Cavi in bassa tensione	58
6.13. Cavi in media tensione	59



Enel Produzione S.p.A.



GRE CODE

GRE.EEC.R.27.IT.P.14456.00.012.00

PAGE

3 di/of 78

6.14.	Cavi AT.....	60
6.15.	Cavi Dati.....	60
6.16.	Cavidotto MT: modalità di posa.....	60
6.17.	Cavidotto AT: modalità di posa, attraversamenti e fasce di rispetto.....	60
6.18.	Sistema di monitoraggio e controllo SCADA.....	63
6.19.	Recinzioni, sicurezza ed illuminazione.....	64
7.	OPERE DI RETE - AMPLIAMENTO STAZIONE TERNA.....	65
7.1.1.	Aspetti ambientali.....	67
8.	REALIZZAZIONE DELL'IMPIANTO.....	69
8.1.1.	Movimenti di terra.....	72
8.2.	CRONOPROGRAMMA.....	72
9.	SICUREZZA E PREVENZIONE INCENDI.....	74
9.1.	Sicurezza dei lavoratori.....	74
9.2.	Prevenzione incendi.....	74
10.	COLLAUDO, GESTIONE E MANUTENZIONE IMPIANTO.....	77
10.1.	Procedure di collaudo.....	77
10.2.	Gestione e manutenzione.....	77



Enel Produzione S.p.A.



GRE CODE

GRE.EEC.R.27.IT.P.14456.00.012.00

PAGE

4 di/of 78

INDICE DELLE FIGURE

Figura 1-1 Layout su CTR per Progetto Definitivo di impianto e connessione alla RTN	10
Figura 2-1 Corografia opere di connessione.....	16
Figura 2-2: Planimetria Interventi Opere di Rete- Lay Out post-intervento SE RTN 220 KV "Presenzano"	17
Figura 2-3- Inquadramento territoriale	18
Figura 2-4 : Vista satellitare Bacino di Presenzano e area interessata dalle opere di rete	18
Figura 2-5 Lay-out su Ortofoto	19
Figura 2-6: Dettaglio dell'inquadramento catastale del bacino di Presenzano	21
Figura 2-7 Stralcio di Mappa Catastale con inquadramento delle opere di connessione	22
Figura 2-8: Accessibilità al sito, partenza da Caserta.....	23
Figura 2-9: Accessibilità al sito, partenza dal porto di Napoli	23
Figura 2-10: Sezione di impianto	24
Figura 2-11: Diretrici per rilievi altimetrici.....	25
Figura 2-12: Rilievo altimetrico lungo la direttrice N-S.....	25
Figura 2-13: Rilievo altimetrico lungo la direttrice E-W.....	25
Figura 2-14: Rendering 3D – bacino di Presenzano.....	26
Figura 2-15: Rendering 3D – dettaglio area tramoggia	26
Figura 2-16: Vista generale Centrale	27
Figura 2-17 – vista del bacino dal lato Nord-Est.....	28
Figura 2-18 – vista del bacino dal lato Ovest.....	28
Figura 2-19 - Vista del bacino dal lato Nord - Ovest.....	29
Figura 2-20 – Strada Perimetrale (Coronamento)	29
Figura 2-21 - Vista del Bacino dal lato Ovest.....	30
Figura 2-22 Area di ubicazione della Sottostazione elettrica SSE-utente	30
Figura 2-23 Vista della Stazione RTN 220kV esistente e area di allacciamento alla rete.....	31
Figura 3-1 Piano stralcio difesa alluvioni Bacino F. Volturno	34
Figura 3-2 Stralcio Carta dei Vincoli D.lgs.42/2004	36
Figura 3-3 Inquadramento impianto e opere di rete connesse su tavola dei vincoli del PUC di Presenzano	36
Figura 4-1. Schema di principio di un impianto fotovoltaico connesso alla rete pubblica	37
Figura 4-2. Esempio di un sistema fotovoltaico flottante	38
Figura 5-1. Radiazione solare globale su piano orizzontale (GHI) in Italia. Media della somma annuale, periodo 1994-2013.	42
Figura 6-1: Pannello fotovoltaico	45
Figura 6-2: Vista e caratteristiche dell'unità ripetitiva (modulo) galleggiante.....	46
Figura 6-3: Installazione dei connettori centrali (4 unità collegate)	46
Figura 6-4: Installazione dei connettori laterali (2 unità collegate)	47
Figura 6-5 : esempio di struttura tipica portamoduli.....	47
Figura 6-6: Esempio di struttura di supporto ai pannelli fotovoltaici	48
Figura 6-7 Esempio di area di assemblaggio struttura e varo in acqua (1)	48



Enel Produzione S.p.A.



GRE CODE

GRE.EEC.R.27.IT.P.14456.00.012.00

PAGE

5 di/of 78

Figura 6-8: Prospetto convertitore	51
Figura 6-9: Tipico trasformatore di potenza MT/BT	53
Figura 6-10 Quadro servizi ausiliari cabina di trasformazione.....	55
Figura 6-11. sezione tipica del cavo XLPE	61
Figura 6-12 – Tipico camera di giunzione (sezione).....	62
Figura 6-13 – Tipico camera di giunzione (pianta)	62
Figura 6-14: Perdite di energia elettrica in un impianto di produzione da fonte solare	64
Figura 7-1 - Area di intervento in azzurro i serbatoi olio e in giallo le UTA. In arancione la Tettoia Fusti olio	65
Figura 8-1: Aree di cantiere e di installazione.....	71



Enel Produzione S.p.A.



GRE CODE

GRE.EEC.R.27.IT.P.14456.00.012.00

PAGE

6 di/of 78

INDICE DELLE TABELLE

Tabella 1-1: Caratteristiche centrale fotovoltaica PRESENZANO	10
Tabella 2-1 : Estremi catastali area impianto e opere connesse	20
Tabella 2-2 Dati Catasto delle particelle interessate dalle Opere per la Connessione alla RTN	21
Tabella 2-3:Caratteristiche del gruppo di potenza	25
Tabella 3-1 : Inquadramenti e cartografie allegate al Progetto Definitivo	32
Tabella 3-2 Sintesi Analisi Vincolistica.....	33
Tabella 5-1 Dati Tecnici Stima di Producibilità	41
Tabella 5-2 Stima perdite energetiche impianto	43
Tabella 6-1 Scheda tecnica pannello.....	44
Tabella 6-2 Scheda tecnica inverter	52
Tabella 8-1 Ipotesi movimento di terra.....	72



Enel Produzione S.p.A.



GRE CODE

GRE.EEC.R.27.IT.P.14456.00.012.00

PAGE

7 di/of 78

ACRONIMI

AIA	Autorizzazione Integrata Ambientale
AU	Autorizzazione Unica
AUA	Autorizzazione Unica Ambientale
AT	Alta Tensione
BT	Bassa Tensione
COE	Centre of Excellence
D.lgs.	Decreto Legislativo
DM	Decreto Ministeriale
D.P.	Decreto Presidenziale
GSE	Gestore Servizi Energetici
ENAC	Ente Nazionale per l'Aviazione Civile
EPC	Engineering, Procurement and Construction
EUAP	Elenco Ufficiale Aree Protette
FER	Fonte Energetica Rinnovabile
IBA	Important Bird Areas
LR	Legge Regionale
MiBAC	Ministero per i Beni e le Attività Culturali
MT	Media Tensione
PAS	Procedura Abilitativa Semplificata
PIT	Piano di Indirizzo Territoriale
PTP	Piano Territoriale Paesistico
PTPR	Piano Territoriale Paesaggistico Regionale
POD	Punto di Connessione (Point of Delivery)
PRG	Piano Regolatore Generale
Ramsar	Zone umide di importanza internazionale
R.D. Lgs.	Regio Decreto Legislativo
SIC	Sito di Importanza Comunitaria
SIF	Sistema Informativo Forestale
SITR	Sistema Informativo Territoriale Regionale
SITAP	Sistema Informativo Territoriale Ambientale Paesaggistico
VA	Verifica di Assoggettabilità
VIA	Valutazione di Impatto Ambientale
ZPS	Zone di Protezione Speciale
ZSC	Zona Speciale di Conservazione

1. PREMESSA

Il presente documento costituisce la relazione tecnico-descrittiva del progetto definitivo per la realizzazione di un impianto fotovoltaico flottante, installato sul **Bacino di Presenzano** - Bacino inferiore dell'impianto di generazione e pompaggio di Presenzano (CE).

L'impianto è progettato per operare in parallelo alla rete di distribuzione elettrica, cedendo totalmente alla Rete Nazionale l'energia prodotta.

La configurazione progettuale è stata determinata a valle di uno studio di fattibilità e successive valutazioni svolte da Stantec S.p.A. (di seguito "Stantec"), in qualità di Consulente Tecnico e Progettista incaricato da Enel Green Power, per conto di Enel Produzione S.p.A. (di seguito "Enel" o il "proponente").

L'area deputata risulta essere adatta allo scopo: presenta una buona esposizione ed è facilmente raggiungibile tramite l'infrastruttura di viabilità presente. La scelta progettuale permette inoltre di evitare nuovo consumo di suolo e si integra sinergicamente all'impianto idroelettrico presente, diminuendo i fenomeni di evaporazione delle acque di bacino.

La realizzazione della centrale elettrica fotovoltaica avverrà mediante:

- installazione di pannelli fotovoltaici su strutture metalliche di sostegno posizionate su piattaforme galleggianti atte a sostenere le condizioni più gravose di carico previste;
- realizzazione di tre cabine per la raccolta dell'energia elettrica prodotta dal parco e successivo innalzamento della tensione da bassa tensione "BT" a media tensione "MT" (tali cabine sono dette "di raccolta" o "di trasformazione");
- realizzazione di una Sottostazione elettrica di consegna lato utente ("SSE Utente") per la trasformazione da MT ad alta tensione "AT";
- realizzazione di cavidotti interrati in media tensione per il trasporto dell'energia elettrica dalle cabine di raccolta alla Sottostazione (SSE);
- realizzazione di un cavidotto con soluzione mista, in cui i cavi saranno per alcuni tratti posati in cavidotto interrato e per un tratto su zattera galleggiante;
- realizzazione di un cavidotto interrato in alta tensione per il trasporto dell'energia elettrica dalla SSE sino alla Stazione Terna, 220kV esistente e localizzata nell'area di Centrale a Nord del Bacino; al fine di consentire la connessione del nuovo impianto FV- in accordo con la STMG rilasciata da Terna Codice Pratica 202001034 - la Stazione Terna sarà oggetto di ampliamento con la realizzazione di un nuovo stallo.

In sintesi, le fasi dell'intero progetto prevedono:

1. Realizzazione del nuovo impianto
2. Esercizio del nuovo impianto
3. Dismissione del nuovo impianto

La centrale fotovoltaica sarà composta da 64664 moduli fotovoltaici, ciascuno di potenza elettrica di picco in condizioni standard pari a 660 Wp, con una potenza installata di 42,678 MWdc e potenza in immissione sulla rete pari a 35,640 MWac.

I principali componenti, ossia moduli fotovoltaici, inverter, apparecchi di conversione, sistema flottante e di ancoraggio sono stati selezionati dal team di Enel sulla base di un processo di selezione e di qualifica dei fornitori e sono stati condivisi poi con il team di progetto Stantec al fine di consentire la predisposizione della documentazione progettuale.

L'impianto sarà realizzato nell'ambito delle disposizioni del Decreto Legislativo del 29 dicembre 2003 n.387 in attuazione della Direttiva CE 2001/77 per la promozione della produzione di energia elettrica ottenuta da fonti rinnovabili.

Più in generale, si sottolinea come l'applicazione della tecnologia fotovoltaica consenta:

- la produzione di energia elettrica nel luogo di utilizzo della stessa e senza alcun tipo di inquinamento;
- il risparmio di combustibile fossile;
- la riduzione di immissione di anidride carbonica, NOx e SOx nell'atmosfera;



Enel Produzione S.p.A.



GRE CODE

GRE.EEC.R.27.IT.P.14456.00.012.00

PAGE

9 di/of 78

- produzione energetica azzerando l'inquinamento acustico;
- un incremento occupazionale ed economico sul tessuto produttivo locale;
- un ritorno economico dell'investimento negli anni di vita dell'impianto.

Inoltre, l'uso di un moderno sistema fotovoltaico galleggiante rispetto ad un più classico fotovoltaico a terra presenta numerosi vantaggi tra i quali:

1. nessun consumo di suolo: nessun uso di terre a vocazione agricola, nessun disboscamento o eliminazione di vegetazione preesistente, nessun aumento di rischio di erosione del suolo;
2. aumento della produzione di energia per sfruttamento della rifrazione dell'acqua: la superficie dell'acqua funziona come uno specchio e migliora l'irradiazione, aumentando la produzione di energia. La capacità dell'acqua di riflettere e amplificare la luce solare permette all'impianto di captare maggiori quantità di luce e di generare più energia;
3. aumento dell'efficienza dei moduli per minore surriscaldamento: l'acqua su cui poggiano i pannelli costituisce un sistema di raffreddamento naturale, evita il surriscaldamento e quindi limita le inefficienze. Ogni pannello fotovoltaico ha una temperatura ottimale di funzionamento tra i 20 e 25 gradi, all'aumentare della temperatura diminuisce il rendimento delle celle. Nelle installazioni a terra, nonostante livelli ottimali di irraggiamento, in alcuni periodi dell'anno possono verificarsi significativi cali di rendimento, a causa del surriscaldamento dei pannelli;
4. riduzione delle perdite di acqua dal bacino: la superficie galleggiante su cui sono installati i pannelli limita l'evaporazione dell'acqua diminuendo così anche gli apporti di acqua di reintegro del bacino;
5. riduzione dei consumi di acqua per la pulizia dei pannelli: i pannelli, essendo installati in acqua, sono soggetti a minore copertura di polvere con conseguente riduzione delle frequenze di lavaggio e minore consumo di acqua;
6. salvaguardia della qualità delle acque: la superficie galleggiante limita la proliferazione delle alghe grazie all'effetto di ombreggiamento della colonna d'acqua sottostante;
7. "modularità" del sistema: non avendo particolari limiti di spazio, una struttura galleggiante può essere facilmente implementata a moduli. È quindi possibile realizzare impianti di dimensioni e forme variabili creando vere e proprie "isole" galleggianti di pannelli fotovoltaici;

Le caratteristiche dell'impianto in progetto sono sintetizzate nella Tabella 1-1. Una rappresentazione del parco è fornita successivamente in Figura 1-1.

Tabella 1-1: Caratteristiche centrale fotovoltaica PRESENZANO

Tecnologia	Solare Fotovoltaico Flottante
Vita utile prevista	25-30 anni
Localizzazione (Comune)	Presenzano (Caserta)
Coordinate baricentro UTM zona 33 S	Latitudine: 424512.51 m E Longitudine: 4581104.06 m N
Superficie impianto	28 ha
Potenza nominale	35,64 MW _{AC}
Moduli (numero, tecnologia, potenza)	64.664, mono-crystalline, 3SUN modello 3SHBGH-AA-640-680, 660 W
Inverter (numero, tipo e potenza)	120, string-inverter, 330 kVA @ 30 °C
Trasformatori (numero, potenza, livelli di tensione)	Trasformatori cabine di campo: n°9; 4500kVA; tensione primaria 33 kV Trafo SSE Utente: n°1; 45/50 MVA; tensione primaria 220 kV

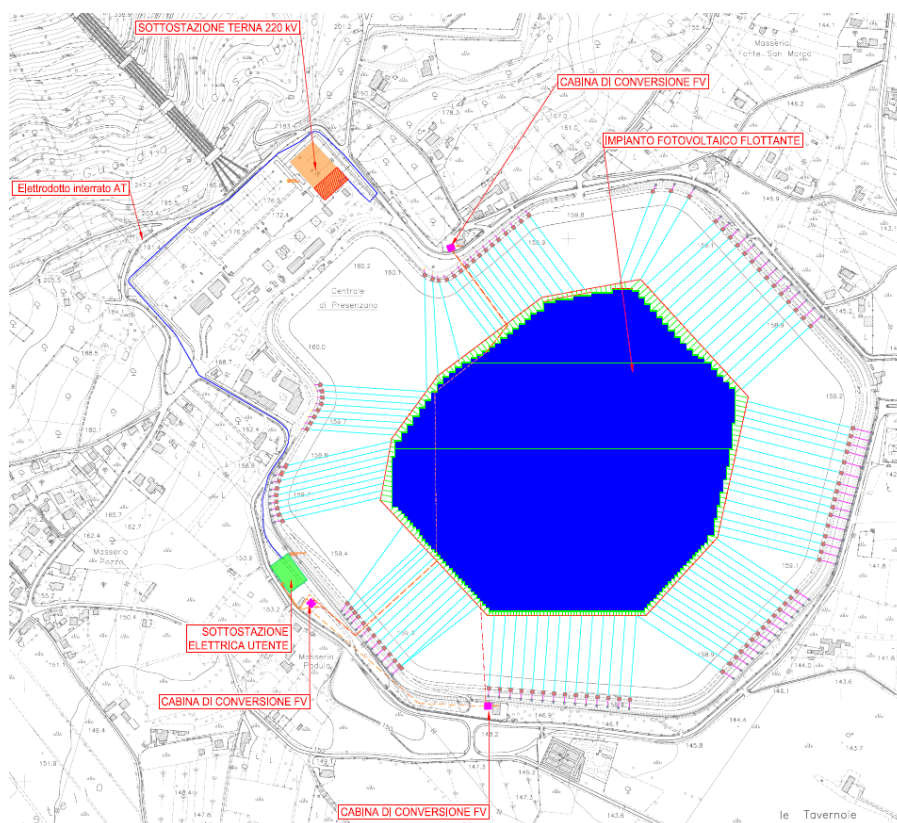


Figura 1-1 Layout su CTR per Progetto Definitivo di impianto e connessione alla RTN

1.1. NORMATIVA DI RIFERIMENTO E FONTI CONSULTATE

Nella stesura della presente relazione tecnica, sono state seguite le prescrizioni indicate e applicabili al caso specifico dalle seguenti norme:

- Guida CEI 0-2 II Ed. 2002, "Guida per la definizione della documentazione di progetto per gli Impianti Elettrici".
- DLgs 81/2008 del 9/4/2008 "Testo unico sulla sicurezza".
- DM 37/2008 del 22/1/2008.
- Norma CEI EN 61936-1, "Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in c.a. Parte 1: Prescrizioni comuni".
- Norma CEI EN 50522, "Messa a terra degli impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in c.a".
- Norma CEI EN 60271-1, "Classificazione delle condizioni ambientali. Parte 1 Parametri ambientali e loro severità".
- Norma CEI EN 61000-2-4, "Ambiente – Livelli di compatibilità per disturbi condotti in bassa frequenza negli impianti industriali".
- Norma CEI 11-17, "Linee in cavo".
- Norma IEC 62271-200, "A.C. metal-enclosed switchgear and controlgear for rated voltages above 1 kV and up to and including 52 kV".
- Norma CEI 64-8, "Impianti elettrici utilizzatori".
- Norma CEI EN 60076, "Trasformatori di potenza".
- Regolamento 548 del 21 maggio 2014.
- DM 15 luglio 2014, "Approvazione della regola tecnica di prevenzione incendi per la progettazione, l'installazione e l'esercizio delle macchine elettriche fisse con presenza di liquidi isolanti combustibili in quantità superiore ad 1 m³".
- Norma 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".
- Codice di rete Terna e suoi allegati

Gli impianti saranno realizzati a regola d'arte, come prescritto dalle normative vigenti, ed in particolare dal D.M. 22 gennaio 2008, n. 37.

Le caratteristiche degli impianti stessi, nonché dei loro componenti, saranno in accordo con le norme di legge e di regolamento vigenti ed in particolare saranno conformi:

- alle prescrizioni di autorità locali, comprese quelle dei VVFF;
- alle prescrizioni e indicazioni di Terna SpA (codice di rete);
- alle prescrizioni del gestore della rete;
- alle norme CEI (Comitato Elettrotecnico Italiano).

Per le opere civili devono essere inoltre rispettate le Norme Tecniche per le Costruzioni (NTC2018), approvate con Decreto Ministeriale 17 gennaio 2018.

I riferimenti di cui sopra possono non essere esaustivi. Ulteriori disposizioni di legge, norme e deliberazioni in materia vigenti alla data della presente relazione, anche se non espressamente richiamati, si considerano applicabili.

Si riportano inoltre i principali riferimenti legislativi per l'autorizzazione e la costruzione di impianti alimentati da fonti rinnovabili in Italia ed in Sicilia (si ricorda che sono riportati solo i documenti rilevanti per questo tipo di studio):

Leggi Nazionali:

- Decreto-Legge 24 febbraio 2023, n. 13, "Disposizioni urgenti per l'attuazione del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR) e del Piano nazionale degli investimenti complementari al PNRR (PNC), nonché l'attuazione delle politiche di coesione e della politica agricola comune.", convertito dalla L. 41/2023



Enel Produzione S.p.A.



GRE CODE

GRE.EEC.R.27.IT.P.14456.00.012.00

PAGE

12 di/of 78

- Legge 20 maggio 2022, n. 51 (Conversione del D.L. n.21/2022, recante misure urgenti per contrastare gli effetti economici e umanitari della crisi ucraina).
- Decreto-Legge 17 maggio 2022, n. 50 Misure urgenti in materia di politiche energetiche nazionali, produttività delle imprese e attrazione degli investimenti, nonché in materia di politiche sociali e di crisi ucraina (c.d. Decreto Aiuti)
- Decreto-legge 1 marzo 2022, n. 17 Misure urgenti per il contenimento dei costi dell'energia elettrica e del gas naturale, per lo sviluppo delle energie rinnovabili e per il rilancio delle politiche industriali. Decreto-Legge convertito con modificazioni dalla L. 27 aprile 2022, n. 34 (c.d. Decreto Semplificazioni bis).
- Decreto Legislativo n. 199 dell'8 novembre 2021, attuazione della direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 dicembre 2018, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili
- Legge n.108 del 29/07/2021 (Conversione del D.L. n.77/2021, noto come "Decreto Semplificazioni Bis").
- Decreto Legge n. 77 del 31/05/2021, "Governance del Piano Nazionale di Rilancio e Resilienza e prime misure di rafforzamento delle strutture amministrative e di accelerazione e di snellimento delle procedure" (cd. "Decreto Semplificazioni 2", o "Decreto Recovery"), coordinato con la legge di conversione 21 luglio 2021, n. 108;
- Decreto Legge n. 76 del 16/07/2020, "Misure urgenti per la semplificazione e l'innovazione digitale ("Decreto Semplificazioni") – Stralcio – Misure in materia di appalti, edilizia, semplificazione amministrativa, valutazione di impatto ambientale (Via), rifiuti sanitari, rottami ferrosi, bonifica dei siti inquinati, economia circolare, energie rinnovabili".
- Decreto Legislativo n.104 16/06/2017, "Attuazione della direttiva 2014/52/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 16 aprile 2014, che modifica la direttiva 2011/92/UE, concernente la valutazione dell'impatto ambientale di determinati progetti pubblici e privati, ai sensi degli articoli 1 e 14 della legge 9 luglio 2015, n. 114".
- Decreto Ministeriale n.52 del 30/03/2015, "Linee guida per la verifica di assoggettabilità a valutazione di impatto ambientale dei progetti delle Regioni e delle province autonome" definisce gli iter procedurali a livello nazionale per la verifica di assoggettabilità a Valutazione d' Impatto Ambientale". Esso riporti le linee guida per i progetti appartenenti all' allegato IV del D. Lgs. 152/2006 (i progetti soggetti a Verifica di Assoggettabilità), estendendo i criteri già definiti nell' Allegato V del D. Lgs. 152/2006.
- Decreto Legislativo n.28 03/03/2011, attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successive abrogazioni delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE; tale decreto ha introdotto misure di semplificazione e razionalizzazione dei procedimenti amministrativi per la realizzazione degli impianti a fonti rinnovabili, sia per la produzione di energia elettrica che per la produzione di energia termica.
- Decreto Ministeriale del 10/09/2010 "Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili"; pur nel rispetto delle autonomie e delle competenze delle amministrazioni locali, tali linee guida sono state emanate allo scopo di armonizzare gli iter procedurali regionali per l'autorizzazione degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti energetiche rinnovabili (FER).
- Decreto Legislativo n 152 del 03/04/2006, "Norme in materia ambientale" e ss.mm.ii.
- Decreto Legislativo n.42 del 22/01/2004, "Codice dei beni culturali e del paesaggio" e ss.mm.ii.
- 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 e ss.mm.ii.
- *Decreto del Presidente della Repubblica. n. 380 del 06/06/2001, "Testo unico delle disposizioni legislative e regolamentari in materia edilizia";*
- *Legge 21 novembre 2000 n° 353; Legge quadro in materia di incendi boschivi.*



Enel Produzione S.p.A.



GRE CODE

GRE.EEC.R.27.IT.P.14456.00.012.00

PAGE

13 di/of 78

- *Decreto Ministeriale del 10/01/ 2000*, riguardante la delimitazione dei Siti di Interesse Nazionale
- *Legge n. 426 del 9/12/1998*, "Nuovi interventi in campo ambientale".
- *Decreto Legislativo n. 22 del 05/12/1997*, "Attuazione delle direttive 91/56/CEE sui rifiuti, 91/698/CEE sui rifiuti pericolosi e 94/62/CE sugli imballaggi e sui rifiuti di imballaggio".
- *Regio Decreto Legislativo n.3267 del 30/12/1923*, "Riordinamento e riforma della legislazione in materia di boschi e di terreni montani";

Normativa Locale

- La *DGR n.475 del 18 marzo 2009* ha approvato la proposta di Piano Energetico Ambientale Regionale e avviato le attività di consultazione, di valutazione ambientale strategica e di stesura del PEAR
- Con la *DGR n. 363 del 20/06/2017*, la Giunta regionale prende atto del "Piano Energetico Ambientale Regionale", redatto dal Tavolo Tecnico di cui al Decreto del Presidente della Giunta Regionale della Campania n. 166 del 21/07/2016, da considerarsi preliminare rispetto all'adozione del PEAR definitivo, demandando alla Direzione Generale per lo Sviluppo Economico l'avvio della procedura di Valutazione Ambientale Strategica. di prendere atto del "Piano Energetico Ambientale Regionale",
- *Regolamento regionale n. 1/2010* "Disposizioni in materia di procedimento di valutazione di incidenza"
- Con il *Decreto Dirigenziale n.50 del 18/02/2011* sono stati adottati "criteri per la uniforme applicazione delle "linee guida per il procedimento di cui all'articolo 12 del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387 per l'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio di impianti di produzione di elettricità da fonti rinnovabili nonché' linee guida tecniche per gli impianti stessi" emanate con DM (MISE) 10/9/2010", pubblicato in GU n°219 del 18/9/2010". All'art.2.3.4 del decreto si delega alle province dell'esercizio delle funzioni di rilascio dell'autorizzazione unica per l'installazione ed esercizio degli impianti fotovoltaici: fino alla potenza di 1 MWe di picco;
- Il *Decreto Dirigenziale n.420 del 28/09/2011* anche esso emesso per uniformare le linee guida per il procedimento di cui all'art. 12 del D.Lgs.387/2003, fornisce un nuovo schema di domanda di autorizzazione unica, di varianti, di voltura, di integrazione del progetto, per la realizzazione di impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e delle relative opere ed infrastrutture di competenza regionale, indica la prassi da seguire ed inoltre indica la lista delle amministrazioni da convocare per partecipare alla conferenza di servizi.
- Con il *Decreto Dirigenziale n.516 del 26/10/2011* vengono definiti criteri procedurali per l'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio di impianti di produzione di elettricità da fonti rinnovabili. Esso aggiorna parzialmente il DD n.420 e stabilisce che nell'autorizzazione unica non rientra l'autorizzazione sismica di cui alla LR 9/83 come modificata dalla LR 19/09 ed è stato approvato con l'allegato 1 al medesimo, in via esemplificativa, l'elenco delle amministrazioni invitate a partecipare alle conferenze di servizi di cui all'art. 12 del D.Lgs. n. 387/2003.
- La *Delibera della Giunta Regionale n.48 del 28/02/2014*, "Revoca della DGR 1642/09 e disciplina di dettaglio della procedura di cui all'art. 12 del d.lgs. 387/2003", all'art.1 revoca la DGR 1642/2009 che nell'art.5 confermava la delega alle Province all'esercizio della funzione di rilascio dell'autorizzazione unica per l'installazione ed esercizio degli impianti fotovoltaici: fino alla potenza di 1 MegaWatt di picco.
- Il *Decreto n.810 del 17/09/2014* infine definisce nell'Allegato A il modello le domande di autorizzazione unica, di varianti, di voltura, di integrazione del progetto, per la realizzazione di impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e delle relative opere ed infrastrutture di competenza regionale e nell'allegato B l'elenco delle amministrazioni invitate a partecipare alla conferenza di servizi per esprimersi sugli interessi affidati alla propria tutela (si allega lo schema di domanda come disponibile dal sito della regione Campania, Allegato A1).
- La *D.G.R. n. 167 del 31/3/2015* approva le "Linee Guida e Criteri di indirizzo per



Enel Produzione S.p.A.



GRE CODE

GRE.EEC.R.27.IT.P.14456.00.012.00

PAGE

14 di/of 78

l'effettuazione della valutazione di incidenza in Regione Campania" ai sensi dell'art. 9, comma 2 del Regolamento Regionale n. 1/2010 e della D.G.R. 62 del 23/02/2015

- *Legge Regionale 9 novembre 2015, n.14* "Disposizioni sul riordino delle funzioni amministrative non fondamentali delle province in attuazione della legge 7 aprile 2014, n. 56 e della legge 23 dicembre 2014 n. 190" - pubblicata sul Bollettino ufficiale della Regione Campania n. 66 del 10 novembre 2015 ed integrata con le modifiche apportate dalle leggi regionali 5 aprile 2016, n. 6 e 2 agosto 2018, n. 26. - detta le disposizioni finalizzate al riordino delle funzioni amministrative esercitate dalle Province in qualità di enti di area vasta e dalla Città Metropolitana di Napoli, nel rispetto dei principi di sussidiarietà, adeguatezza e differenziazione.
- *La DGR n. 686 del 6 dicembre 2016* approva le nuove "Modalità di calcolo degli oneri per le procedure di Valutazione Ambientale Strategica, Valutazione di Impatto Ambientale e Valutazione di Incidenza di competenza della Regione Campania".
- *La DGR n. 716 del 21 novembre 2017* che riguarda la "Revoca della DGR. n. 325 del 8/8/2013 e nuovi indirizzi in materia di impianti per la produzione di energia da fonte rinnovabile". La DGR n. 325/2013 riguardava discipline in materia di autorizzazione energetica.
- *La DGR n.680 del 7 novembre 2017* che approva i nuovi "Indirizzi operativi e procedurali per lo svolgimento della valutazione di impatto ambientale in regione Campania, che sostituisce la DGR n 211/2011;
- *Regolamento Regionale n.3 del 11 aprile 2018* che abroga la DPGR n.10/2010 che riguardava le disposizioni in materia di valutazione d'impatto ambientale, a seguito della modifica a livello nazionale del D.Lgs. 152/2006 con il D.Lgs. 104/2017.
- *Legge Regionale 6 novembre 2018, n. 37* "Norme per l'attuazione del Piano Energetico Ambientale" recante norme per l'attuazione del Piano Energetico Ambientale (PEAR). La legge definisce i compiti della Regione e degli enti locali e specifica gli iter autorizzativi introducendo procedimenti semplificati.

2. DATI GENERALI DI PROGETTO

Il componente primario dell'impianto fotovoltaico è il modulo (pannello) fotovoltaico. Più moduli sono collegati in serie a formare una stringa.

Le stringhe sono collegate tra loro in parallelo ad uno string-inverter, strumento che raccoglie la corrente elettrica continua prodotta dalle stringhe e la converte in corrente elettrica alternata.

Per poter essere immessa nella rete elettrica nazionale, la potenza generata dai pannelli fotovoltaici viene innalzata da bassa a media tensione mediante trasformatori installati nelle cabine di raccolta (o di *trasformazione*). Più inverter sono tra loro collegati in parallelo allo stesso quadro generale di bassa tensione (QGBT) a cui è associato un trasformatore MT/BT.

La potenza generata viene trasportata dalle cabine di trasformazione tramite un cavidotto interrato in media tensione ad una Sottostazione Utente (SEE) dove avviene la trasformazione da media ad alta tensione e da lì al punto di connessione ovvero alla Stazione Terna (Stazione RTN) tramite cavidotto in alta tensione. I criteri di allacciamento alla rete di trasmissione sono specificati dal gestore di rete tramite la soluzione tecnica minima per la connessione (STMG).

Un impianto fotovoltaico flottante, rispetto ad un tradizionale, prevede l'installazione dei moduli fotovoltaici sopra degli elementi galleggianti, tipicamente cubi in materiale plastico cavo, localizzati su bacini o serbatoi di centrali idroelettriche, come nel caso in questione.

Questa scelta porta numerosi vantaggi, tra i più importanti:

- l'annullamento di consumo di suolo per il parco
- l'innalzamento dell'efficienza di conversione elettrica dei pannelli grazie all'effetto di raffreddamento dato dal bacino
- la riduzione dell'evaporazione dell'acqua di bacino.

Gli string-inverter saranno installati sopra la piattaforma flottante, mentre le cabine di impianto saranno installate sulla terraferma.

La realizzazione dell'impianto fotovoltaico flottante in progetto prevederà:

- n° 64.664 moduli fotovoltaici;
- elementi galleggianti
- n°120 inverter;
- n°3 cabine di raccolta equipaggiate con n.3 trasformatori BT/MT ciascuna;
- n°1 Sottostazione Utente comprensiva di quadro generale, trasformatore MT/AT e stallo AT;
- n°1 nuovo stallo da realizzarsi presso la Stazione RTN 220kV esistente, per il collegamento alla rete di trasmissione nazionale (RTN) e consegna dell'energia prodotta;
- n° 106 piattaforme sul coronamento;
- n° 82 blocchi di ancoraggio a valle;
- n° 24 ancoraggi con tirante;
- n° 107 cavi di ancoraggio;
- n°2 cavidotti interrati in media tensione dalle cabine di trasformazione 1 e 2 alla SSE;
- n°1 cavidotto con soluzione mista, dalla cabina di trasformazione 3 alla SSE, in cui i cavi saranno per alcuni tratti posati in cavidotto interrato e per un tratto su zattera galleggiante;
- n°1 cavidotto interrato in alta tensione dalla SSE alla Stazione RTN di lunghezza complessiva pari a circa 1,4 km;
- sistema di monitoraggio SCADA;
- rete di terra ed equipotenziale di collegamento di tutte le strutture in grado di essere attraversate da corrente in caso di guasto o malfunzionamento.

2.1. PREVENTIVO DI CONNESSIONE (STMG)

A seguito della richiesta di connessione inoltrata da EGP ad e-distribuzione, il Gestore di Rete ha elaborato una Soluzione Tecnica Minima Generale per il preventivo di connessione alla rete AT dell'impianto fotovoltaico in oggetto, CODICE PRATICA 202001034.

I dati relativi al committente sono i seguenti:

Committente	ENEL PRODUZIONE S.P.A.
Indirizzo	Viale Regina Margherita, 137 – Roma 00198 RM

La Soluzione Tecnica Minima Generale prevede che l'impianto venga allacciato in antenna a 220 kV su un futuro ampliamento a 220 kV della stazione Elettrica (SE) della RTN a 220kV denominata "Presezano".

La Stazione di trasformazione MT/AT e l'elettrodotto AT in antenna a 220kV per il collegamento dell'impianto alla SE RTN costituiscono impianto di utenza mentre lo stallo 220 kV costituisce impianto di rete per la connessione.

Nella figura seguente si riporta l'area di realizzazione delle opere di rete con la traccia del percorso del cavidotto interrato e l'indicazione dell'area di ampliamento della SE RTN e relativi raccordi

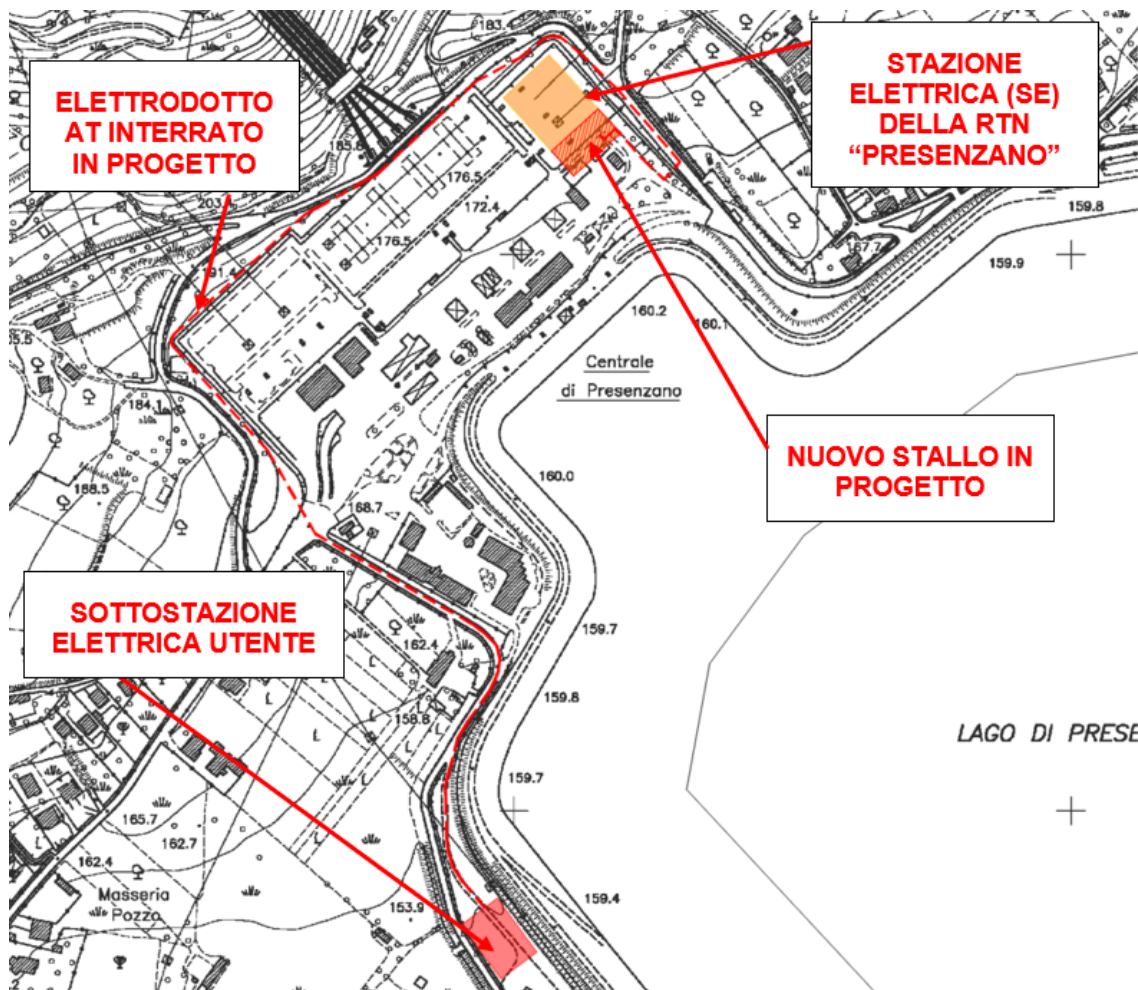
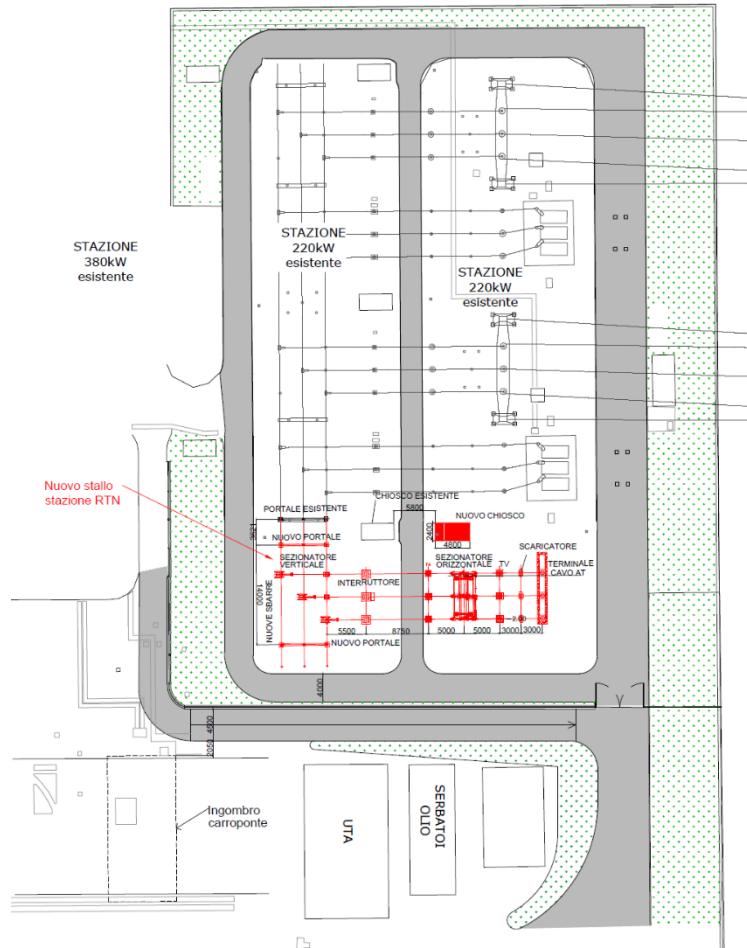


Figura 2-1 Corografia opere di connessione



**Figura 2-2: Planimetria Interventi Opere di Rete- Lay Out post-intervento SE RTN 220 KV
“Presenzano”**

2.2. INQUADRAMENTO TERRITORIALE E LAYOUT DI PROGETTO

L'area di interesse dell'impianto fotovoltaico ricade nel territorio del comune di Presenzano, provincia di Caserta, Campania, presso il bacino inferiore (bacino di Presenzano) della centrale idroelettrica di Presenzano, di proprietà Enel Produzione S.p.A.

L'area di impianto è identificata dalle seguenti coordinate geografiche (UTM 33 T):

- Latitudine: 4581106.85 m N
- Longitudine: 424491.08 m E

La Stazione Elettrica Terna ("SE" RTN) a 220 kV denominata "Presenzano" ove avverrà la connessione alla RTN è identificata dalle seguenti coordinate geografiche (UTM 33 T):

- Latitudine: 4581601.66 m N
- Longitudine: 424065.08 m E

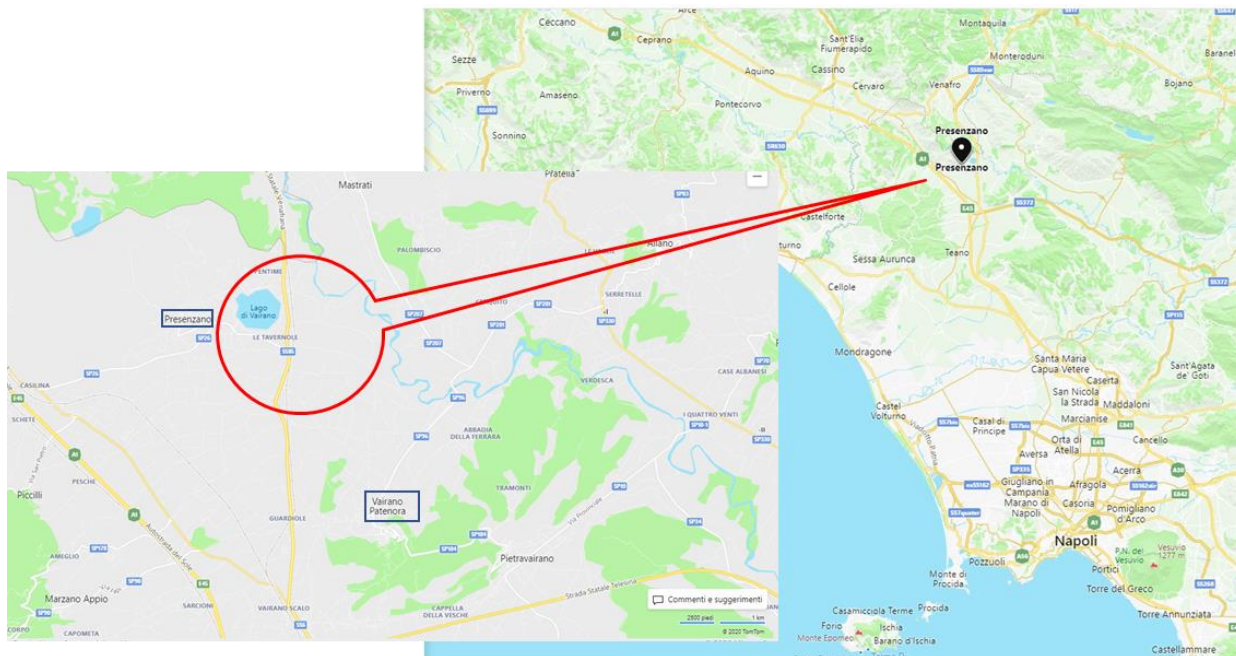


Figura 2-3- Inquadramento territoriale

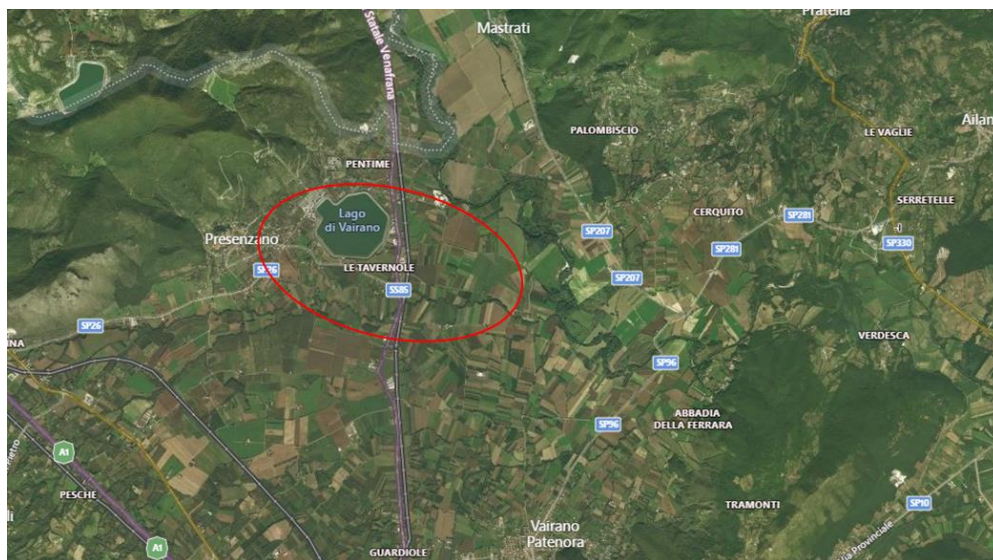


Figura 2-4 : Vista satellitare Bacino di Presenzano e area interessata dalle opere di rete

Il Lay-out è stato sviluppato all'interno di "un'area utile di installazione". Detta area utile è stata individuata in base alle esigenze di esercizio della Centrale quali le distanze di sicurezza dell'opera di presa e dallo scarico di fondo.

Il lay-out finale è stato determinato sulla base di uno Studio di fattibilità. Tra le valutazioni principali effettuate in fase di studio vi sono quelle inerenti alla fattibilità tecnica, sicurezza dell'installazione e necessità operative di Centrale (possibilità di poter ispezionare il fondo del bacino per motivi di monitoraggio e sicurezza) che hanno determinato la scelta della forma presentata.

L'impianto in progetto sarà quindi composto da 64.664 pannelli, installati sopra elementi galleggianti per una superficie totale pari a 28 ha circa. I pannelli hanno inclinazione fissa pari a 10°, con orientamento N-S.

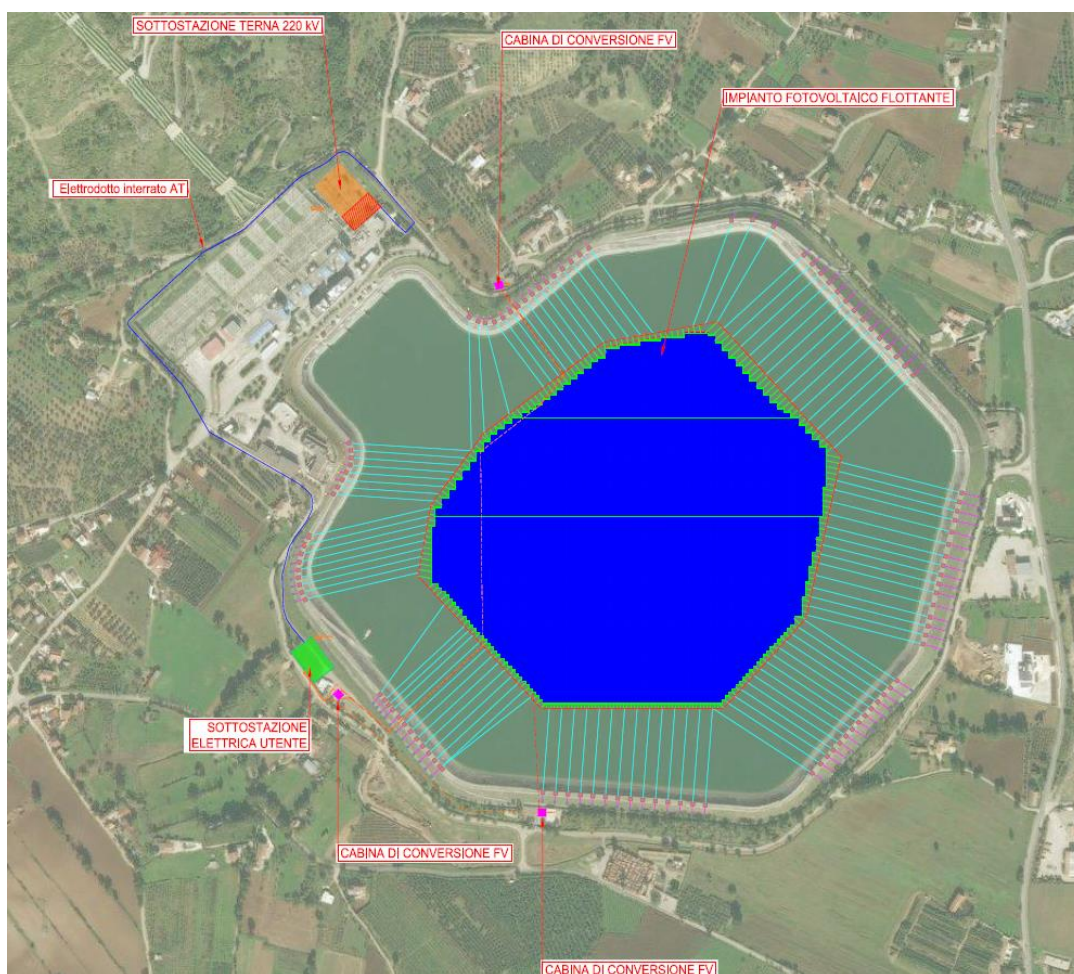


Figura 2-5 Lay-out su Ortofoto

La totalità dei pannelli dovrà essere suddivisa in 3 macroaree che dovranno essere connesse a tre distinte cabine di trasformazione installate sulle sponde del bacino (terra ferma) in posizioni opportune al fine di minimizzare il percorso dei cavi di collegamento dalle zattere alla terra ferma. A sua volta ogni macroarea dovrà essere suddivisa in tre sotto aree al fine di contenere il dimensionamento dei cavi di collegamento verso la cabina di conversione. Conseguentemente dovranno essere previsti 40 inverter per ogni macroarea.

I pannelli dovranno essere collegati in stringhe agli inverter installati sulle zattere (32 pannelli per stringa con un massimo di 18 stringhe per inverter).

Per ogni sotto area saranno previsti dei quadri di parallelo a cui dovranno essere collegati i relativi inverter, con un massimo di 4 unità. Pertanto, si avranno per ogni macroarea 12 quadri di parallelo, installati sulle zattere, e 12 linee di collegamento verso la relativa cabina di conversione.

La potenza prodotta dai pannelli di ogni macroarea e convertita dagli inverter in corrente alternata a 800 V sarà elevata alla tensione di 33 kV tramite trasformatori elevatori da

4,5 MVA a cui saranno collegate le linee di bassa tensione provenienti dalle singole sotto aree, previo appoggio sul quadro generale di ogni macroarea dove saranno installati i contatori di energia.

In uscita dalle cabine di trasformazione di ogni macroarea, si deriverà una linea in media tensione a 33 kV per la connessione al quadro di media tensione (33 kV) di raccolta dell'impianto fotovoltaico, connesso a sua volta al trasformatore elevatore a 220 kV per l'evacuazione della potenza prodotta. La nuova sottostazione utente (SSU) sarà connessa attraverso una linea in cavo AT a 220 kV alla stazione elettrica esistente di alimentazione dei servizi ausiliari della centrale esistente.

I cavi previsti per il collegamento in bassa tensione dagli string-inverter alle cabine di trasformazione saranno posati su passerella galleggiante, di caratteristiche tali da consentire una corretta funzionalità anche tenuto conto delle variazioni del livello idrico del bacino.

Per maggiori dettagli sul tracciato dei cavidotti in media tensione da realizzare si rimanda all'elaborato "GRE.EEC.D.27.IT.P.14456.00.037.00 - Planimetria Percorso Cavi e Sezioni di Posa (impianto)".

2.3. INQUADRAMENTO CATASTALE

Di seguito vengono identificati gli estremi catastali delle aree destinate all'impianto fotovoltaico galleggiante e relative opere connesse.

Per un maggior dettaglio si rimanda agli elaborati "GRE.EEC.D.27.IT.P.14456.00.009.00 - Piano Particellare descrittivo" e "GRE.EEC.D.27.IT.P.14456.00.010.00 - Piano Particellare grafico".

2.3.1. IMPIANTO FLOTTANTE

Le informazioni dell'area di impianto del bacino di Presenzano sono riportate nella tabella sottostante.

ID	Comune	Foglio	Particella	Sub.	Intestatario	Categoria
1	Presenzano	4	5403	-	ENEL PRODUZIONE S.P.A. con sede in ROMA (RM)	D1
2			5200	-	ENEL PRODUZIONE S.P.A. con sede in ROMA (RM)	
3		10	5131	-	ENEL PRODUZIONE S.P.A. con sede in ROMA (RM)	D1
4			5327	-	ENTE URBANO	
5		9	5291	-	ENEL PRODUZIONE S.P.A. con sede in ROMA (RM)	D1
6			5117	-	ENEL PRODUZIONE S.P.A. con sede in ROMA (RM)	
7		3	5306	-	ENEL PRODUZIONE S.P.A. con sede in ROMA (RM)	D1
8			5301	-	ENEL PRODUZIONE S.P.A. con sede in ROMA (RM)	C2
9			5528	-	ENEL PRODUZIONE S.P.A. con sede in ROMA (RM)	
10			5667	-	COMUNE PRESENZANO con sede in PRESENZANO (CE)	ULIVETO
11			5606	-	COMUNE PRESENZANO con sede in PRESENZANO (CE)	
12			5607	-	COMUNE PRESENZANO con sede in PRESENZANO (CE)	F1

Tabella 2-1 : Estremi catastali area impianto e opere connesse

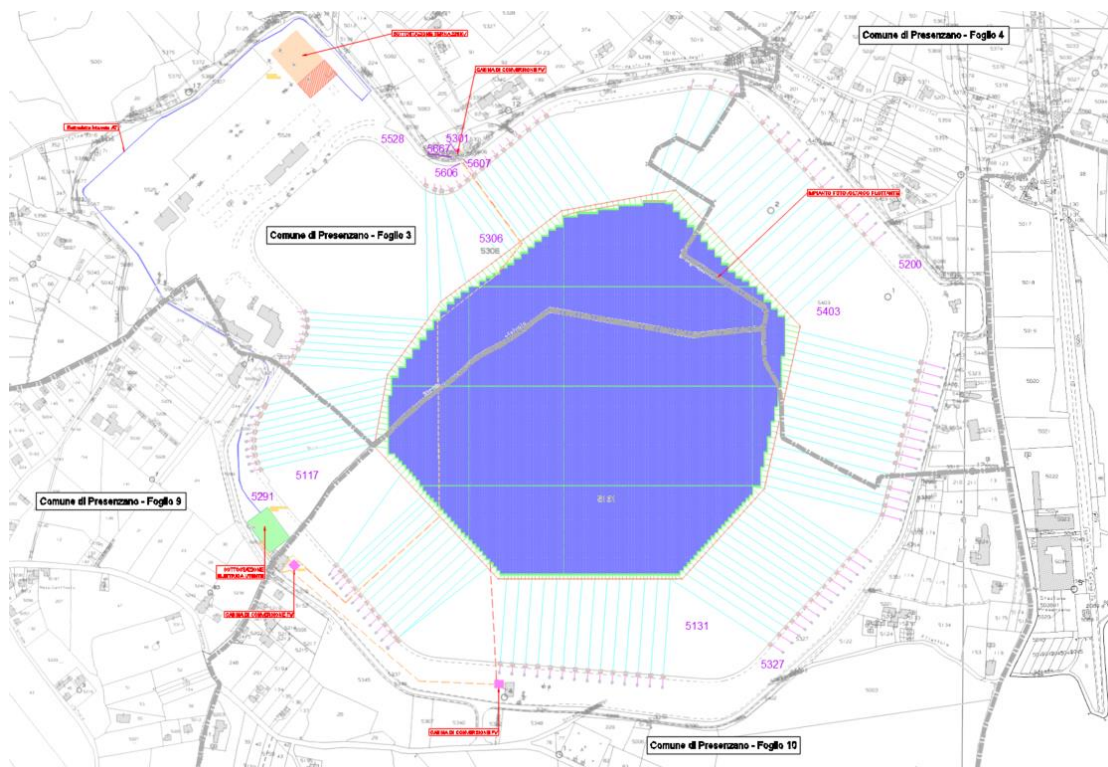


Figura 2-6: Dettaglio dell'inquadramento catastale del bacino di Presenzano

2.3.2. OPERE DI CONNESSIONE

Di seguito si riporta indicazione delle particelle interessate dalla soluzione di connessione (cavidotto AT e ampliamento Stallo Terna SE RTN "Presenzano").

Tabella 2-2 Dati Catasto delle particelle interessate dalle Opere per la Connessione alla RTN

ID	Comune	Foglio	Particella	Sub.	Intestatario	Categoria
1	Presenzano	3	5528	-	ENEL PRODUZIONE S.P.A. con sede in ROMA (RM)	D1
2			5307	-	ENEL PRODUZIONE S.P.A. con sede in ROMA (RM)	D1
3			5525	-	T.E.R.NA. TRASMISSIONE ELETTRICITA' RETE NAZIONALE SPA con sede in ROMA (RM)	D1
4			5560	-	COMUNE PRESENZANO con sede in PRESENZANO (CE)	F1
5			5541	-	COMUNE PRESENZANO con sede in PRESENZANO (CE)	ULIVETO
6		9	5079	-	COMUNE PRESENZANO con sede in PRESENZANO (CE)	ULIVETO
7			5265	-	COMUNE PRESENZANO con sede in PRESENZANO (CE)	ULIVETO
8			5274	-	COMUNE PRESENZANO con sede in PRESENZANO (CE)	SEMIN ARBOR
9			5270	-	COMUNE PRESENZANO con sede in PRESENZANO (CE)	VIGNETO
10		3	5552	-	COMUNE PRESENZANO con sede in PRESENZANO (CE)	F1

ID	Comune	Foglio	Particella	Sub.	Intestatario	Categoria
11		9	5273	-	COMUNE PRESENZANO con sede in PRESENZANO (CE)	SEMIN ARBOR
12			5296	-	COMUNE PRESENZANO con sede in PRESENZANO (CE)	F1
13			5291	-	ENEL PRODUZIONE S.P.A. con sede in ROMA (RM)	D1
14		3	5559	-	COMUNE PRESENZANO con sede in PRESENZANO (CE)	F1

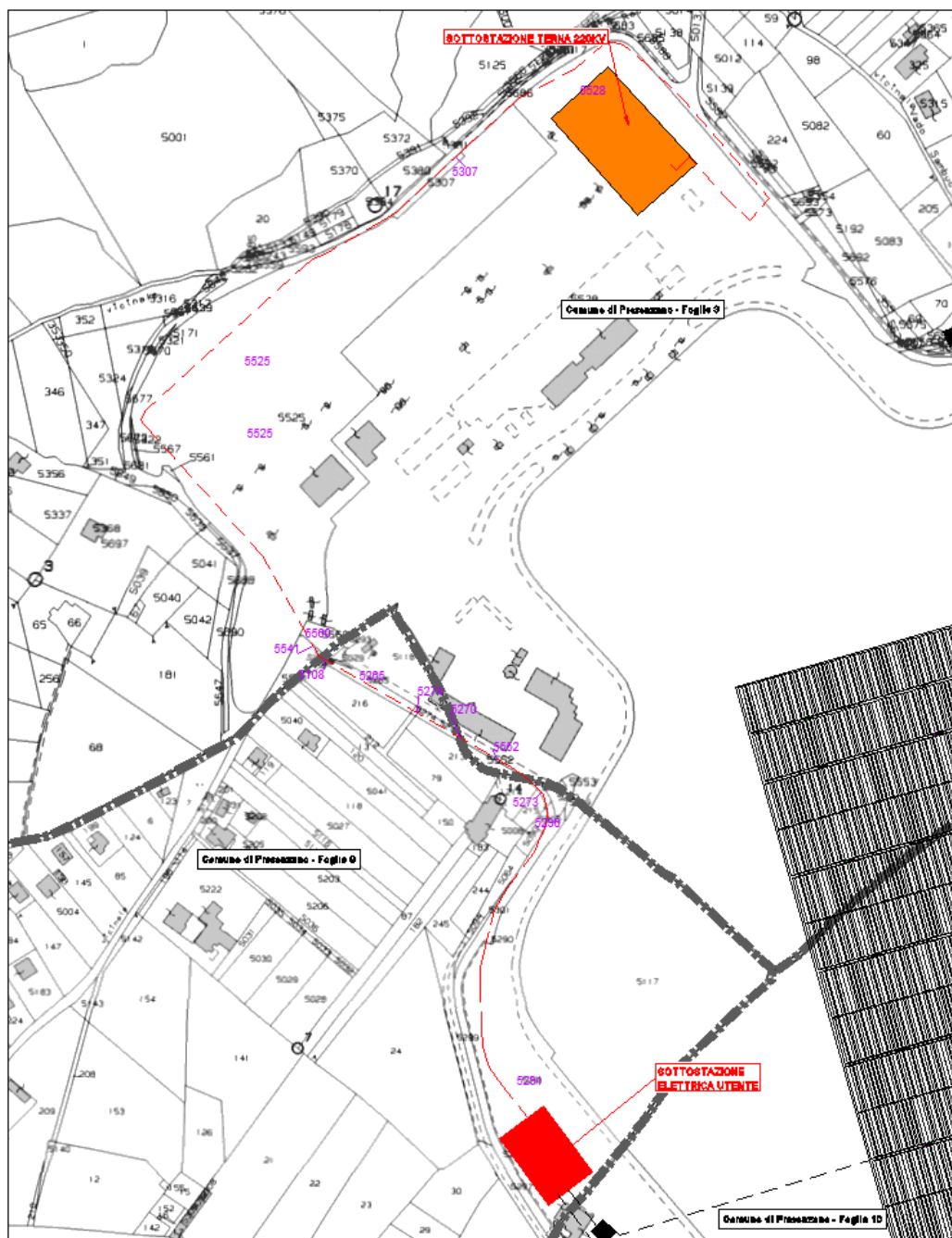


Figura 2-7 Stralcio di Mappa Catastale con inquadramento delle opere di connessione

2.4. ACCESSO AL SITO

Il sito è facilmente raggiungibile dal comune di Caserta percorrendo la autostrada A1 in direzione Nord Ovest, fino all'uscita di Caianello, e successivamente la strada statale Telesina SS372 fino a giungere al comune di Presenzano. La lunghezza complessiva del percorso è di circa 50 km.

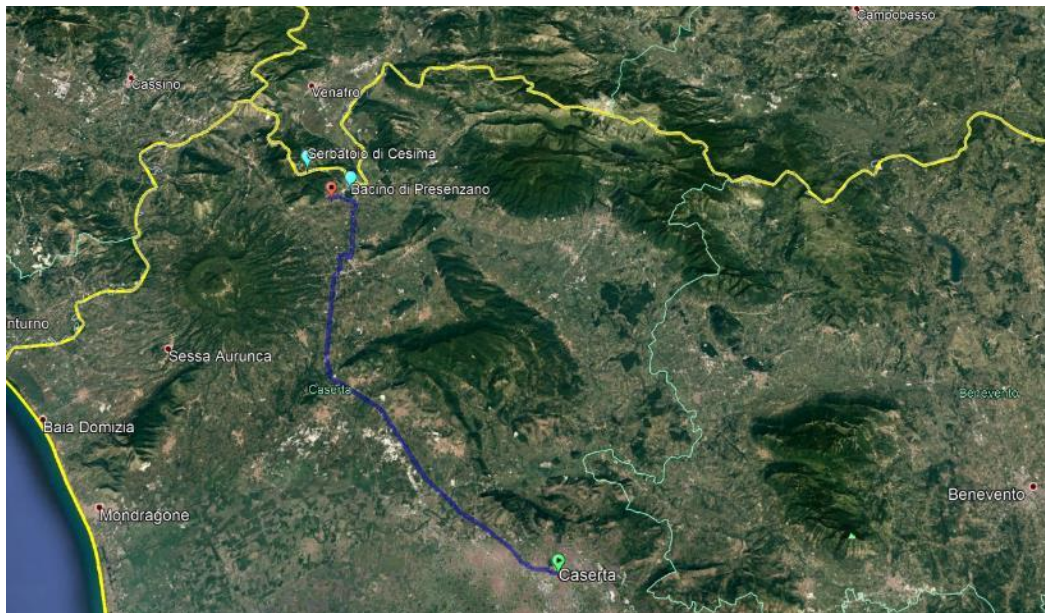


Figura 2-8: Accessibilità al sito, partenza da Caserta

In alternativa, il percorso per raggiungere il sito da Napoli porto prevede di percorrere sempre la A1/E45, in direzione di SS372 a Caianello, prendere poi l'uscita Caianello da A1/E45 e proseguire per la SS85 fino a destinazione, per un totale di 76 km circa.

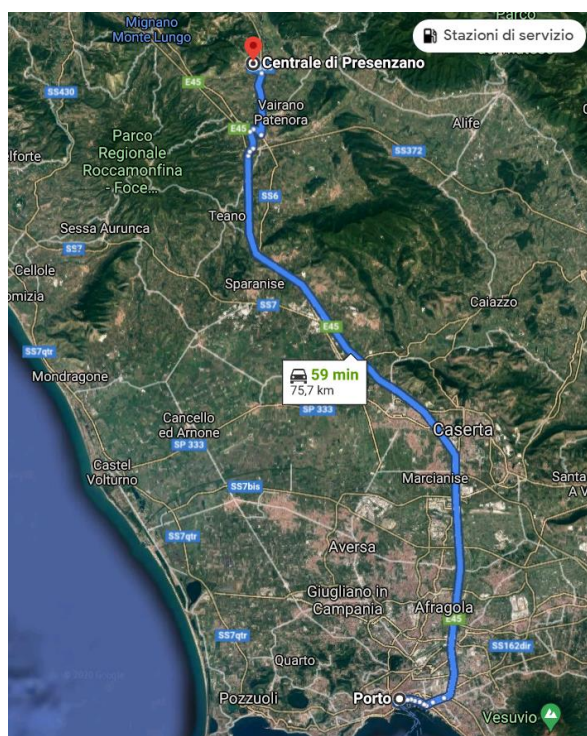


Figura 2-9: Accessibilità al sito, partenza dal porto di Napoli

La strada SS85, con la quale si arriva in prossimità del sito, è una strada a doppia corsia, con larghezza della carreggiata pari a circa 6,5 m; mentre la SP2, che consente di giungere al

sito presenta una carreggiata di 5 m.

Si noti come la presenza della stessa centrale idroelettrica è indice di una buona condizione della viabilità per il trasporto dei componenti.

Inoltre, si aggiunge che, la viabilità interna al sito è in buono stato e non necessita interventi di adeguamento. Il perimetro del bacino è circoscritto da una strada carrabile asfaltata in buono stato, che permette il transito di automobili e mezzi da lavoro.

2.5. CARATTERISTICHE ATTUALI DEL SITO

Il bacino idrico artificiale di Presenzano, dove si intende installare l’impianto flottante, ha una superficie pari a circa 67,6 ha ed ha una profondità tra gli 11 ed i 16 metri. Nel serbatoio inferiore vengono accumulati i deflussi derivati durante le ore diurne dal serbatoio superiore, inoltre, è presente una derivazione ausiliaria del Rio S. Bartolomeo, affluente di destra del fiume Volturno, destinata al primo riempimento del serbatoio inferiore ed a reintegrare in esso le eventuali perdite per evaporazione e infiltrazione.

L’invaso del bacino inferiore, negli ultimi 15 anni, è variato tra i 148 metri s.l.m. e i 154 metri s.l.m., con una media intorno ai 150 metri s.l.m. Nella foto seguente è mostrato lo storico dell’invaso del Lago dal 2014 al 2019:

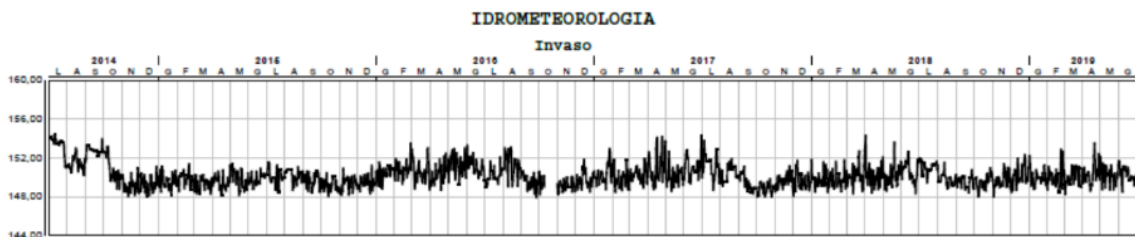


Figure 2-1: Storico Invaso del bacino inferiore

Il bacino idrico di Presenzano ed il serbatoio di Cesima, costituiscono il circuito chiuso che alimenta la centrale idroelettrica di Presenzano con la finalità di accumulare dei volumi d’acqua sollevati mediante pompaggio dalla centrale di Presenzano durante le ore di minore carico della rete elettrica e destinati ad essere turbinati in produzione nella stessa Centrale, utilizzando e riqualificando l’energia notturna e festiva prodotta nelle centrali termiche tradizionali.

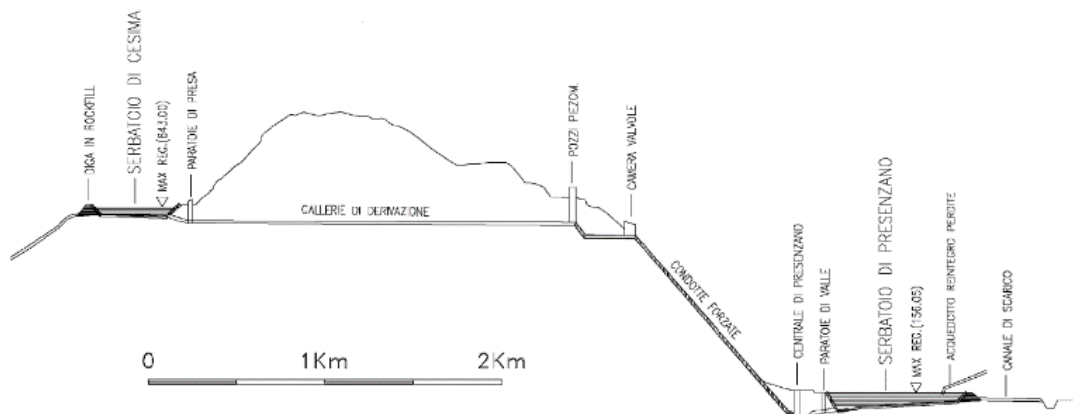


Figura 2-10: Sezione di impianto

La sezione di impianto, in Figura 2-10 rappresenta schematicamente le quote altimetriche delle varie componenti dell’impianto: i due bacini, il sistema di condotte forzate, la centrale

di Presenzano da 1000 MW, il sistema di regolazione, le derivazioni e i reintegri.

Le caratteristiche del gruppo di potenza sono presentate in Tabella 2-3.

Tabella 2-3:Caratteristiche del gruppo di potenza

Dettaglio	Salto [m]	Portata assorbita [m ³ /s]	Potenza [MW]
Turbina	489,40-452,40	62,64-58,80	241,58-250
Pompa	468,20-500,67	41,9-49,2	231,75-254,04

Le giranti sono turbine ad asse verticale monostadio e garantiscono una potenza complessiva di poco inferiore rispetto al massimo registrato in Italia pari a 1065 MW.

Le aree intorno alla diga sono caratterizzate solamente lungo il lato Nord Ovest da alcuni rilievi montuosi. Vengono mostrati in figura seguente i profili altimetrici (per 1-1,5 km) delle zone contigue alla diga, secondo le direttrici tracciate in Figura 2-11:



Figura 2-11: Direttrici per rilievi altimetrici

I profili altimetrici lungo le direttrici sono i seguenti:

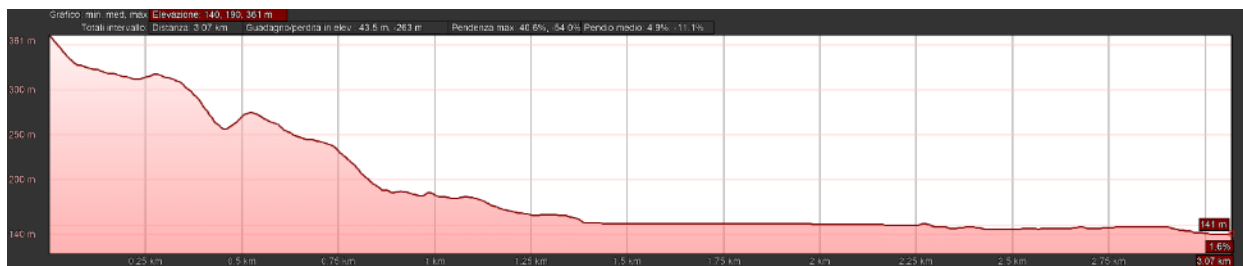


Figura 2-12: Rilievo altimetrico lungo la direttrice N-S



Figura 2-13: Rilievo altimetrico lungo la direttrice E-W

I possibili impatti di ombreggiamento connessi alla presenza del rilievo montuoso nel quadrante Ovest Nord-Ovest sono stati opportunamente valutati per la definizione del layout dell'impianto fotovoltaico galleggiante e per la stima di producibilità.

2.6. BATIMETRIA

La batimetria del bacino è di fondamentale importanza in fase di progettazione dei sistemi di ancoraggio.

Nelle figure che seguono viene riportato il rendering tridimensionale del fondo del bacino, predisposto nel 2011 a fronte di specifico rilievo batimetrico.

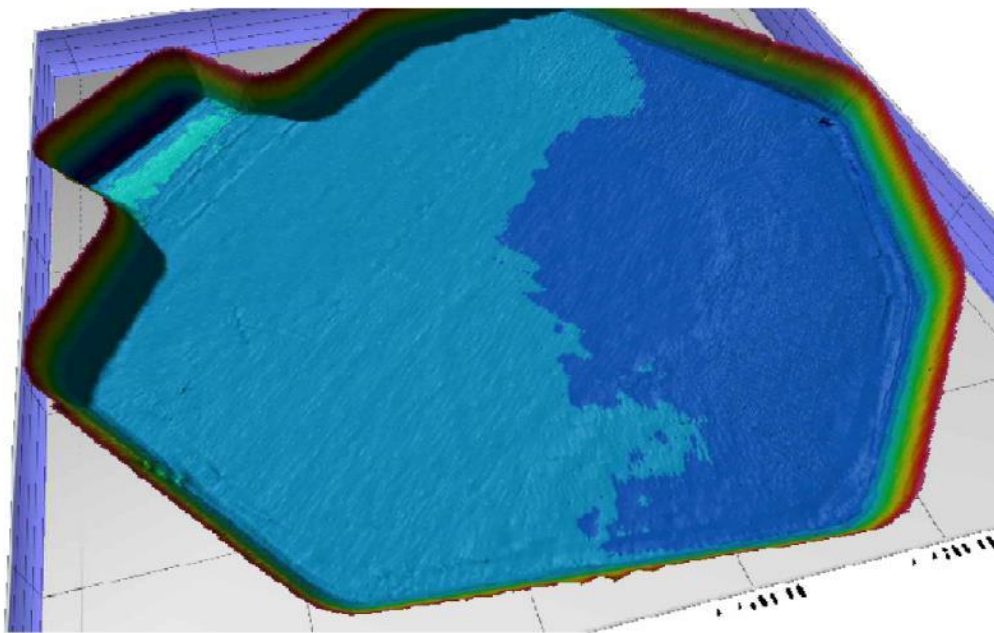


Figura 2-14: Rendering 3D – bacino di Presenzano

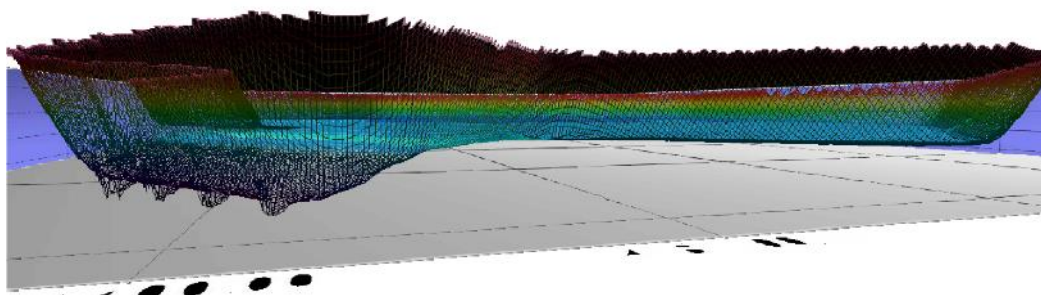


Figura 2-15: Rendering 3D – dettaglio area tramoggia

2.7. REPORT FOTOGRAFICO

Si riporta di seguito una raccolta fotografica finalizzata ad illustrare le caratteristiche generali del bacino dove è prevista l'installazione dell'**impianto** Fotovoltaico e delle opere connesse.



Figura 2-16: Vista generale Centrale



Figura 2-17 – vista del bacino dal lato Nord-Est



Figura 2-18 – vista del bacino dal lato Ovest



Figura 2-19 - Vista del bacino dal lato Nord - Ovest



Figura 2-20 – Strada Perimetrale (Coronamento)



Figura 2-21 - Vista del Bacino dal lato Ovest



Figura 2-22 Area di ubicazione della Sottostazione elettrica SSE-utente



Figura 2-23 Vista della Stazione RTN 220kV esistente e area di allacciamento alla rete

3. ANALISI VINCOLI E COMPATIBILITA' DELLE OPERE CON GLI STRUMENTI DI PIANIFICAZIONE E PROGRAMMAZIONE TERRITORIALE

In fase progettuale sono state attentamente valutate le relazioni tra l'opera progettata e gli atti di pianificazione e programmazione territoriale e settoriale che regolamentano il territorio interessato dalle opere da realizzare.

Di seguito si fornisce una breve sintesi delle risultanze dell'analisi svolta.

Per il dettaglio dei contenuti, delle strategie e obiettivi, ed eventuali prescrizioni, previste nei vari strumenti di pianificazione e programmazione nonché della verifica della compatibilità ambientale dell'opera in progetto si rimanda agli elaborati "GRE.EEC.R.27.IT.P.14456.00.027.00 - Studio di Impatto Ambientale (SIA) - Q Programmatico" e "GRE.EEC.R.27.IT.P.14456.00.022.00 - Relazione Paesaggistica".

Oltre alla compatibilità con le strategie Nazionali e comunitarie in tema di Energia, la normativa di pianificazione ambientale, paesistica e territoriale a cui si è fatto riferimento comprende:

- **Piano Territoriale Regionale (PTR), approvato con legge regionale n. 13/2008;**
- **Piano Territoriale di Coordinamento Provinciale (PTCP), approvato con deliberazione del consiglio provinciale n.26 del 26/04/2012;**
- **Piano Stralcio di Bacino per l'Assetto Idrogeologico (PSAI), approvato con D.P.C.M. del 12/12/2006; Piano urbanistico comunale (PUC) del comune di Presenzano, adottato con delibera della Giunta Regionale n. 43 del 17/09/2015;**

L'inquadramento delle opere in progetto rispetto alle cartografie e agli strumenti urbanistici applicati è riportato nelle tavole grafiche a corredo del Progetto Definitivo, elencate nella seguente tabella:

ELABORATO	CODICE ELABORATO
Carta dei vincoli paesaggistici	GRE.EEC.D.27.IT.P.14456.00.017.00
Carta del PAI	GRE.EEC.D.27.IT.P.14456.00.018.00
Carta del Vincolo Idrogeologico	GRE.EEC.D.27.IT.P.14456.00.019.00
Carta delle Aree Protette e Rete Natura 2000	GRE.EEC.D.27.IT.P.14456.00.020.00
Inquadramento su Catastale	GRE.EEC.D.27.IT.P.14456.00.008.00
Inquadramento su CTR	GRE.EEC.D.27.IT.P.14456.00.005.00
Inquadramento su IGM	GRE.EEC.D.27.IT.P.14456.00.006.00
Inquadramento su Ortofoto	GRE.EEC.D.27.IT.P.14456.00.007.00
Inquadramento Impianto su PUC	GRE.EEC.D.27.IT.P.14456.00.074.00

Tabella 3-1 : Inquadramenti e cartografie allegata al Progetto Definitivo

Si riporta di seguito la tabella di sintesi dello studio vincolistico svolto.

A fronte del quadro delineato, l'installazione dell'impianto fotovoltaico necessita dell'espletamento della procedura di VINCA, integrata con la VIA Nazionale.

Tabella 3-2 Sintesi Analisi Vincolistica

Vincolo	L'impianto è esterno alle aree vincolate?	Riferimento
Rete Natura 2000		
Siti di Importanza Comunitaria (SIC)/ ZSC	Sì - ✓	Geoportale Nazionale / Cartografia Regionale / PRG Presenzano
Zone di Protezione Speciale (ZPS)	Sì - ✓	
Zone umide di importanza internazionale (Ramsar)	Sì - ✓	
Important Bird Areas (IBA)	Sì - ✓	
Elenco Ufficiale Aree Protette (EUAP)	Sì - ✓	
PAI - Pericolosità idrogeologica/ Rischio idrogeologico		
Pericolosità idrogeologica/ Rischio idrogeologico	Sì - ✓	Geoportale Nazionale / Piano stralcio per l'assetto idrogeologico-rischio Frana, Piano stralcio difesa alluvioni- Autorità di bacino Liri-Garigliano-Volturno
Pericolosità Geomorfologica	No - ✗	
Pericolosità Idraulica	Sì - ✓	
Vincoli ambientali e paesaggistici		
D.Lgs. 42/2004 art. 136 e 157	Sì - ✓	SITAP/ Geoportale Regionale /PTR/ Cartografia Comunale
D.Lgs. 42/2004 art. 142	Sì - ✓	
Vincolo Idrogeologico		
Vincolo Idrogeologico R.D. 3267/1923	Sì - ✓	Geoportale Regionale

In relazione alle aree a pericolosità e a rischio da frana (PSAI - Rf), si segnala che una parte del tracciato del cavidotto AT attraverserà un'area mediamente stabile ed una piccola porzione di area instabile (classificata come area di Attenzione Potenzialmente Alta).

La verifica della compatibilità delle opere in progetto rispetto a tale interferenza è stata approfondita nella Relazione Geologica (elaborato GRE.EEC.R.27.IT.P.14456.00.031.00 - Relazione Geologica").

Di seguito si riporta uno stralcio di tale documento cui si rimanda per maggiori approfondimenti.

Stralcio elaborato GRE.EEC.R.27.IT.P.14456.00.031.00 - Relazione Geologica"

Le opere principali sono tutte previste all'interno di aree definite come stabili nel piano urbanistico Comunale.

Le uniche interferenze con le aree definite da mediamente stabili ad instabili, riguardano la posa del cavidotto AT in trincea e la posa di una cabina di trasformazione prevista in area potenzialmente instabile, a ridosso di area stabile. L'installazione del cabinato, in virtù della sua tipologia prevista, si ritiene compatibile con la zonizzazione del terreno. Ad ogni modo, saranno attuati gli opportuni accorgimenti eventualmente necessari.

Premesso che il cavidotto correrà in prossimità strade esistenti, si sottolinea come la realizzazione di questa tipologia di opera sostanzialmente non causa alterazioni né può potenzialmente peggiorare la situazione esistente.

Le opere consisteranno nella realizzazione di una trincea profonda mediamente meno di un

metro, in cui verrà posato il cavo e che poi verrà richiusa, lasciando la situazione complessiva inalterata.

In relazione a quanto detto, risulta necessario dettagliare il tracciato del cavidotto rispetto alle fasce di pericolosità identificate nella cartografia comunale.

Di seguito viene riportato un estratto della mappa del rischio, con sovrapposto il tracciato previsto per il cavidotto.

Come visibile il cavidotto dalla fascia considerata "stabile" (colore ocra), attraversa un breve tratto in area definita "mediamente stabile", per poi entrare nella fascia rossa "instabile".

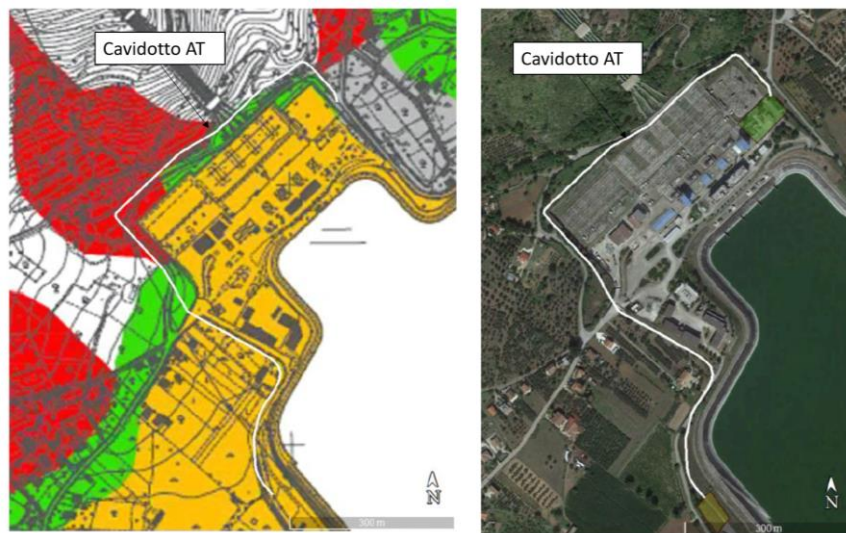


Figura 3-1 Piano stralcio difesa alluvioni Bacino F. Voltorno

Come visibile nel dettaglio proposto di seguito, relativo all'unica porzione in cui un'opera ricada in fascia a rischio, si può osservare come il cavidotto corra in sintesi in aderenza alla recinzione dell'impianto (in pratica al confine tra zona stabile ed instabile) e appena a valle della strada sotto la quale passano altri sottoservizi, posati presumibilmente con gli stessi criteri con cui verranno realizzate le trincee per il cavidotto.

Considerando le modalità costruttive, che il soprassuolo sarà ripristinato come in origine, si ritiene che le opere previste (cavidotto) siano compatibili con la zonizzazione attuale.



Per quanto riguarda i vincoli ambientali e paesaggistici, dall'esame dell'elaborato progettuale "GRE.EEC.D.27.IT.P.14456.00.017 - Carta dei vincoli Paesaggistici", il cui stralcio viene riportato nella successiva Figura 3-2, risulta che una parte dell'Area di Progetto si trova in prossimità con beni tutelati ai sensi del D.Lgs. 42/2004.

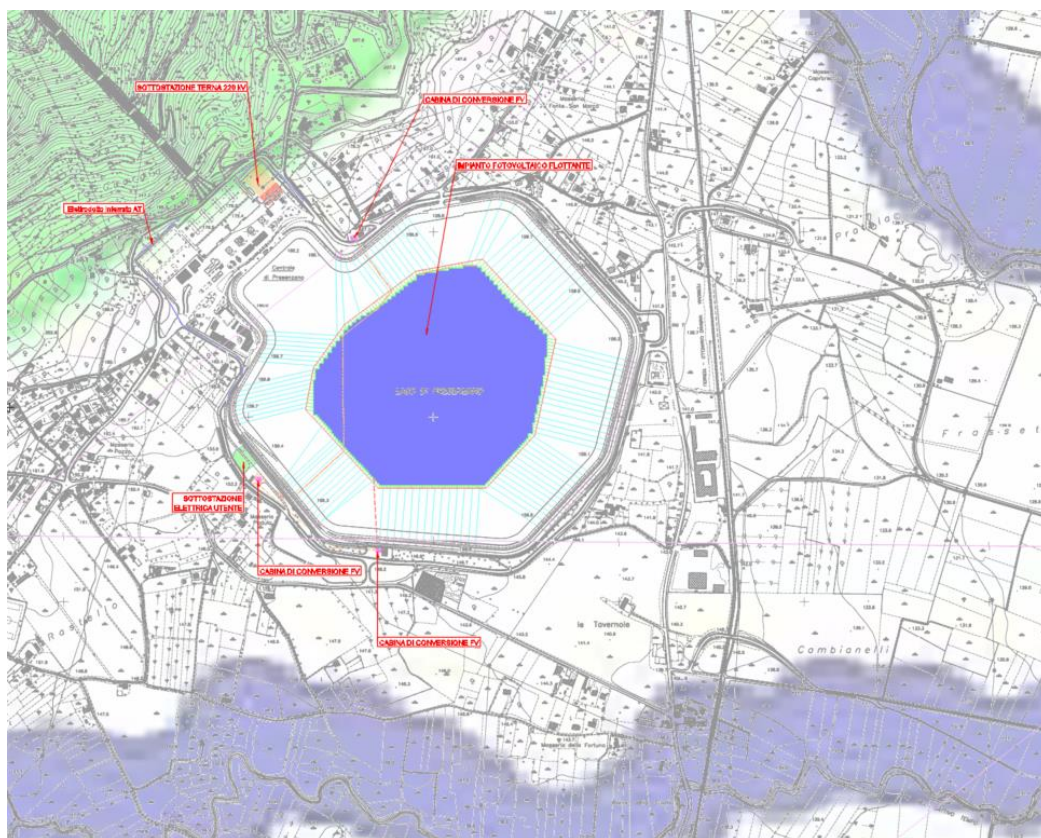
In particolare:

- la parte finale del cavidotto AT risulta in prossimità di aree perimetrare come "territori coperti da foreste e da boschi" (art. 142, comma 1, lettera g)).
- l'ampliamento della stazione Terna previsto per la realizzazione del nuovo stallo è prossimo allo stesso vincolo.

Per un maggior dettaglio del limite della perimetrazione dell'area boscata sottoposta a vincolo secondo D.Lgs. 42/2004, art.142, comma 1, lett.g, si rimanda alla Figura **3-3** e alla pagina 2 dell'elaborato "GRE.EEC.D.27.IT.P.14456.00.017 - Carta dei vincoli Paesaggistici"

A tal riguardo si segnala che la realizzazione delle opere di connessione (cavidotto interrato) sono riconducibili a quelle previste nell'Allegato A del D.P.R. del 13 febbraio 2017, n. 31 esclusi dalla Autorizzazione Paesaggistica.

In ogni caso, considerando la tipologia di opera in progetto e la prossimità di beni tutelati ai sensi del D.Lgs. 42/2004, è stato predisposto l'elaborato: "GRE.EEC.R.27.IT.P.14456.00.022.00- **Relazione Paesaggistica**").



Legenda:

Vincoli D.Lgs. 42 / 2004 c.d. "decretati"

Vincoli ex art. 136 e 157:
Statali

Vincoli D.Lgs. 42 / 2004 c.d. "ope legis"

Aree di rispetto coste e corpi idrici

Boschi

Parchi

Sovrapposizione Vincoli Boschi
e art 136 e 157

Moduli fotovoltaici

Linee in cavo BT da impianto FV a cabina di trasformazione

Linee in cavo MT da cabine di trasformazione a SSU

Cabina di Trasformazione BT/MT in progetto

Sottostazione Utente in progetto (SSU)

Sottostazione elettrica TERNI 220kV - Nuovo stallo in progetto

Tracciato cavidotto AT interrato in progetto

Cavi di ancoraggio verso l'argine

Cavi di ancoraggio a valle

Cavi ad alta tenacità

Piastrella in calcestruzzo su coronamento

Blocco di calcestruzzo a valle

Ancoraggio con tirante

Figura 3-2 Stralcio Carta dei Vincoli D.lgs.42/2004

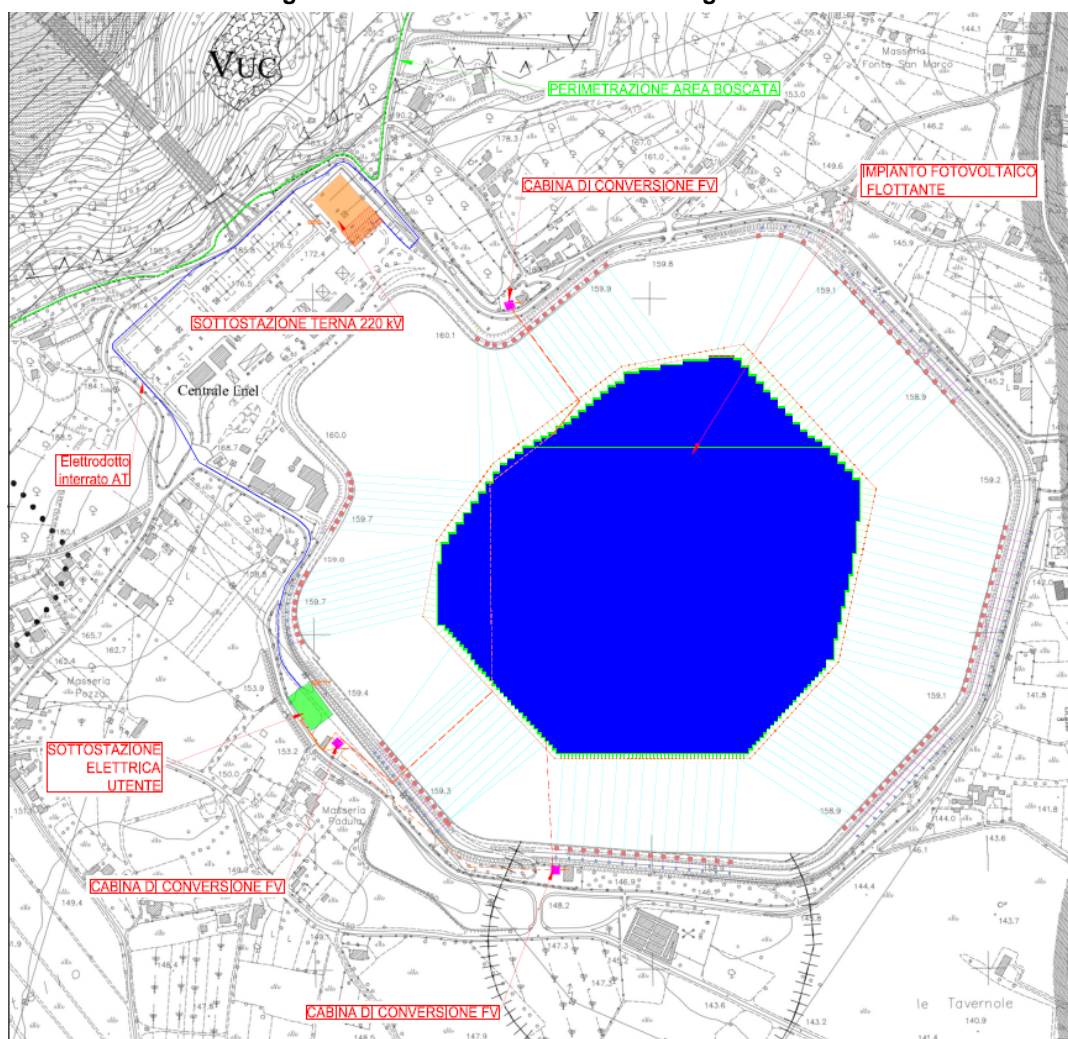


Figura 3-3 Inquadramento impianto e opere di rete connesse su tavola dei vincoli del PUC di Presenzano

4. GENERALITÀ SULLA TECNOLOGIA FOTOVOLTAICA

4.1. INTRODUZIONE

L'impianto per la produzione di energia da fonte rinnovabile in progetto è di tipo fotovoltaico flottante. Si daranno prima informazioni di carattere generale sulla tecnologia fotovoltaica per poi entrare nel merito della specifica soluzione flottante.

Un impianto fotovoltaico è costituito da un insieme di apparecchiature che consentono di trasformare direttamente l'energia solare in energia elettrica. Gli impianti per la produzione di energia elettrica mediante tecnologia fotovoltaica presentano significativi vantaggi, tra i quali:

- assenza di qualsiasi tipo di emissioni inquinanti;
- risparmio dei combustibili fossili;
- estrema affidabilità (vita utile superiore a 25 anni);
- minimi costi di manutenzione;
- assenza di parti moventi e di inquinamento acustico;
- modularità del sistema.

Gli impianti fotovoltaici possono essere suddivisi in:

- impianti autonomi funzionanti in isola detti "stand-alone";
- impianti collegati in parallelo alla rete elettrica pubblica, detti "grid connected".

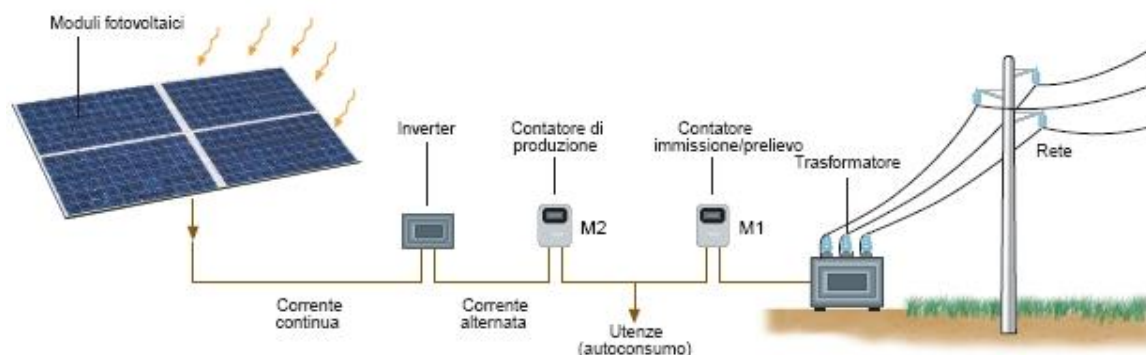


Figura 4-1. Schema di principio di un impianto fotovoltaico connesso alla rete pubblica

Nella fattispecie, un impianto fotovoltaico connesso alla rete del Gestore (come quello in oggetto) risulta schematicamente costituita dai seguenti componenti:

- Modulo fotovoltaico (o Pannello solare): capta la radiazione solare durante il giorno e la trasforma in energia elettrica in corrente continua;
- Inverter: trasforma l'energia elettrica da corrente continua a corrente alternata rendendola idonea alle esigenze della rete elettrica a monte e delle utenze a valle (es. stabilizzazione di tensione, sincronia delle forme d'onda di tensione e corrente, ecc.);
- Misuratori di energia: servono a controllare e contabilizzare la quantità di energia elettrica prodotta e scambiata con la rete.

La buona tecnica suggerisce due principali tipologie di installazione di un impianto fotovoltaico:

- strutture fisse con orientamento della superficie dei pannelli verso sud ed inclinazione della superficie rispetto all'orizzontale a seconda della latitudine del sito (in centro Italia quella ottimale prevede un tilt di circa 30°)

- inseguitori monoassiali (detti anche "tracker"), ossia strutture poste con asse longitudinale Nord-Sud e angolo di rotazione Est-Ovest fino a $\pm 60^\circ$, che consentono quindi di seguire il sole nell'arco della giornata.

Il sistema scelto per questo progetto è un **floating photovoltaics** (fotovoltaico flottante), moderna tecnologia per la quale i pannelli fotovoltaici vengono installati su piattaforme/zattere galleggianti su bacini idrici. Le strutture hanno inclinazione fissa.

L'uso di un sistema fotovoltaico galleggiante rispetto ad un più classico fotovoltaico presenta numerosi vantaggi tra i quali:

- aumento della produzione elettrica dovuto all'effetto di raffreddamento dell'ambiente ove sono installati i moduli fotovoltaici grazie alla presenza di acqua sottostante;
- riduzione dell'evaporazione di acqua dal bacino grazie all'ombreggiamento fornito dai pannelli, con relativo incremento delle efficienze della centrale;
- riduzione della penetrazione di luce nella colonna d'acqua sottostante le zattere con conseguente riduzione di sviluppo di alghe;
- "Land Saving", ossia nessun uso di terre a vocazione agricola, nessun disboscamento o eliminazione di vegetazione preesistente, nessun aumento di rischio di erosione del suolo per la creazione del parco rispetto ad un fotovoltaico tradizionale tramite l'utilizzo di un bacino idrico artificiale già presente;
- riduzione di polvere sui pannelli fotovoltaici con conseguente riduzione della frequenza di lavaggio e quindi di consumo di acqua;
- tecnologia modulare, di facile installazione, modifica e rimozione.

La tecnologia flottante consiste nel dettaglio dei seguenti elementi principali:

- Zattera
- Moduli
- Strutture per moduli
- Galleggianti
- Ancoraggi
- Tiranti
- Cavi Elettrici.



Figura 4-2. Esempio di un sistema fotovoltaico flottante

4.2. DEFINIZIONI

Si riportano di seguito le principali definizioni inerenti agli impianti fotovoltaici ed i connessi sistemi elettrici di collegamento e di generazione di potenza.

- **Impianto fotovoltaico:** sistema di produzione di energia elettrica mediante conversione diretta della luce, cioè della radiazione solare, in elettricità (effetto fotovoltaico); si compone del generatore fotovoltaico e del gruppo di conversione.
- **Impianto fotovoltaico connesso alla rete del Gestore:** sistema di produzione dell'energia elettrica costituito da un insieme di componenti ed apparecchiature destinate a convertire l'energia contenuta nella radiazione solare in energia elettrica da consegnare alla rete di distribuzione in corrente alternata monofase o trifase. I componenti fondamentali dell'impianto sono: - il generatore fotovoltaico vero e proprio, costituito dal campo fotovoltaico; - il Sistema di Condizionamento della Potenza (PCS).
- **Campo (o generatore) fotovoltaico:** l'insieme di tutti i blocchi o sottocampi che costituiscono l'impianto fotovoltaico.
- **Blocco o sottocampo o subcampo fotovoltaico:** una o più stringhe fotovoltaiche associate e distinte in base a determinate caratteristiche, così come può essere l'occupazione geometrica del suolo, oppure le cui stringhe sono interconnesse elettricamente per dare la potenza nominale al sistema di condizionamento della potenza (PCS).
- **Cella fotovoltaica:** dispositivo base allo stato solido che converte la radiazione solare direttamente in elettricità a corrente continua.
- **Elemento flottante (o modulo flottante):** unità ripetitiva della struttura galleggiante che sostiene il parco fotovoltaico, tipicamente realizzata in materiale plastico cavo all'interno, sul quale si sviluppa l'impianto. L'elemento sostiene il peso della struttura equilibrandolo con la spinta idrostatica grazie alla cavità interna.
- **Strutture di sostegno per moduli:** strutture, tipicamente in materiale metallico, installate sugli elementi flottanti, che forniscono il sostegno meccanico ai moduli fotovoltaici e l'angolo di inclinazione stabilito.
- **Modulo fotovoltaico:** insieme di celle fotovoltaiche, connesse elettricamente e sigillate meccanicamente dal costruttore in un'unica struttura (tipo piatto piano), o ricevitore ed ottica (tipo a concentrazione). Costituisce l'unità minima singolarmente maneggiabile e rimpiazzabile.
- **Potenza di picco (o massima o di targa):** è la potenza espressa in Wp erogata nel punto di massima potenza nelle condizioni standard dal componente o sottosistema fotovoltaico.
- **Condizioni Standard:** condizioni in cui l'irraggiamento della radiazione solare è pari a 1000 W/m², con distribuzione dello spettro solare di riferimento di AM=1,5 e temperatura delle celle di 25°C.
- **Angolo di inclinazione (tilt):** angolo formato dal modulo fotovoltaico con l'orizzontale (piano tangente alla superficie terrestre in quel punto). L'angolo è positivo per inclinazioni rivolte verso l'equatore, negativo per inclinazioni rivolte verso il polo.
- **Angolo di azimut:** angolo esistente tra la normale al piano di captazione solare (modulo fotovoltaico) e il piano del meridiano terrestre che interseca il piano di captazione in un punto centrale. L'angolo è positivo per orientamenti verso Est, negativo per orientamenti verso Ovest.
- **Stringa:** un insieme di moduli connessi elettricamente in serie per raggiungere la tensione di utilizzo idonea per il sistema di condizionamento della potenza (PCS). I moduli che vanno a costituire la stringa possono far parte di diverse schiere.
- **Convertitore statico DC/AC:** apparecchiatura che rende possibile la conversione ed il trasferimento della potenza da una rete in corrente continua alla rete in corrente alternata. È denominato pure invertitore statico (**inverter**).
- **Quadro di campo:** o anche di parallelo stringhe, è un quadro elettrico in cui sono convogliate le terminazioni di più stringhe per il loro collegamento in parallelo. In

esso vengono installati anche dispositivi di sezionamento e protezione.

- **Quadro di consegna:** o anche d'interfaccia è un quadro elettrico in cui viene effettuato il collegamento elettrico del gruppo di conversione statica in parallelo alla rete elettrica in bassa tensione. Esso contiene apparecchiature per sezionamento, interruzione, protezione e misura.
- **Rete pubblica in bassa tensione (MT):** rete di distribuzione dedicata alla distribuzione pubblica in corrente alternata, di tipo monofase o trifase, con tensione nominale oltre 1000 V.
- **Sistema di Condizionamento della Potenza (PCS):** è costituito da un componente principale, il convertitore statico DC/AC (o inverter), e da un insieme di apparecchiature di comando, misura, controllo e protezione affinché l'energia venga trasferita alla rete con i necessari requisiti di qualità ed in condizioni di sicurezza sia per gli impianti che per le persone.
- **Società Elettrica:** soggetto titolare della gestione ed esercizio della rete MT di distribuzione dell'energia elettrica agli utenti.
- **Utente:** persona fisica o giuridica che usufruisce del servizio di fornitura dell'energia elettrica. Tale servizio è regolato da un contratto di fornitura stipulato con la Società elettrica.

4.3. FUNZIONAMENTO DEL SISTEMA

L'impianto fotovoltaico ha un funzionamento completamente automatico e non richiede alcun ausilio per il regolare esercizio. Uno dei vantaggi di un impianto fotovoltaico è infatti la minima manodopera durante le fasi di esercizio dell'impianto.

Quando viene raggiunta una soglia minima di irraggiamento sul piano dei moduli, il sistema inizia automaticamente ad inseguire il punto di massima potenza del campo fotovoltaico (MPP = maximum power point), modificando la caratteristica (grafico tensione/corrente) per estrarre la massima potenza disponibile.

La cella fotovoltaica, infatti, di cui i moduli sono composti, converte la radiazione luminosa proveniente dal Sole in corrente elettrica per mezzo delle sue caratteristiche allo stato solido.

In caso di condizioni anomale di frequenza o di tensione sulla rete alla quale l'impianto è connesso per l'evacuazione della potenza generata, la protezione di interfaccia interviene disconnettendo automaticamente l'impianto fotovoltaico stesso in accordo alle prescrizioni della Norma CEI 0-16 e del codice di rete.

5. IRRAGGIAMENTO E STIMA DI PRODUCIBILITÀ

L'impianto, di tipo grid-connected, adotterà una tecnologia di struttura di sostegno di tipo fisso orientato a Sud con inclinazione (tilt) pari a 10°.

Tale configurazione è tipica degli impianti fotovoltaici flottanti per i quali l'installazione di inseguitori solari è sconsigliata per diverse ragioni. L'angolo scelto è un compromesso tra irraggiamento ottimale e spinta minima generata dal vento sulla struttura galleggiante.

Di seguito un riepilogo dei dati tecnici usati per stimare la producibilità dell'impianto:

Tabella 5-1 Dati Tecnici Stima di Producibilità

Dati tecnici	
Numero totale di moduli	64.664
Tipo di modulo	3SUN modello 3SHBGH-AA-660
Azimuth	0°
Portrait/Landscape	Landscape
Numero totale di inverter	120
Tipo Inverter	Huawei SUN2000-330KTL-H1
Potenza attiva inverter	185 kW
Temperatura più frequente di operamento	30°C
Numero moduli per stringa	32
Numero stringhe per inverter	18
Struttura di sostegno	Fissa
Asse principale struttura	E-W
Potenza totale nominale DC	42,678 MW
Rapporto DC/AC alla temperatura più frequente	122,8%
Massima potenza AC al punto di consegna	35,640 MW
Produzione specifica (ore equivalenti)	1.547
Energia attesa	66.023 MWh/anno
Irradiazione solare globale annua sul piano orizzontale	1.562 kWh/m ²
Temperatura ambiente media annua	16 °C
Velocità del vento media annua	3,0 m/s

5.1. PRODUCIBILITÀ ATTESA

Il dato di risorsa solare selezionato per questo studio proviene da fonte SolarGIS ed i valori di irraggiamento mensili sono tabelle sotto riportate. Si riporta inoltre una mappa rappresentativa dell'irraggiamento storico medio in Italia. Come è possibile osservare, la regione interessata dall'impianto presenta alcuni tra i più alti livelli di irraggiamento nazionale.

Irraggiamento globale orizzontale su base mensile [kWh x m ⁻² x mese ⁻¹]											
GEN	FEB	MAR	APR	MAG	GIU	LUG	AGO	SET	OTT	NOV	DIC
58	76	117	146	188	208	223	196	137	100	61	52
Irraggiamento diffuso orizzontale su base mensile [kWh x m ⁻² x mese ⁻¹]											
GEN	FEB	MAR	APR	MAG	GIU	LUG	AGO	SET	OTT	NOV	DIC
26	32	52	66	80	78	74	69	57	44	28	23
Temperatura media ambientale su base mensile [°C]											
GEN	FEB	MAR	APR	MAG	GIU	LUG	AGO	SET	OTT	NOV	DIC
7.7	8.1	10.7	13.8	18.1	22.1	24.6	24.8	20.6	16.8	12.3	8.5



Figura 5-1. Radiazione solare globale su piano orizzontale (GHI) in Italia. Media della somma annuale, periodo 1994-2013.

5.2. PERDITE ENERGETICHE

La produzione energetica complessiva è frutto di una serie di perdite energetiche che sono state riassunte di seguito sotto forma tabellare:

Tabella 5-2 Stima perdite energetiche impianto

Losses	
Total shading losses	-1.00%
<i>Far shading loss (horizon)</i>	-0.42%
<i>Shading (direct)</i>	-0.16%
<i>Shading (diffuse)</i>	-0.42%
Backtracking mechanism (na / YES / NOT)	na
IAM factor on global	-1.07%
LID	-1.00%
PV loss due to irradiance level	-0.21%
PV loss due to temperature	-1.80%
Soiling	-2.38%
Mismatching losses	-0.50%
Yearly average DC side cable losses in operating conditions	-0.37%
<i>Cable losses (DC side) [STC] (%)</i>	-0.60%
Yearly average inverter loss in operation (efficiency)	-1.12%
Inverter loss over nominal power (clipping)	-0.65%
Yearly average AC side cable losses in operating conditions	-1.25%
<i>Cable losses (AC side) [STC] (%)</i>	-1.90%
Yearly average MV/LV transformer losses in operating conditions [%]	-1.17%
Yearly average HV/MV transformer losses in operating conditions [%]	-0.44%
Transmission line losses	-0.09%
<i>Delivery point voltage [kV]</i>	220
<i>Length of HV line (distance between HV/MV trafo and delivery point) [km]</i>	1.4
<i>Resistivity of the HV cable [Ω/km]</i>	0.505
POC (Point of Connection) power limitation losses	0.00%
Auxiliary consumption	-0.10%
Internal Availability	98.10%
External Availability	99.00%

6. CARATTERISTICHE TECNICHE DI IMPIANTO

Si riportano in questo paragrafo le caratteristiche dei principali componenti di impianto.

6.1. MODULI FOTOVOLTAICI

I pannelli fotovoltaici che verranno installati nel nuovo impianto in progetto sono stati selezionati sulla base delle più innovative tecnologie disponibili sul mercato. Il modello selezionato in silicio monocristallino monofacciale, marca 3SUN modello 3SHBGH-AA-640-680 con massima potenza nominale in condizioni standard pari a 660 W.

Di seguito si riportano i principali dati tecnici dei moduli fotovoltaici utilizzati.

Tabella 6-1 Scheda tecnica pannello

Descrizione	Valore
Potenza massima STC¹	660 W _p
Potenza massima NOCT²	499 W _p
Tensione a massima potenza (V_{mp}) @ STC	36,17 V
Corrente a massima potenza (I_{mp}) @ STC	18,25 A
Tensione a circuito aperto (V_{oc}) @ STC	43,77 V
Corrente di corto circuito (I_{sc}) @ STC	19,40 A
Efficienza del modulo STC (%)	23,3%
Coefficiente di temperatura per la potenza massima	-0,240 ± 0,04 %/°C
Coefficiente di temperatura per la tensione a circuito aperto	-0,20%/°C
Coefficiente di temperatura per la corrente di corto circuito	0,044%/°C
Range operativo di temperatura	-40 °C: +85 °C
Tensione massima del Sistema	1500 VDC
Corrente massima del fusibile	35 A
NOCT (Nominal Operating Cell Temperature)	44 ± 2 °C
Dimensioni	2172 x 1303 x 35 mm
Peso	36 kg

¹ STC = Radiazione 1000 W/m², Temperatura di cella 25°C, AM (air mass) = 1.5

² NOCT = Radiazione 800 W/m², Temperatura ambiente 20°C, AM= 1.5, Velocità del vento= 1 m/s

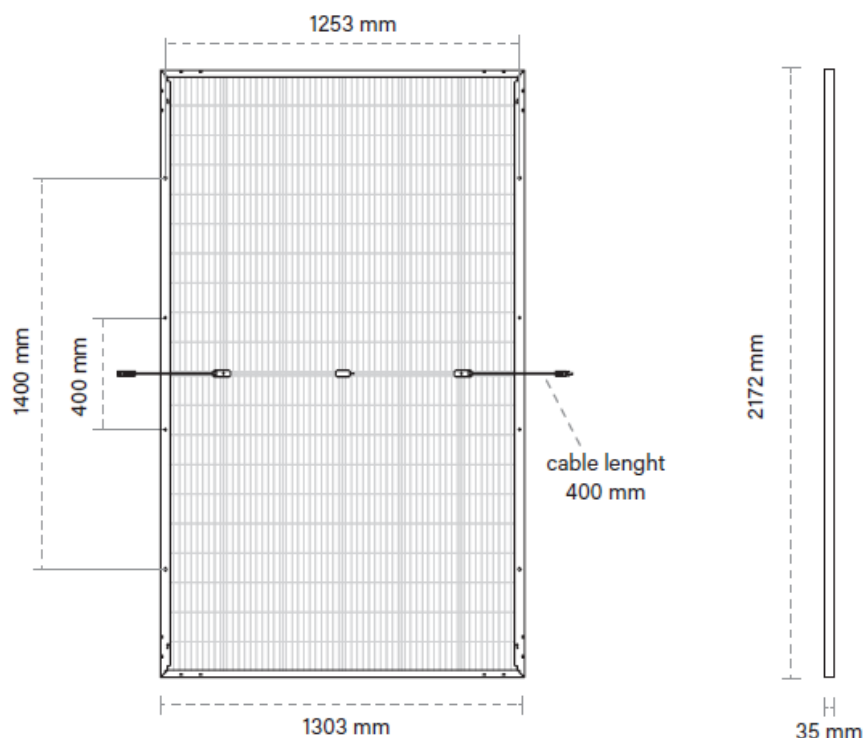


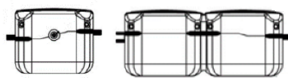
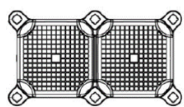
Figura 6-1: Pannello fotovoltaico

6.2. STRUTTURE DI SUPPORTO DEI MODULI ED ELEMENTI GALLEGGIANTI

Il sistema flottante che verrà utilizzato per la realizzazione del nuovo impianto sarà selezionato sulla base delle più innovative tecnologie disponibili sul mercato. Il tipo e le caratteristiche esatte del sistema flottante saranno individuati in seguito e verranno descritti in dettaglio in fase di progettazione esecutiva.

Si riportano di seguito le principali caratteristiche tecniche di un sistema flottante rappresentativo di una delle tecnologie attualmente presenti sul mercato.

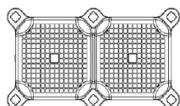
Il sistema galleggiante scelto come esempio è formato dalla ripetizione di unità modulari galleggianti in HDPE (polietilene ad alta densità). Il materiale scelto per tale unità ne assicura rigidità, resistenza termica, facilità di produzione, resistenza a stress e ad attacchi chimici. Tali unità modulari sono caratterizzate da un'alta facilità e rapidità di installazione grazie all'utilizzo di connettori a vite. In Figura 6-2 sono riportate indicativamente, a titolo esemplificativo, le caratteristiche generiche degli elementi galleggianti. In Figura 6-3 e Figura 6-4 viene mostrato un esempio di procedimento per la connessione degli elementi flottanti a formare la piattaforma di galleggiamento.



For frame support, walkways, spacing rows

DOUBLE FLOAT
100X50X40 cm

Weight (avg): 11,5 kg
Material: HDPE
Buoyancy: 350 kg/m²
Thickness (avg): 7-9 mm
Temp: -55°C/+75°C



For walkways

DOUBLE SHORT
FLOAT
100x50x25 cm

Weight (avg): 9,3 kg
Material: HDPE
Buoyancy: 225 kg/m²
Thickness (avg): 7-9 mm
Temp: -55°C/+75°C



For frame support, walkways, spacing rows

SINGLE FLOAT
50x50x40 cm

Weight (avg): 6 kg
Material: HDPE
Buoyancy: 350 kg/m²
Thickness (avg): 7-9 mm
Temp: -55°C/+75°C

Figura 6-2: Vista e caratteristiche dell'unità ripetitiva (modulo) galleggiante



Figura 6-3: Installazione dei connettori centrali (4 unità collegate)



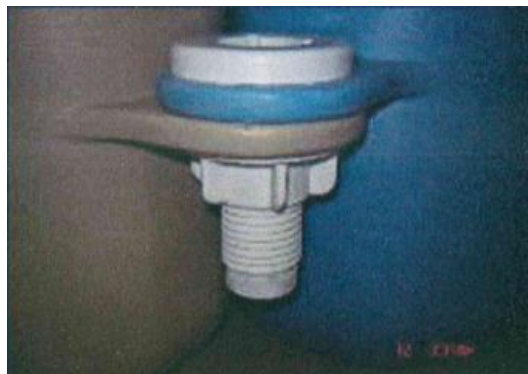


Figura 6-4: Installazione dei connettori laterali (2 unità collegate)

Creata la struttura galleggiante, in grado di fornire la spinta idrostatica tale da opporsi alla forza peso sovrastante in fase operativa e manutentiva, su questa viene quindi installata la struttura di supporto per i pannelli fotovoltaici.

La struttura porta pannelli è tipicamente realizzata in materiale metallico (solitamente alluminio date le caratteristiche di leggerezza) e il carico del telaio è distribuito uniformemente sulle facce superiori dei galleggianti per garantire un minor stress prolungato nel tempo ed evitare fenomeni di rottura a fatica delle componenti.

Sistema flottante e struttura di sostegno sono tra loro meccanicamente collegati in più parti e solitamente fornite dallo stesso distributore.

Come osservabile, il sistema di supporto e galleggiamento è composto da numerose unità identiche di piccola dimensione montabili rapidamente e facilmente tra di loro facendo uso di viti e bulloni. Il sistema è quindi modulabile e scalabile.



Figura 6-5 : esempio di struttura tipica portamoduli

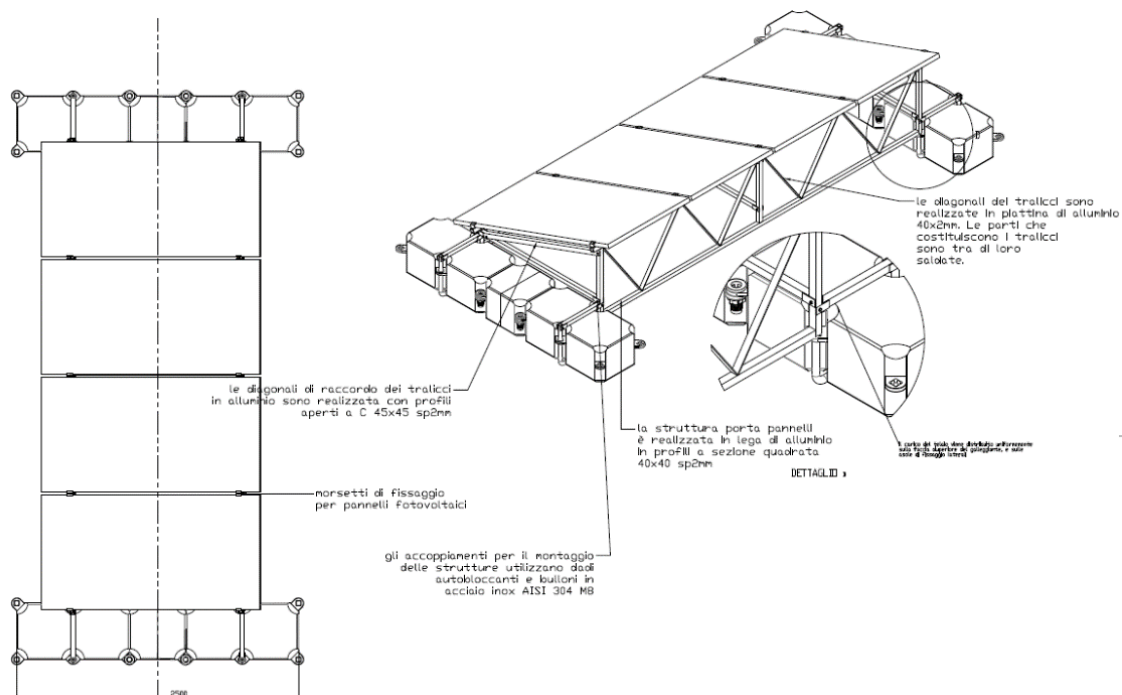


Figura 6-6: Esempio di struttura di supporto ai pannelli fotovoltaici

Le strutture saranno montate a terra e quindi unite a quelle precedentemente assemblate, creando così nuove file del parco. Le parti assemblate verranno gradualmente spinte in acqua per lasciare libero lo spazio di manovra a bordo bacino.



Figura 6-7 Esempio di area di assemblaggio struttura e varo in acqua (1)

Il varo delle zattere in acque avverrà tramite l'uso di una rampa il cui design verrà trattato in fase esecutiva. La rampa di lancio delle zattere avrà tuttavia una durata limitata alla fase di varo delle zattere in acqua e verrà successivamente rimossa.

6.3. SISTEMA DI ANCORAGGIO

6.3.1. SCHEMA STRUTTURALE

L'isola fotovoltaica include un sistema di ancoraggio, al fine di mantenerla in posizione rispetto all'area utile individuata all'interno dell'invaso. Tenuto conto che l'isola è di dimensioni estese, risulterà necessaria una notevole quantità di ancoraggi al fine di trattenere le importanti forze agenti.

Tipicamente i sistemi di ancoraggio comprendono dei cavi che dall'isola vanno ad un sistema di contrasto, ottenuto con dei blocchi, più frequentemente appoggiati sul fondo dell'invaso.

Nel caso del bacino di Presenzano, la quantità di ancoraggi e blocchi da disporre sul fondo, sarebbe tale da non consentire una normale ed agevole ispezione del fondo del bacino, né la sua manutenzione in caso di necessità.

Al fine di evitare gli inconvenienti sopra discussi, ENEL ha raccomandato di studiare una soluzione in cui l'ancoraggio dell'isola fotovoltaica è ottenuto all'esterno dell'invaso, con cavi idealmente agganciati al coronamento.

La soluzione sviluppata prevede 107 cavi ad alta capacità, distribuiti radialmente a partire dall'isola, lunghi da 135 m a 200 m, e spazati di circa 15-20 m. I cavi saranno leggermente pretesi e sollevati dall'argine, consentendo di mantenere aperto un varco per passaggio, al di sotto dello stesso, di eventuali piccoli natanti, necessari per l'ispezione del fondo lago e dell'impianto fotovoltaico. Nel predisporre il layout dei cavi inoltre si è prestata particolare attenzione ai vincoli presenti in sito (es: rampe, opere di presa, scarico di fondo) al fine di non generare interferenza e garantirne la fruibilità.

Le forze che risultano da tali cavi sono tuttavia eccessive per poter essere trattenute da un blocco semplicemente appoggiato sul coronamento, per cui l'ancoraggio viene ottenuto a valle del coronamento, con un blocco in calcestruzzo di dimensioni adeguate, mentre sul coronamento si dispone un blocco di ausiliario, che raccoglie le azioni dei cavi dal lago e le trasmette al blocco di ancoraggio a valle. Dove l'invaso è confinato in trincea, anziché utilizzare un blocco di calcestruzzo, l'ancoraggio è ottenuto con un tirante attivo, inserito nella scarpata naturale. I tiranti attivi sono in totale 24, mentre i blocchi in calcestruzzo sono 82.

L'impiego di cavi ad alta capacità tra l'isola e coronamento comporta la necessità di realizzare una struttura di transizione tra queste forze concentrate e gli elementi dell'isola che possono sopportare dei livelli di sforzo più bassi. Tale struttura è realizzata mediante una trave ad anello in acciaio che raccoglie le forze concentrate, trasmettendole agli elementi dell'isola con cavi elastici ad alta tenacità, di portata 15-25 kN, disposti con spaziatura metrica. Nel complesso, questi cavi formano dunque un letto di molle per la trave ad anello. I cavi ad alta tenacità, di lunghezza di 10-15 m, verranno dimensionati in funzione delle caratteristiche meccaniche degli elementi costituenti l'isola flottante e l'anello.

La descrizione completa e i dettagli del sistema di ancoraggio sono contenuti nei seguenti documenti:

- "GRE.EEC.R.27.IT.P.14456.00.032.00- Relazione di calcolo preliminare degli ancoraggi".
- "GRE.EEC.D.27.IT.P.14456.00.033.00- Dettaglio Sistemi di Ancoraggio"
- "GRE.EEC.R.27.IT.P.14456.00.072.00- Relazione di interferenza ancoraggio con il corpo diga"
- "GRE.EEC.D.27.IT.P.14456.00.073.00- Schema di posa ancoraggio"

6.3.2. DESCRIZIONE DELLE SINGOLE COMPONENTI STRUTTURALI

I cavi tra isola e coronamento sono in nylon, ad alta capacità, del tipo generalmente impiegato in ambito navale e portuale. In questa sede, si è assunto per i dimensionamenti un tipo di cavo con carico nominale 700 kN. I cavi sono inanellati con galleggianti: in questo modo il loro tracciato in condizioni di riposo risulta orizzontale verso l'isola (non può scendere sotto il livello dell'invaso) e parabolico verso il coronamento dell'argine. Il pundo da cui spicca l'arco di parabola ha posizione variabile con il livello tensionale del cavo, avvicinandosi all'isola con l'aumentare del tiro. Grazie a con una leggera pretensione, è possibile mantenere il cavo staccato dal paramento di monte e consentire il transito di piccoli natanti per le ispezioni di routine.



Enel Produzione S.p.A.



GRE CODE

GRE.EEC.R.27.IT.P.14456.00.012.00

PAGE

50 di/of 78

Per la loro lunghezza e tracciato, i cavi sono potenzialmente esposti a azioni dinamiche legate al vento. Si è previsto di attrezzare ciascun cavo con ammortizzatori a entrambe le estremità in modo da attenuarne gli effetti. Questi ammortizzatori sono di uso comune nelle applicazioni portuali. Il sistema potrebbe necessitare di altri accorgimenti quali masse concentrate lungo i cavi e/o controventi tra cavi selezionati. Tuttavia un dimensionamento più preciso potrà essere fatto solo a valle di uno studio di fluidodinamica con cui si identifichi con precisione la reale entità della azione vento (in questa sede si sono utilizzati valori spettrali di regolamento).

Il blocco di coronamento è uno scatolare a U, la cui larghezza complessiva è di poco superiore al coronamento, ma il cui piano d'appoggio ha larghezza coincidente con la sola carreggiata transitabile. In questo modo le modeste sollecitazioni del blocco vengono trasmesse ad una zona confinata del rilevato, evitando azioni sulla testa delle scarpate e le conseguenti potenziali deformazioni.

Nel complesso, lo scatolare che sporge rispetto alla impronta di carico è largo circa 6 m e presenta due muri parapetto allo scopo di dare massa e offrire supporto e reazione alle robuste strutture di aggancio dei cavi e tiranti. Essendo poi il piano di calpestio circa 0.5 m sopra la quota di coronamento, sono necessarie 2 rampe di raccordo per lato, lunghe circa 5 m. Questa rappresenta la soluzione di minimo impatto. Tuttavia, volendo evitare i saliscendi e realizzare un piano orizzontale facilmente fruibile, sarebbe sufficiente creare una soletta continua alla +0.50 m sul coronamento, alleggerendola eventualmente con dei fori, nella zona centrale tra blocco e blocco (cavo e cavo).

Il blocco di ancoraggio è posto sopra il piede in pietrame e contro il paramento di valle, in modo che possa offrire reazione sia con il suo peso che con l'attrito mobilitato lungo l'appoggio. Il blocco ha forma irregolare e dimensioni di circa 3.5 m x 2.5 m x 3 m.

Tra blocco di ancoraggio e blocco ausiliario di coronamento si pone un tirante passivo in acciaio, in modo da conferire stabilità e rigidità. Si è preferito allontanare il tirante dal paramento per agevolare la manutenzione di quest'ultimo. Geometricamente, ciò si traduce nel fatto che il punto di aggancio tra tirante e blocco ausiliario si trovi sospeso, 1 m a lato del coronamento, il che comporta la necessità di inserire due corti micropali verticali, appena a valle del coronamento, per fissare la labilità del punto di aggancio tra tirante e scatolare. I pali sono poco invasivi, poco sollecitati e sono inseriti in una zona inerte del contronucleo di valle, lontano dalla linea di tenuta: per questo motivo si ritiene che il loro impiego non pregiudichi in nessun modo né la sicurezza né il comportamento degli argini.

6.3.3. COMPORAMENTO

L'isola realizza in pratica un natante di grandi dimensioni, il cui ancoraggio risponde alle leggi di equilibrio dei corpi in un piano. Nella pratica navale, i punti di ancoraggio sono limitati, grazie alla robustezza e rigidità del natante. Ciò consente di fissare la posizione del natante nel piano con il minimo numero di cime, opportunamente orientate nel piano.

Nel caso dell'isola flottante, le caratteristiche strutturali del sistema non consentono l'applicazione di forze concentrate importanti, per cui il suo ancoraggio richiede una moltitudine di cavi distribuiti. Il sistema strutturale che si viene a realizzare è altamente iperstatico e uno spostamento dell'isola comporta reazioni diverse in ciascun cavo. Questo effetto è stato in parte mitigato, adottando per l'isola lati paralleli agli argini dell'invaso, in modo che tutti i cavi disposti su un lato abbiano comportamento sforzi-deformazioni uguale.

Nonostante ciò, tuttavia, le risultanti dei fasci di cavi paralleli non confluiscono verso due punti distinti dell'isola realizzando la sua fissità, ma l'equilibrio si ottiene, oltre che con gli spostamenti, anche con rotazioni rigide dell'insieme. Il sistema proposto è stato proporzionato per mantenere tali spostamenti entro 10 m dalla posizione iniziale indisturbata, in modo da non influire sul rendimento (esposizione) dei pannelli né produrre interferenza tra nuove installazioni e gli scarichi e derivazioni esistenti. Va sottolineato che in ogni caso la fissità totale della posizione dell'isola nel piano non è possibile, per la lunghezza, caratteristiche e distribuzione spaziale dei cavi e per le oscillazioni dell'invaso.

6.3.4. COSIDERAZIONI GENERALI

Il sistema di ancoraggio ipotizzato e descritto ha il senso di individuare una soluzione viabile. Il dettaglio costruttivo andrà armonizzato assieme alla soluzione isola, all'interno della progettazione esecutiva.

Il sistema di ancoraggio, che è presentato in questa fase di progettazione definitiva per autorizzazione, potrà subire successivi adattamenti in sede di progettazione finale, in funzione della tecnologia del sistema isola che sarà effettivamente adottata. In ogni caso la tecnologia adottata per l'ancoraggio sarà confermata ed eventualmente modificata nelle successive fasi di progettazione, tenendo conto dell'effettiva azione del vento inclusa l'analisi fluidodinamica ed effetto raffica. In queste analisi si dovrà inoltre tenere in conto dell'effetto prodotto dalle correnti generate nel lago dal flusso verso le derivazioni o lo scarico, qui considerate solo in via approssimata.

6.4. SISTEMA DI CONVERSIONE (INVERTER)

È prevista l'installazione di N.120 inverter di stringa marca HUAWEI modello SUN2000-330KTL-H1 idonei per posa all'esterno, in grado di erogare una potenza attiva AC pari a 300kW @40°C. Gli inverter saranno posizionati su apposite strutture da realizzarsi a bordo zattera, in posizione baricentrica rispetto al generatore fotovoltaico di riferimento ed in corrispondenza del corridoio di passaggio e manutenzione ricavato a bordo zattera.

Ciascuna stringa è composta da n.32 pannelli. Il numero massimo di stringhe per inverter è 18.



Figura 6-8: Prospetto convertitore

Lato campo, l'inverter sarà collegato direttamente alle stringhe senza interposizione di quadri di parallelo, mentre lato rete l'inverter sarà collegato ai quadri di parallelo in bassa tensione di ogni sottoarea.

I quadri di parallelo saranno a loro volta collegati ai quadri generali di bassa tensione installati nelle cabine di trasformazione ubicate a bordo bacino.

Le caratteristiche tecniche del sistema di conversione sono di seguito riportate:

Tabella 6-2 Scheda tecnica inverter

Descrizione	Valore
Input DC	
Tensione massima in ingresso	1500 V _{DC}
Corrente massima per MPPT	65 A
Corrente di corto circuito massima per MPPT	115 A
Range Tensione MPPT	500 – 1500 V
Tensione nominale in ingresso	1080 V
Numero di input	18
Numero di MPPT trackers	6
Output AC	
Potenza attiva AC nominale @40°C	300 kW _{AC}
Potenza apparente massima @30°C	330 kVA
Tensione nominale in uscita	800 V _{AC}
Frequenza nominale di rete	50 Hz / 60 Hz
Corrente nominale in uscita @40°C	216,6 A
Corrente massima in uscita @30°C	238,2 A
Massima distorsione armonica	<1%
Generali	
Dimensioni (LxHxW)	1048 x 732 x 395 mm
Peso	112 kg
Range operativo di temperatura	-25 °C: +60 °C
Efficienze	
Efficienza Massima	99%
Efficienza Europea	98,8%

6.5. ARCHITETTURA DELLA RETE ELETTRICA

La totalità dei pannelli dovrà essere suddivisa in 3 macroaree che dovranno essere connesse a tre distinte cabine di trasformazione installate sulle sponde del bacino (terra ferma) in posizioni opportune al fine di minimizzare il percorso dei cavi di collegamento dalle zattere alla terra ferma. A sua volta ogni macroarea dovrà essere suddivisa in tre sottoaree al fine di contenere il dimensionamento dei cavi di collegamento verso la cabina di conversione. Conseguentemente dovranno essere previsti 40 inverter per ogni macroarea.

I pannelli dovranno essere collegati in stringhe agli inverter installati sulle zattere (32 pannelli per stringa con un massimo di 18 stringhe per inverter).

Per ogni sottoarea saranno previsti dei quadri di parallelo a cui dovranno essere collegati i relativi inverter, con un massimo di 4 unità. Pertanto, si avranno per ogni macroarea 12 quadri di parallelo, installati sulle zattere, e 12 linee di collegamento verso la relativa cabina di conversione.

La potenza prodotta dai pannelli di ogni macro area e convertita dagli inverter in corrente alternata a 800 V sarà elevata alla tensione di 33 kV tramite trasformatori elevatori da 4,5 MVA a cui saranno collegate le linee di bassa tensione provenienti dalle singole sotto aree, previo appoggio sul quadro generale di ogni macroarea dove saranno installati i contatori di

energia.

In uscita dalle cabine di trasformazione di ogni macroarea, si deriverà una linea in media tensione a 33 kV per la connessione al quadro di media tensione (33 kV) di raccolta dell'impianto fotovoltaico, connesso a sua volta al trasformatore elevatore a 220 kV per l'evacuazione della potenza prodotta. La nuova sottostazione utente (SSU) sarà connessa attraverso una linea in cavo AT a 220 kV alla stazione elettrica esistente di alimentazione dei servizi ausiliari della centrale esistente.

A completamento dell'installazione saranno previsti:

- Un quadro di media tensione per collegare le linee mt provenienti dalle cabine di raccolta al trasformatore elevatore
- Un trasformatore dei servizi ausiliari con relativo quadro di bassa tensione, UPS e sistema in corrente continua per l'alimentazione dei servizi ausiliari della sottostazione
- Un trasformatore dei servizi ausiliari con relativo quadro di bassa tensione, UPS per l'alimentazione dei servizi ausiliari della singola cabina di raccolta
- Un sistema di controllo e supervisione in sottostazione, con quadri remoti (RIO) nelle singole cabine di trasformazione.

6.6. TRASFORMATORI DI POTENZA

Nelle n.3 cabine di trasformazione BT/MT, saranno installati complessivamente N.9 trasformatori elevatori ad isolamento in resina da 4500 kVA con tensione di 800 V lato secondario e 33 kV lato primario, completo di sonde di temperatura, centralina termometrica e sistema di ventilazione forzata.

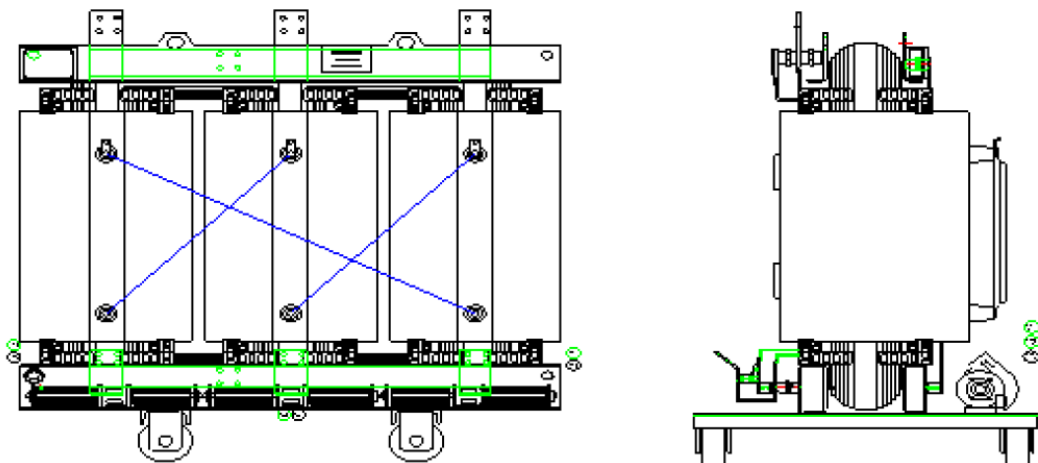


Figura 6-9: Tipico trasformatore di potenza MT/BT

I trasformatori avranno le seguenti caratteristiche elettriche:

- Potenza nominale: 4500kVA
- Tensione primaria: 33kV
- Tensione secondario: 800V
- Frequenza: 50Hz
- Gruppo vettoriale: Dyn11
- Impedenza di cto-cto (Z_k) = 8%

- Classe ambientale: E2
- Classe climatica: C2
- Classe di comportamento al fuoco: F1
- Dimensioni (LxHxP) = 2,8x1,6x2,7 mm
- Peso = 12000 kg

Oltre alla tipologia di trasformatore sopra riportato è prevista l'installazione anche di un secondo trasformatore in resina di piccola potenza per i servizi ausiliari, con potenza di targa pari a 50kVA, tensione primaria 33kV, tensione secondaria 400V, indice orario Dyn11, completo di sonde di temperatura e centralina termometrica. Si prevede 1 trasformatore ogni cabina di campo MT/BT, per un totale di 3 trasformatori.

6.7. QUADRI ELETTRICI

All'interno di ciascuna cabina di trasformazione BT/MT saranno installati i seguenti quadri elettrici:

Quadro di media tensione

Il singolo quadro di media tensione sarà di tipo protetto (LSC2A) conforme alla Norma IEC 62271-200 e livello di isolamento 36 kV, corrente nominale 1250A, tenuta al corto circuito 25 kA.

Il quadro di media tensione sarà composto da 6 scomparti e precisamente:

- N. 1 arrivo linea equipaggiato con interruttore;
- N. 3 partenze trasformatore equipaggiate con interruttore;
- N.1 partenza trasformatore servizi ausiliari equipaggiata con sezionatore sottocarico e fusibile;
- N.1 cella misure completa di trasformatori di tensione.

Tutti i sezionatori sottocarico saranno ad isolamento in aria o in gas SF6.

Tutti gli interruttori saranno sottovuoto, completi di motore carica molle, bobine, di chiusura, trasformatori di corrente e protezione a microprocessore.

Quadri di bassa tensione di ogni macro area

È prevista l'installazione di un Power Center per ogni macro area costituito da armadio con struttura metallica a pavimento, con segregazione Forma 3B, composto da:

- arrivo da trasformatore elevatore,
- scomparto misure,
- n. 5 partenze linee verso le sottoaree relative.

Tutti gli interruttori saranno di tipo aperto o scatolato con comando manuale e saranno equipaggiati con sganciatori di protezione contro le sovracorrenti e i guasti a terra.

I quadri saranno in accordo alla norma CEI EN 61439-1.

Quadro di bassa tensione dei servizi ausiliari

È prevista l'installazione di un quadro servizi ausiliari costituito da armadio con struttura metallica a pavimento con segregazione Forma 2, costituito da una colonna e relativa risalita cavi, dimensioni complessive (LxHxP) 930x1931x837mm con zoccolo di rialzo H=100mm, che conterrà gli interruttori magnetotermiche differenziali dei seguenti circuiti:

- Ausiliari cabina
- Illuminazione ordinaria e di emergenza
- Prese e FM di servizio
- UPS di cabina
- Quadro Rio per sistema di supervisione
- Ausiliari quadri MT

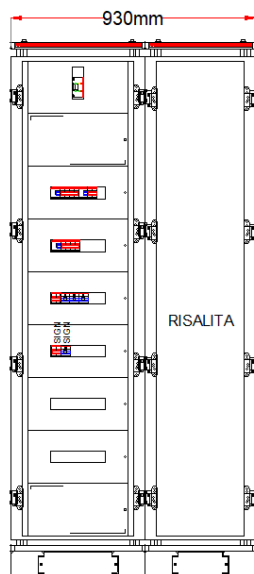


Figura 6-10 Quadro servizi ausiliari cabina di trasformazione

6.8. CABINA DI IMPIANTO

La cabina di impianto sarà composta dei seguenti locali:

- Locale tecnico con quadri elettrici (Quadri di bassa tensione e Quadri MT)
- Locale trasformatore elevatore BT/MT per la trasformazione in media tensione a 33 kV.

Le dimensioni in pianta saranno 13,5 m x 12 m . Per l'indicazione di ulteriori dimensioni e quote relative alla ripartizione interna si rimanda alla tavola di dettaglio GRE.EEC.R.27.IT.P.14456.00.034.00, allegata al Progetto Definitivo.

Essa sarà inoltre dotata di impianti di servizio quali:

- impianto di illuminazione esterno per garantire visibilità sulle zone di accesso alla cabina;
- impianto di illuminazione e forza motrice dei locali quadri;
- sistema di videosorveglianza;
- quanto altro necessario alla gestione dell'impianto e normalmente richiesto dalle normative vigenti (schema del quadro, cartelli comportamentali, tappeti isolanti 20kV, guanti di protezione 20kV, estintore ecc.).

Le cabine di impianto sono tre e i cabinati saranno installati in un'area dedicata prossima a bacino, come indicato sul layout di impianto allegato al Progetto Definitivo (tavola GRE.EEC.D.27.IT.P.14456.00.007.00).

6.9. SOTTOSTAZIONE UTENTE

La sottostazione utente sarà composta da apparecchiature (conduttori, portali, colonnini, sezionatore) ad isolamento in aria (AIR type), mentre l'interruttore e i trasformatori di misura saranno ad isolamento in SF6 per installazione all'aperto.

Essa sarà costituita da uno stallo unico di trasformazione AT/MT al quale saranno connessi il cavo di alta tensione per la connessione a RTN e il trasformatore elevatore AM/MT a sua volta collegato con linee in cavo al quadro di media tensione di raccolta dalle cabine di trasformazione dell'impianto fotovoltaico.

Il trasformatore elevatore sarà dotato di apposita vasca di raccolta dell'olio e sarà installato all'aperto.

Tutte le apparecchiature in alta tensione avranno caratteristiche idonee al livello di



Enel Produzione S.p.A.



GRE CODE

GRE.EEC.R.27.IT.P.14456.00.012.00

PAGE

56 di/of 78

isolamento (245 kV) e alla corrente di corto circuito prevista (40 kA x 1 s).

Tutta l'area della sottostazione sarà dotata di un opportuno impianto di illuminazione artificiale normale e di emergenza, tale da garantire i livelli di illuminazione richiesti dalla normativa vigente per gli ambienti di lavoro all'aperto.

La sottostazione sarà ubicata in una apposita area circoscritta e recintata all'interno della quale le apparecchiature elettriche di alta tensione saranno installate su appositi basamenti in cemento armato idonei a resistere alle varie sollecitazioni (sforzi elettrodinamici, spinta del vento, carico di neve, ecc.).

La recinzione ha caratteristiche conformi alle prescrizioni della Norma CEI 61936-1 (altezza minima 2,5 m). La distanza della recinzione dalle apparecchiature di alta tensione sarà in accordo alle prescrizioni della Norma CEI 61936-1 e comunque non inferiore a 5 m.

Le distanze minime tra le parti attive (fase-fase e fase-terra) saranno nel rispetto delle prescrizioni della Norma CEI 61936-1. In particolare, si adotterà una distanza in orizzontale tra le fasi di 3,3 m in accordo anche alle prescrizioni del codice di rete di Terna.

L'accesso alla sottostazione e al relativo edificio quadri sarà regolamentato con apposita procedura e sarà consentito solo al personale qualificato. Per l'accesso alla sottostazione saranno previsti due cancelli carrabili di larghezza 7 m. Il locale contatori e il locale server avranno anche un accesso dall'esterno dedicato.

All'interno della sottostazione sarà realizzata una viabilità interna tale da consentire le normali operazioni di esercizio e manutenzione dell'impianto nel rispetto delle distanze di vincolo e di guardia fissate dalla Norma CEI 61936-1.

I cavi di alimentazione, controllo e segnalazione interni alla sottostazione saranno posati in appositi cavidotti realizzati con tubi in PVC interrati e pozzetti o manufatti in cemento armato realizzati in opera. I cavi di alta tensione saranno interrati direttamente.

Tutti gli isolatori previsti per installazione all'aperto saranno realizzati con materiale polimerico resistente all'aggressione degli agenti atmosferici.

All'interno dell'area, in idonea posizione, saranno previsti il gruppo elettrogeno, lo shunt reactor e il bank capacitor.

Il trasformatore dei servizi ausiliari sarà installato all'interno dell'edificio, in un apposito locale.

La sottostazione sarà composta da un montante trasformatore AT/MT, composto dalle seguenti apparecchiature ad isolamento in aria:

- N.1 sezionatore di linea (189L) e sezionatore di terra dimensionati per 245 kV, 40 kA, 1250 A, con comando a motore elettrico (110Vcc).
- N. 3 TV di tipo induttivo a quattro avvolgimenti secondari per protezioni e misure con isolamento in SF6.
- N.1 interruttore generale (152L) dimensionato per 245 kV, 40 kA, 1250 A, con bobina di chiusura, due bobine di apertura a lancio e una bobina di apertura a mancanza, isolamento in SF6 e comando a motore elettrico (110Vcc).
- N.3 TA a quattro avvolgimenti secondari, 2 di misura e 2 di protezione, con isolamento in SF6.
- N.6 scaricatori di sovratensione.
- N. 3 Terminali Cavo AT

Tutti i circuiti di comando e di alimentazione funzionale dei motori di manovra saranno a 110 Vcc, mentre l'alimentazione ausiliaria sarà a 230/400 Vca.

Nella stazione sarà realizzato un edificio a pianta rettangolare con dimensioni di circa 36,9 x 6,5 metri con altezza fuori terra di circa 4,00m, per alloggiamento locale server, sala quadri

controllo e protezione, TSA, sala quadri MT (33kV), ufficio e locale magazzino. Sottostante sarà prevista una vasca per il passaggio cavi avente profondità di 1 m.

Il suddetto fabbricato sarà realizzato con struttura portante in c.a. e con tamponatura esterna in mattoni semiforati intonacati; i serramenti saranno di tipo metallico. La copertura del fabbricato sarà realizzata con un tetto piano. La impermeabilizzazione del solaio sarà eseguita con l'applicazione di idonee guaine impermeabili in resine elastometriche. Particolare cura verrà 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 4.4.75 e successivi aggiornamenti, nonché alla legge n.10 del 9.1.91.

L'edificio sarà servito da impianti tecnologici quali: illuminazione, condizionamento, antintrusione, ecc.

L'edificio sarà diviso in diversi locali, quali: locale contatori, locale server, locale quadri controllo e protezione, locale trasformatore servizi ausiliari, ufficio e locale magazzino.

Le apparecchiature elettriche di alta tensione saranno comandate in loco dal relativo quadro di comando installato a bordo e in remoto dal quadro sinottico di comando e misura.

Per lo stallo trasformatore sarà previsto il relativo quadro di protezione, quadro misure per il sistema di controllo e quadro misure per il dispacciamento.

I relè di protezione saranno di nuova generazione con tecnologia a microprocessore con incorporate le funzioni di protezione, misura, segnalazione degli allarmi, oscillografia e registrazione cronologica degli eventi e con comunicazione con protocollo IEC61850 con il sistema di supervisione.

6.10. TRASFORMATORE ELEVATORE AT/MT

Il trasformatore elevatore della sottostazione elettrica sarà dimensionato per poter evacuare la seguente potenza:

- Impianto fotovoltaico 35,640 MW

Le caratteristiche del trasformatore elevatore sono di seguito indicate:

		TR1
Potenza nominale	MVA	45/50
Tensione nominale primaria	kV	220
Tensione nominale secondaria	kV	33
Vraiatore primario		$\pm 10 \times 1,5\%$
Gruppo vettoriale		YNd11
Tensione di corto circuito		11%
Sistema di ventilazione forzata		ONAN-ONAF

(*) La potenza con ventilazione ONAF sarà definita in fase di progetto esecutivo.

Il trasformatore sarà equipaggiato con le proprie protezioni di macchina (Buchholz, temperatura, immagine termica, livello olio, valvola di sovrappressione), conservatore dell'olio, variatore sottocarico.

6.11. IMPIANTO DI TERRA ED EQUIPOTENZIALE

Sarà realizzato un impianto di messa a terra in conformità alle prescrizioni della Norma CEI EN 50522 per gli impianti alimentati in alta tensione.

- Impianto di terra della sottostazione:

Per garantire la protezione contro le tensioni di passo e contatto, in accordo alle

prescrizioni della Norma CEI EN 50522, la sottostazione sarà dotata di impianto di messa a terra realizzato con maglia interrata (alla profondità di 0,8 m) in corda di rame nuda da 95 mm².

La configurazione della maglia sarà tale da garantire il rispetto delle tensioni limite di contatto in funzione del tempo di intervento delle protezioni della rete AT per guasto monofase a terra.

Tutte le apparecchiature metalliche che richiedono la messa a terra (funzionale e di protezione) saranno collegate all'impianto di messa a terra secondario, in accordo alle prescrizioni della Norma CEI 64-8 e alla Norma CEI 50522.

L'impianto di messa a terra secondario sarà composto dai collettori principali di terra (piatto di rame), conduttori equipotenziali di colore giallo-verde di idonea sezione e isolamento e sarà connesso direttamente alla maglia di terra interrata.

Tale impianto sarà connesso all'impianto di terra del sito al fine di realizzare un impianto di terra globale.

- Impianto di terra di ciascuna cabina di trasformazione.

Sarà creato un impianto di terra costituito da dispersori verticali a croce in acciaio zincato di lunghezza stimata L=1,5m infisse direttamente nel terreno ad una distanza sufficiente da non avere interferenze. I dispersori saranno tra loro collegati con corda in rame nudo da 35 mm² (c.d. dispersore orizzontale) direttamente posato nel terreno. L'impianto di terra così costituito sarà collegato ai collettori equipotenziali installati all'interno della cabina di trasformazione.

L'impianto di terra della singola cabina di trasformazione sarà connesso all'impianto di terra della sottostazione.

Ai collettori equipotenziali saranno collegate tutte le masse e le masse estranee della cabina di trasformazione e dell'impianto fotovoltaico, in accordo alle prescrizioni delle Norme CEI applicabili.

Nel caso dell'impianto fotovoltaico, dovrà essere messa a terra la cornice del modulo fotovoltaico a meno che il pannello non sia certificato con isolamento di Classe II. Il modulo fotovoltaico è provvisto di appositi fori di messa a terra contrassegnato da idoneo simbolo; il collegamento equipotenziale dovrà essere eseguito in accordo al manuale di installazione del pannello fotovoltaico.

Analogamente, anche la struttura di sostegno dei moduli fotovoltaici dovrà essere collegata all'impianto di messa a terra, a meno che i moduli utilizzati non siano isolati in Classe II e siano utilizzati cavi a doppio isolamento per il loro collegamento.

6.12. CAVI IN BASSA TENSIONE

I cavi di bassa tensione in corrente continua presenti sull'impianto sono:

- Cavi di collegamento dai pannelli fotovoltaici ai quadri di primo parallelo
- Cavi di collegamento dai quadri di primo parallelo agli inverter di stringa

I cavi di bassa tensione in corrente alternata presenti sull'impianto sono:

- Cavi di collegamento da inverter di stringa a QGBT
- Cavi di collegamento da QGBT a trasformatore elevatore
- Cavi di collegamento da trasformatore servizi ausiliari a QSG
- Cavi dei servizi ausiliari

I cavi di collegamento da inverter di stringa ai quadri QGBT saranno posati su passerelle installate su zattere galleggianti, all'interno di tubi corrugati fissati al coronamento del bacino e in tubi interrati.

Tutti gli altri cavi sono posati in passerelle in aria libera o in tubazioni a parete.

I cavi unipolari in passerella saranno disposti a trifoglio e ogni terna distanziata 2 volte il diametro esterno.

In corrente continua per il collegamento dei pannelli fotovoltaici ai quadri di parallelo saranno utilizzati cavi unipolari H1Z2Z2-K aventi sezione 4 mm², mentre per il collegamento dei quadri di parallelo saranno utilizzati cavi unipolari H1Z2Z2-K aventi sezione 10 mm².

In corrente alterna per il collegamento degli inverter ai quadri QGBT delle cabine di impianto saranno utilizzati FG16M16 0,6/1 kV.

In accordo alle modalità di installazione espresse dalla Norma CEI 64-8 i tipi di installazione previsti e adottati per l'impianto in esame sono:

- Cavi unipolari in aria libera posati su passerelle: tipo di posa 13
- Cavi multipolari in aria libera posati su passerelle: tipo di posa 13
- Cavi multipolari in aria libera in tubi: tipo di posa 3A
- Cavi multipolari interrati: tipo di posa 61 (in tubi interrati) tipo di posa 62 (direttamente interrati)

6.13. CAVI IN MEDIA TENSIONE

LINEA DI COLLEGAMENTO AI TRASFORMATORI ELEVATORI

Saranno impiegati cavi con conduttore in alluminio, isolamento in HEPR, con tensione di isolamento 18/30 kV, per il collegamento dei trasformatori elevatori di potenza 4500 kVA al quadro di media tensione della cabina di campo.

Le caratteristiche del cavo sono le seguenti:

Tipo di cavo:	unipolare – 18/30 kV
Isolamento:	EPR
Sezione:	3x(1x120) mm ²
Conduttore:	alluminio
Sigla:	ARE4H5E 18/30 kV
Lunghezza:	10 m
Condizioni di posa	in passerella in aria libera

LINEA DI COLLEGAMENTO TRASFORMATORE SERVIZI AUSILIARI

Saranno impiegati cavi con conduttore in alluminio, isolamento in HEPR, con tensione di isolamento 18/30 kV, per il collegamento dei trasformatori dei servizi ausiliari (50 kVA/100 kVA).

Le caratteristiche del cavo sono le seguenti:

Tipo di cavo:	unipolare – 18/30 kV
Isolamento:	EPR
Sezione:	3x(1x120) mm ²
Conduttore:	alluminio
Sigla:	ARE4H5E 18/30 kV
Lunghezza:	10 m

LINEA DI COLLEGAMENTO ALLA SSE UTENTE

Saranno impiegati cavi unipolari con conduttore in alluminio, isolamento in polietilene di tipo XLPE, ridotto spessore di isolamento, schermo in nastro di alluminio e rivestimento esterno in poliolefine tipo DMZ1, aventi sigla ARE4H5E tensione di isolamento 18/30 kV.

Le caratteristiche del cavo sono le seguenti:

Sezione	1x300 mm ²
Resistenza a 90°C:	0,129 Ω/km
Reattanza:	0,103 Ω/km
Capacità:	0,311 μF/km
Portata nominale Iz	480 A (interrato)
	581 A (in aria)
Costante cavo	K = 92

Energia specifica passante	761,76x10 ⁶ A ² s
----------------------------	---

LINEE IN CAVO MT DI COLLEGATO AI TRASFORMATORI ELEVATORI

Saranno impiegati cavi con conduttore in rame, isolamento HEPR di qualità G7, schermo in di rame e rivestimento esterno in PVC qualità Rz, aventi sigla RG7H1R tensione di isolamento 18/30 kV.

Le caratteristiche del cavo sono le seguenti:

Tipo di cavo: unipolare – 18/30 kV
Isolamento: HEPR di qualità G7
Sezione: 1x240 mm² / 3 conduttori in parallelo per fase

6.14. CAVI AT

Il cavo di alta tensione sarà dimensionato per trasportare la massima potenza generata dall'impianto fotovoltaico.

Pertanto, il valore minimo di portata del cavo sarà superiore alla corrente nominale lato primario del trasformatore elevatore della sottostazione d'utente (105,32 A).

Sarà impiegato un cavo unipolare avente una sezione di 630 mm².

L'elettrodotto sarà costituito da tre cavi unipolari in alluminio idonei per tensione 130/225 (245) kV.

Ciascun cavo a 220 kV sarà costituito da un conduttore in alluminio compatto, tamponato, schermo semiconduttivo sul conduttore, isolamento in polietilene reticolato (XLPE), schermo semiconduttivo sull'isolamento, nastri in materiale igroespandente, schermo in alluminio longitudinalmente saldata, rivestimento in polietilene con grafitatura esterna.

Per i dimensionamenti si faccia riferimento all'elaborato Relazione di calcolo opere elettriche -GRE.EEC.R.27.IT.P.14456.00.035.00.

6.15. CAVI DATI

Sarà utilizzata la seguente tipologia di cavo LAN FTP 4x2xAWG23/1 cat.6 per la comunicazione ethernet:

- N.4 coppie con conduttore in rame rosso
- Isolamento in polietilene espanso a gas
- Schermatura coppie con foglio in alluminio/poliestere
- Guaina esterna in polimero termoplastico grigio, priva di alogeni, a bassissima emissione di fumi, ritardante la fiamma e resistente ai raggi UV
- Riferimenti normativi: EN 50173-1, IEC 11801, IEC 61156-5, IEC 60332-1, EN 50575

Qualora necessario saranno impiegati cavi a fibra ottica per la connessione dei vari apparati al sistema di controllo e supervisione.

6.16. CAVIDOTTO MT: MODALITÀ DI POSA

Il cavidotto MT consentirà la connessione dalle cabine di trasformazione alla Sottostazione Utente, sempre in sito. Date le specificità del sito, la posa del cavo sarà prevista interrata (posa in terreno vegetale) all'interno dei confini dell'area della centrale fino ad arrivare alla SSE utente.

6.17. CAVIDOTTO AT: MODALITÀ DI POSA, ATTRAVERSAMENTI E FASCE DI RISPETTO

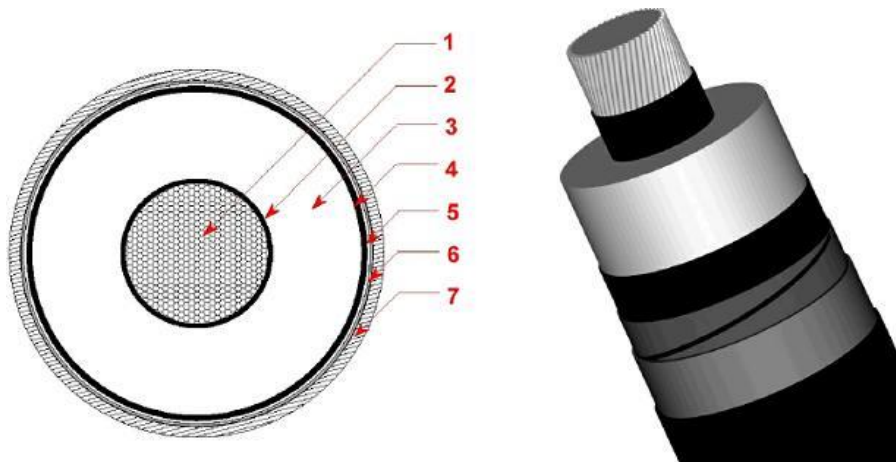
L'elettrodotto sarà costituito da tre cavi unipolari in alluminio idonei per tensione 130/225 (245) kV.

Nelle reali condizioni di posa:

- profondità di 1,5 m
- terna singola
- temperatura del terreno di 20 °C
- resistività del terreno 1 Km/W

si ha un coefficiente di riduzione della portata di $K=0,98$.

Pertanto, il valore effettivo della portata risulta essere 652,8 A, superiore alla massima corrente di impiego del cavo (105,32 A).



Diagrammatic Only - Not to Scale

Item	Description	Nominal Thickness [mm]	Details
1	Conductor		Aluminium Compacted
2	Conductor Screen		Semi-conductive polymer
3	Insulation	13.8	XLPE
4	Insulation Screen		Semi-conductive polymer
5	Water Barrier		Hygroscopic Tapes
6	Metallic Sheath	1.1	Al Tape Longitudinally Welded
7	Outer Serving	4.5	PE with Graphite Coating

Figura 6-11. sezione tipica del cavo XLPE

Il cavo sarà interrato alla profondità di circa 1,50 m, con disposizione delle fasi a trifoglio.

Nello stesso scavo della trincea, a distanza di almeno 0,3 m dai cavi di energia, si prevede la posa di un cavo a fibre ottiche per trasmissione dati e una corda di terra (rame nudo).

La terna di cavi dovrà essere alloggiata in un letto di sabbia in accordo agli standard di posa. Si faccia riferimento all'elaborato GRE.EEC.D.27.IT.P.14456.00.045.00 - Tracciato cavidotto AT sezioni e attraversamenti tipo.

La terna di cavi dovrà essere protetta mediante lastra in CAV e segnalata superiormente da un nastro segnaletico.

La restante parte della trincea dovrà essere ulteriormente riempita con materiale di risulta e di riporto.

La profondità di posa potrà subire delle variazioni in funzione degli attraversamenti delle eventuali infrastrutture che saranno incontrate lungo il percorso.

I cavi saranno posati in terreno vegetale o lungo il percorso stradale.

Per superare le interferenze, in un tratto antistante il piazzale di ingresso della Centrale e nel tratto finale prima dell'accesso alla SSE Terna, è prevista la posa in TOC.

In corrispondenza del ponte sopra le condotte forzate, al fine di evitare le interferenze con il

gasdotto e l'acquedotto, si adatterà una posa in passerella staffata a parete sulla struttura in c.a. del ponte stesso. La passerella sarà posizionata sotto il gasdotto (installato alla quota del piano stradale) ad una distanza di almeno 1 m, e avrà un percorso parallelo al gasdotto fino al superamento del ponte.

La lunghezza del tracciato sarà coperta con la posa di due pezzature di cavo unipolare per fase, aventi lunghezza di circa 700 m. Pertanto, la fornitura del cavo unipolare avverrà in n. 6 bobine di cavo unipolare di lunghezza idonea.

In fase di installazione, le bobine saranno posizionate lungo il percorso in corrispondenza delle camere di giunzione e della sottostazione MT/AT di partenza.

Lungo il percorso sarà prevista n.1 camera di giunzione, avente le seguenti dimensioni indicative: lunghezza=10 m, larghezza=3 m, profondità=2 m.

A giunzioni ultimate si procederà al rinterro degli scavi eseguiti con ripristino dell'area interessata dai lavori, considerando, in corrispondenza dei giunti, opportuni rinforzi atti a contrastare eventuali instabilità del terreno sovrastante.

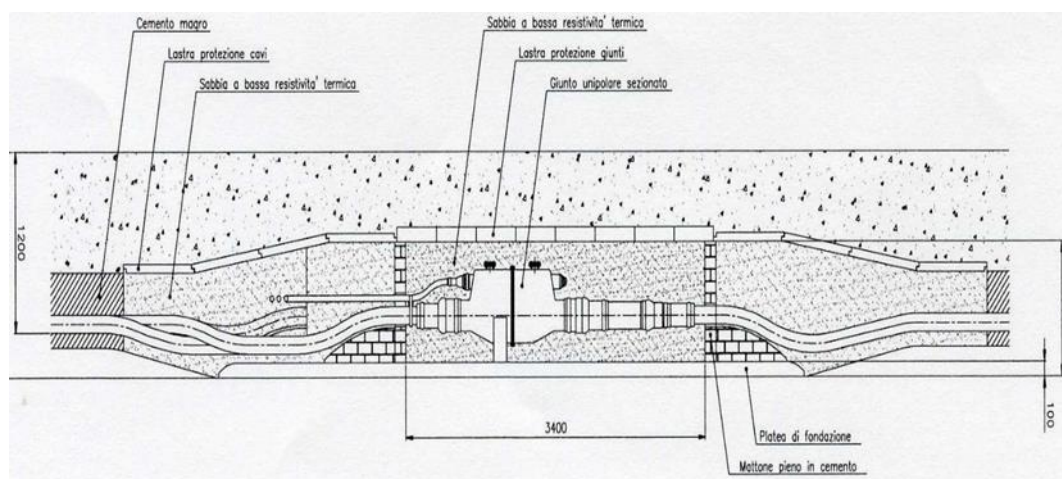


Figura 6-12 – Tipico camera di giunzione (sezione)

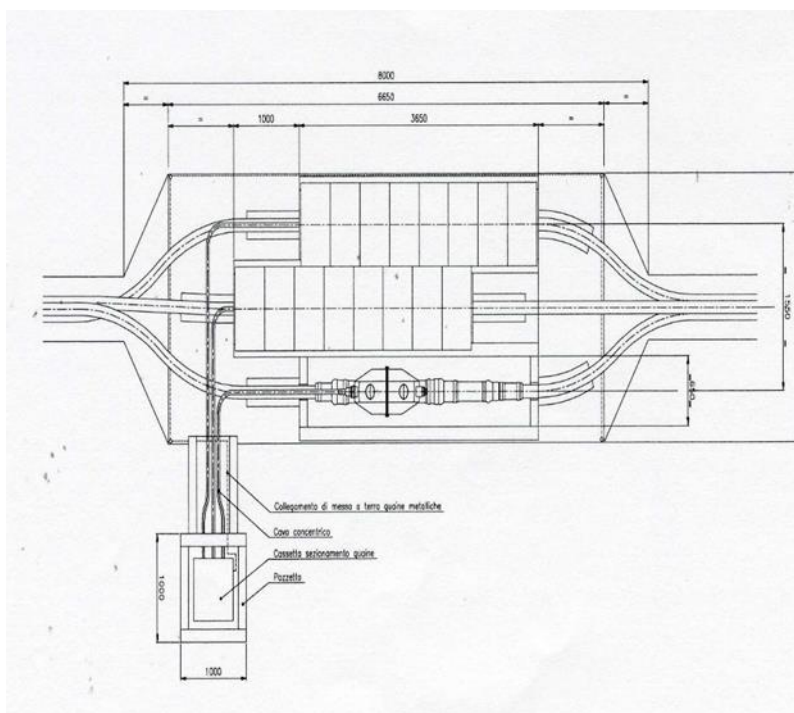


Figura 6-13 – Tipico camera di giunzione (pianta)

Le interferenze (parallelismi o incroci) con i cavi interrati di energia e segnalazione o comando che si verificheranno lungo il tracciato dell'elettrodotto saranno gestite nel rispetto delle



Enel Produzione S.p.A.



GRE CODE

GRE.EEC.R.27.IT.P.14456.00.012.00

PAGE

63 di/of 78

prescrizioni della Norma CEI 11-17 (capitolo 4 – sezione 2) e delle leggi vigenti sia per quanto riguarda i cavi elettrici dello stesso livello di tensione, sia per quelli con livelli di isolamento inferiore (cavi di bassa e media tensione).

Analogamente gli incroci o i parallelismi con i cavi di telecomunicazione interrati saranno gestiti nel rispetto delle prescrizioni della Norma CEI 11-17 (capitolo 4 – sezione 1) e delle leggi vigenti.

Per quanto riguarda i possibili fenomeni di danneggiamento per induzione magnetica, in fase di progetto esecutivo si dovrà procedere alle verifiche di cui alla Norma CEI 103-6.

La coesistenza tra l'elettrodotto e le tubazioni metalliche interrate sarà realizzata nel pieno rispetto delle prescrizioni della Norma CEI 11-17 (capitolo 4 – sezione 3) e del DM 17/04/08 e delle norme UNI qualora siano applicabili (nel caso di gasdotti).

L'attraversamento delle strade e delle ferrovie avverrà in accordo alle indicazioni della Norma CEI 11-17 capitolo 4 – sezione 4.

6.18. SISTEMA DI MONITORAGGIO E CONTROLLO SCADA

L'esercizio degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili prevede attività di manutenzione e di gestione più o meno complesse, le quali permettono di garantire il funzionamento dei macchinari e di ottimizzarne le performances. Una corretta gestione degli impianti di produzione non può quindi prescindere dall'accurata supervisione continua e dal controllo (anche da remoto) dei loro parametri di funzionamento.

La scelta del set di parametri da monitorare viene definita in base al dettaglio delle analisi necessarie per il completo controllo della capacità produttiva degli impianti e della loro conformità alle eventuali prescrizioni amministrative/autorizzative, vincoli a limiti di emissioni (sostanze inquinanti, campi elettromagnetici, particolati, ecc.).

Tutti i sistemi di monitoraggio e acquisizione dati sono infatti assimilabili a tecnologie Programmable Logic Controller (PLC) e Supervisory Control And Data Acquisition (SCADA), tecnologie consolidate nelle applicazioni di controllo automatico in ambito industriale. L'utilizzo dei PLC permette di applicare una logica di controllo e di attuazione di comandi automatici che, opportunamente programmati, consentono il funzionamento automatico o semi-automatico degli impianti di produzione da fonte rinnovabile. Le caratteristiche distintive tra i sistemi di monitoraggio sono quindi concentrate nelle tecnologie e nel numero dei dispositivi di rilevazione delle grandezze misurate (sonde), nelle caratteristiche di archiviazione e presentazione dei dati e nei software di analisi e controllo di cui sono dotati.

Il principale indice di performance per gli impianti fotovoltaici è il Performance Ratio (PR), definito dalla Norma CEI 82-25 come il rapporto tra l'energia prodotta dall'impianto e l'energia producibile dall'impianto nel periodo analizzato. Tale indicatore prestazionale esprime la capacità di trasformare l'energia solare in energia elettrica ed è funzione delle perdite di sistema (mismatch, riflessione, ombreggiamento, stato di pulizia della superficie dei moduli, decadimento delle prestazioni dei moduli, effetti della temperatura, perdite per effetto joule, rendimento inverter). Di seguito vengono evidenziate le varie cause di perdita di energia caratteristiche del processo di conversione:

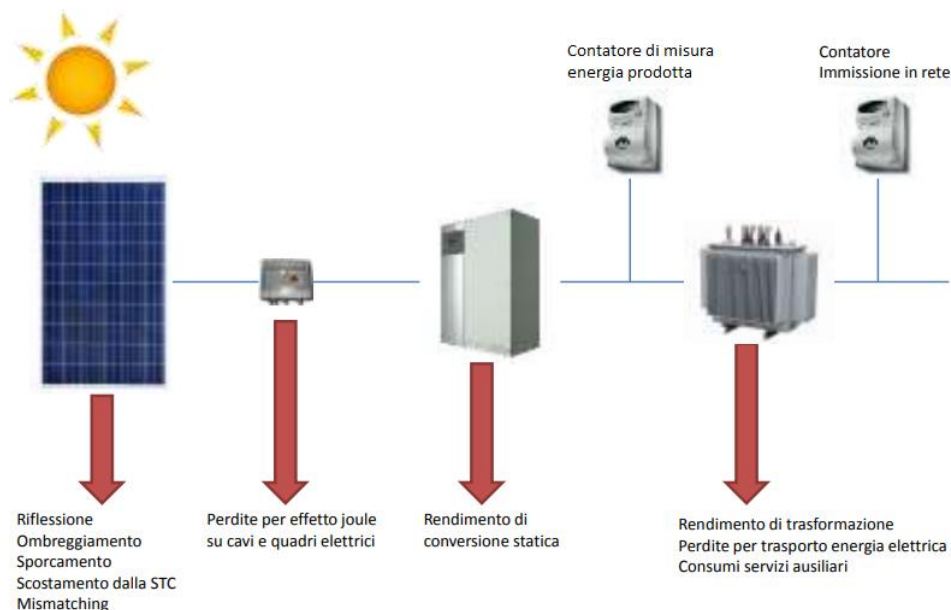


Figura 6-14: Perdite di energia elettrica in un impianto di produzione da fonte solare

La Disponibilità Tecnica, definita come il rapporto tra la potenza indisponibile pesata con l'irraggiamento occorso nel periodo nel quale è avvenuta l'indisponibilità e la potenza nominale dell'impianto, è un altro indice prestazionale comunemente utilizzato per valutare la produzione raggiunta dall'impianto in uno specifico periodo di esercizio.

La Disponibilità Tecnica rappresenta la percentuale di potenza installata effettivamente in esercizio in un dato periodo ed è comunemente utilizzata, assieme al PR, per valutare la capacità produttiva raggiunta dall'impianto fotovoltaico durante l'anno di esercizio.

La riuscita economica dei progetti è strettamente connessa al raggiungimento della produzione attesa, che rappresenta il principale indicatore di successo del progetto. Disporre di un monitoraggio accurato è necessario, in quanto resta questo il principale strumento di controllo, attraverso il quale Committenza e Appaltatore/Gestore possono verificare il raggiungimento delle prestazioni attese per il progetto

All'interno del quadro elettrico dei servizi ausiliari sarà installato un controllore logico industriale (c.d. PLC) equipaggiato con schede di ingresso idonee ad acquisire i parametri di funzionamento dell'impianto fotovoltaico. Sarà possibile visualizzare in loco e in tempo reale tutti i valori misurati ed intervenire tempestivamente in caso di guasti. A questo scopo, saranno disponibili analisi di alta qualità, diagrammi di flusso delle performance ed un efficace sistema di gestione degli allarmi.

6.19. RECINZIONI, SICUREZZA ED ILLUMINAZIONE

Come precedentemente menzionato, il campo fotovoltaico in oggetto si trova all'interno dell'area della centrale di proprietà di Enel Produzione e pertanto l'area risulta già provvista di recinzioni/barriere, vigilanza armata e illuminazione artificiale.

Essendo le due realtà, impianto fotovoltaico e centrale idroelettrica, profondamente interconnesse e coincidenti a livello geografico, non sono previste alterazioni dell'attuale sistema.

La sottostazione utente (SSU) sarà opportunamente recintata come è stato descritto al paragrafo 6.8.

7. OPERE DI RETE - AMPLIAMENTO STAZIONE TERNA

Come detto, funzionale all'operatività dell'impianto in progetto risulta l'ampliamento della stazione RTN Terna 220 kV.

L'intervento è oggetto del Piano Tecnico delle Opere da presentare a Terna ai fini dell'ottenimento del benessere. Esso prevede in sostanza la realizzazione di una nuova opera di sostegno sul fronte Sud-Est dell'attuale piazzale e successivo riempimento a tergo del muro, al fine di creare una superficie unica riportata alla stessa quota ove installare le nuove apparecchiature elettromeccaniche.

L'intervento è interferente con alcune aree di servizio alla stazione esistente; in particolare, lo spostamento del fronte del piazzale necessiterà della riallocazione di:

- Serbatoi di stoccaggio olio, utilizzati in caso di manutenzione
- UTA (Unità trattamento aria) di servizio agli edifici uffici di Centrale



Figura 7-1 - Area di intervento in azzurro i serbatoi olio e in giallo le UTA. In arancione la Tettoia Fusti olio

I serbatoi olio sono utilizzati a scopo di stoccaggio e utilizzati in caso di manutenzione delle macchine poste in adiacenza.

Le UTA presenti all'interno delle aree risultano essere in servizio, la loro disattivazione per consentirne lo spostamento sarà programmata per rendere minimo il disservizio.

Nel piazzale da riorganizzare, oltre le due strutture sopra menzionate e per le quali è stata prevista una nuova riallocazione, esiste una terza costruzione (tettoia stoccaggio fusti di olio) per la quale non è prevista una nuova posizione.

Lo spostamento del fronte del piazzale verrà realizzato mediante la realizzazione di un muro di sostegno in calcestruzzo armato spostato di 15 metri rispetto al confine segnato dal muro esistente adiacente al piazzale in cui sono presenti UTA e serbatoi olio. La conformazione e lo sviluppo longitudinale della nuova opera di sostegno ricalcherà la sagoma del muro esistente. Il nuovo muro dovrà avere uno sviluppo in lunghezza di circa 90 metri.

Il dislivello da colmare tra il piano della sottostazione attuale e la superficie sottostante ammonta a circa 3,5 metri (quota stimata).

Il muro di sostegno dovrà essere realizzato tramite fondazioni dirette, limitando eccessivi approfondimenti dell'apparato fondale che richiederebbero l'impiego di elementi di sostegno provvisori o causerebbero di interferenze con le fondazioni delle altre strutture presenti

nelle aree limitrofe.

Il dimensionamento geotecnico e strutturale del muro di sostegno dovrà essere eseguito in accordo al D.M. 17/01/2018 Norme Tecniche per le Costruzioni (NTC), considerata l'importanza del tipo di opera da eseguire e la sismicità della zona.

L'esposizione ambientale del sito non richiede particolari requisiti in termini di durabilità delle strutture, potranno essere utilizzati calcestruzzi con classe di esposizione XC.

La Classe d'Uso dell'opera dovrà essere fissata in relazione al grado di importanza dell'opera da eseguirsi, in base alle indicazioni delle NTC e delle eventuali indicazioni di normative regionali. Si suggerisce di dimensionare l'opera con Classe D'Uso non inferiore a III.

Le opere verranno realizzate mediante **Demolizioni e Nuove realizzazioni**.

Demolizioni

Saranno eseguite:

- La demolizione delle strade di servizio nelle zone in cui verranno previsti riporti di materiale, comprendendo anche gli strati di sottofondo;
- La demolizione di parte della porzione superiore del muro esistente, al fine di poter permettere anche la futura posa di linee interrato o la realizzazione di nuove strutture di fondazione anche a ridosso dello sviluppo del muro esistente;
- La demolizione delle recinzioni e di eventuali trovanti fondali nelle aree attualmente occupate dai serbatoi olio da rilocare e delle UTA.

La demolizione di parte della testa del muro esistente sarà eseguita fino alla quota necessaria a permettere l'attraversamento di eventuali linee interrato, in modo da non creare anche future interferenze tra futuri interventi di attraversamento. La demolizione della porzione superiore del muro sarà eseguita solo dopo aver eseguito un parziale reinterro del nuovo muro, al fine di evitare fenomeni di instabilità e cedimenti della parte di terreno presente a monte del muro esistente.

Nuove realizzazioni

Gli interventi riguarderanno la **ricollocazione delle UTA** con:

- Predisposizione preliminare delle nuove linee impiantistiche nell'area di nuova collocazione;
- connessione alle nuove linee impiantistiche tramite bypass che permettano di mettere immediatamente le macchine in servizio;

Relativamente alla **ricollocazione dei serbatoi olio** in altra area si dovrà provvedere a:

- realizzare idonei nuovi basamenti di supporto e nuova recinzione.
- Qualora la pavimentazione attuale della nuova area non sia sufficiente a garantire un'adeguata distribuzione dei carichi al terreno o comunque la stabilità dei serbatoi, dovrà essere realizzata una nuova fondazione in calcestruzzo.
- Le aree di deposito fusti e serbatoi olio, in base alla natura dei liquidi contenuti, possono prevedere la necessità di disporre di appositi presidi necessari alla prevenzione incendi. Lo spostamento e l'intervento sulle aree in oggetto, comporterà anche la necessità di aggiornare la documentazione e i permessi relativi alla pratica di sicurezza antincendio.

L'allargamento del piazzale prevede di portare una porzione del terreno posto a valle dell'attuale muro di sostegno a una quota altimetrica tale da permettere la complanarità con il piano dell'attuale Sezione 220. Per poter mantenere la viabilità carrabile nelle aree limitrofe e consumare la minore superficie tra le aree a disposizione si evita di prevedere la formazione di un rilevato con scarpate e **viene previsto un muro di contenimento**, a tergo del quale porre il riempimento in terreno necessario alla formazione del piano.

Il riempimento deve essere realizzato con materiale sciolto, di granulometria opportuna al fine di permettere un addensamento ottimale, posato per strati successivi di spessore non



Enel Produzione S.p.A.



GRE CODE

GRE.EEC.R.27.IT.P.14456.00.012.00

PAGE

67 di/of 78

superiore a 30 cm e prevedendone una opportuna compattazione su tutta l'estensione del reinterro ad ogni strato.

Tra il terreno naturale del sito e il terreno riportata deve essere interposto uno strato di tessuto non tessuto, in modo da permettere la separazione fisica tra i due terreni e una migliore ripartizione delle azioni di contatto tra i terreni date dal peso del terreno riportato, senza pregiudicare la capacità filtrante degli strati di terreno.

Il muro di contenimento porta a monte la strada di servizio alla stazione, la quale nelle operazioni di manutenzione delle aree può essere anche attraversata da transito, sosta e operatività di mezzi pesanti; tale evenienza dovrà essere considerata nel dimensionamento dell'opera di sostegno, prevedendo sovraccarichi a monte del muro per 20 kN/m².

Le aree di ampliamento nelle quali dovranno essere inserite nuove apparecchiature elettriche devono garantire la stabilità di macchine e dispositivi installati. Si prevede di realizzare **l'ampliamento del piazzale in continuità con l'esistente con pavimentazioni calpestabili** che impediscano la crescita di vegetazione negli intorni di macchine e linee impiantistiche. Laddove siano necessari basamenti di supporto saranno previste apposite strutture fondali in cemento armato.

Le **aree carrabili saranno pavimentate** con conglomerati bituminosi di portanza sufficiente al traffico dei veicoli di servizio.

Le superfici a verde verranno ripristinate in analogia a quanto già presente nell'area, al fine di non operare riduzioni delle superfici permeabili. Infatti, ai piedi del muro esistente, sono presenti due alberi che potranno essere ricollocati nelle aree anche adiacenti a quelle di cantiere, considerando il riposizionamento in zone in cui non arrechino disturbo alla circolazione dei veicoli e interferenze con gli impianti e i sottoservizi esistenti.

La **recinzione** rimossa in prima fase sarà ripristinata sulla testa del nuovo muro di sostegno e confinerà l'area della sottostazione in maniera analoga a quanto attualmente riscontrabile in sito.

La recinzione e il cancello di accesso saranno realizzati tramite elementi in grigliato metallico zincato con funzione di delimitazione e antiscavalco. La recinzione sarà innestata sul muro di sostegno o comunque su un supporto di calcestruzzo armato che funga da zavorra, allo scopo di evitare ribaltamenti per carichi da vento.

7.1.1. ASPETTI AMBIENTALI

La disciplina italiana in merito alla caratterizzazione e bonifica dei siti contaminati è rappresentata dal D.Lgs. 152/2006 e s.m.i. ("Testo Unico" ambientale) alla Parte IV, Titolo V. Tale norma prevede specifiche azioni per definire lo stato di qualità di un sito e le eventuali azioni di bonifica da intraprendere.

Dal punto di vista ambientale le strutture collocate sui piazzali e oggetto di intervento possono potenzialmente costituire "centri di pericolo", e cioè areali o strutture che presentano le potenzialità per fornire contaminazione all'ambiente. Ci si riferisce, in particolare, alle cisterne per lo stoccaggio provvisorio degli oli e al deposito oli. Anche l'areale occupato dalle UTA deputate alla climatizzazione degli ambienti della centrale non si può considerare in linea generale esente da tale definizione.

Non si ha evidenza del verificarsi nel passato di episodi di sversamento di olio o altre sostanze che possano aver contaminato l'ambiente. Si deve anche considerare che le aree, dove non già dotate di vasche di contenimento, sono pavimentate (questo aspetto costituisce un motivo di inibizione della diffusione della potenziale contaminazione, pur non costituendone una barriera efficace). **Tuttavia, considerando la tipologia dell'area, a valle della dismissione e rimozione delle strutture in questione, prima di procedere alla formazione del nuovo rilevato necessario per l'ampliamento della Stazione, è prevista l'esecuzione di indagini per la caratterizzazione ambientale.**

Dette indagini avranno lo scopo di conoscere lo stato di fatto ambientale dell'area prima della realizzazione di una struttura (il nuovo terrapieno) che andrà a ricoprire in modo permanente e definitivo le attuali aree. A tale scopo, sulla base delle informazioni ad oggi disponibili, si ritiene che le indagini preliminari possano essere così strutturate:

1. Esecuzione di indagine georadar presso il piazzale (superficie pari a circa 700 mq)



Enel Produzione S.p.A.



GRE CODE

GRE.EEC.R.27.IT.P.14456.00.012.00

PAGE

68 di/of 78

finalizzata a rilevare la presenza di eventuali sottoservizi interrati afferenti alle strutture in oggetto (con particolare riferimento alle cisterne per stoccaggio temporaneo degli oli e alla zona delle UTA).

2. Esecuzione di n. 2-4 sondaggi geognostici fino alla profondità di 3-5 m da piano campagna attuale per il prelievo di campioni di terreno;
3. Prelievo ed analisi di n. 2-3 campioni di terreno per ogni sondaggio ed esecuzione di analisi chimica presso laboratorio certificato per la ricerca di parametri direttamente afferenti alle strutture presenti, come idrocarburi leggeri e pesanti ed idrocarburi clorurati/alogenati.

Sulla base degli esiti delle indagini preliminari sopra elencate si potranno verificare n. 2 scenari alternativi, di seguito sintetizzati.

Nel primo scenario, il più favorevole, le indagini integrative non metteranno in luce alcuna non conformità: il georadar non avrà rilevato la presenza di sottoservizi interrati o altre strutture assimilabili e nemmeno le indagini sui terreni avranno messo in luce non conformità ai valori limite previsti dalla normativa (CSC (Concentrazioni Soglia di Contaminazione) previste alla tabella 1, Allegato 5, Parte IV, Titolo V del D.Lgs. 152/2006 e s.m.i.). In questo caso, il proprietario dell'area non avrà obblighi in merito alla normativa ambientale (limitatamente alle aree indagate).

Qualora, invece, le analisi sui terreni dovessero mettere in luce non conformità ai limiti sopra indicati, sarà obbligo del proprietario del sito attivare un procedimento di bonifica, in conformità a quanto previsto dall'art. 242 del D.Lgs. 152/2006 e s.m.i.

8. REALIZZAZIONE DELL'IMPIANTO

La costruzione dell'impianto verrà avviata successivamente al rilascio dell'Autorizzazione Unica e completata la progettazione esecutiva dell'intero progetto. In particolare, si segnala che tutte le modalità realizzative saranno definite in sede di progettazione esecutiva.

Le operazioni in fase di costruzione saranno le seguenti:

- Notifica a procedere
- Procurement:
 - o Strumenti e materiali di ancoraggio
 - o Linee di ormeggio
 - o Strutture di galleggiamento
 - o Sistemi di fissaggio (tipicamente stesso fornitore delle strutture di galleggiamento)
 - o Moduli
 - o Inverter
 - o Trasformatori
 - o Componenti elettrici (es: cavi di MT)
 - o Componenti per il montaggio
- Site delivery:
 - o Strumenti e materiali di ancoraggio
 - o Linee di ormeggio
 - o Strutture di galleggiamento
 - o Sistemi di fissaggio (tipicamente stesso fornitore delle strutture di galleggiamento)
 - o Moduli
 - o Inverter
 - o Trasformatori
 - o Componenti elettrici (quadri di media e bassa tensione, cavi, ecc.)
 - o Componenti per il montaggio
- Costruzione:
 - o Preparazione sito
 - o Allestimento rampa di discesa in acqua
 - o Installazione sistema di ancoraggio
 - o Assemblaggio componenti (galleggianti, supporti, moduli)
 - o Installazione string-inverter
 - o Cablaggio elettrico BT
 - o Varo delle isole fotovoltaiche, loro posizionamento e ancoraggio
 - o Realizzazioneavidotti di collegamento e posa cavi in MT
 - o Realizzazione cabine di trasformazione
 - o Realizzazione Sotto Stazione utente
 - o Ampliamento Stazione Terna e realizzazione nuovo Stallo
 - o Realizzazione collegamenti elettrici MT
 - o Realizzazione collegamenti elettrici AT

- Installazione sistema SCADA
- Commissioning:
 - Commissioning sistema di ancoraggio
 - Commissioning dispositivi galleggianti e di supporto
 - Commissioning inverter
 - Commissioning cabina di campo
 - Commissioning SottoStazione Elettrica- utente
- Entrata in esercizio
- Smobilitazione cantiere

Per la costruzione dell'impianto è previsto l'allestimento di un'area di cantiere sia all'interno del sito della centrale, che in prossimità di esso, costituita da:

- area destinata ai baraccamenti, prefabbricati ad uso degli operatori di cantiere (uffici, spogliatoi, servizi igienico assistenziali, locale mensa, locale pronto soccorso e ricovero);
- area di montaggio dei componenti prima del varo. In fase esecutiva potrà inoltre essere prevista la creazione di una o più piattaforme temporanee (galleggiane e/o in appoggio al paramento) per consentire agevole assemblaggio dei galleggianti/telai e relativo varo;
- area di stoccaggio/deposito momentaneo. Attualmente è prevista esternamente all'area di centrale per consentire lo stoccaggio temporaneo dei materiali e agevolare la fase di montaggio, dato l'elevato numero/ingombro dei componenti di impianto e lo spazio libero disponibile in sito. L'area prevista è comunque confinante alla Centrale ed è possibile utilizzare una via di accesso molto breve che non interferisce particolarmente con il traffico pubblico.

L'effettiva organizzazione dell'area di cantiere/montaggio sarà definita in fase di progettazione esecutiva. Si terrà in considerazione anche la possibilità di sfruttare alcune costruzioni della centrale idroelettrica per lo stoccaggio di materiale da proteggere dagli agenti atmosferici (inverter). Inoltre, la modularità del sistema, insieme alla leggerezza e facilità di movimentazione delle strutture consentono differenti modalità di montaggio e varo della zattera galleggiante. L'assemblaggio dell'intero impianto galleggiante è un'operazione progressiva che, nella maggior parte dei casi, non richiede molto spazio o particolari macchine di sollevamento; le prime file galleggianti vengono assemblate sulla sponda, quindi vengono fatte scivolare nell'acqua per liberare lo spazio necessario a collegare le file successive.

L'area potrà essere una di quelle indicate in Figura 8-1.



Figura 8-1: Aree di cantiere e di installazione

8.1.1. MOVIMENTI DI TERRA

In fase di realizzazione dell'impianto si prevedono i seguenti movimenti di terra

- Scavi per fondazioni delle cabine di trasformazione. Le fondazioni saranno realizzate con getto di calcestruzzo armato in opera della platea e successiva posa della vasca prefabbricata. Si prevede la rimozione dello strato superficiale di terreno per uno spessore di circa 1,4m.
- Per la realizzazione delle aree adibite a cantiere sarà prevista una pulizia del terreno, senza asportazione di terreno superficiale.
- Scavi per la realizzazione cavidotti interrati. Immediata chiusura successiva alla posa del cavidotto con primo strato di sabbia o terra vagliata e successivo materiale di risulta di spessore variabile in funzione della tipologia di sezione di posa. Si prevedono successivamente lavori di compattazione.
- Scavo per la realizzazione della Stazione Utente.

Il terreno movimentato per gli scavi verrà, ove possibile, riutilizzato. La quota parte di materiale non riutilizzato in sito verrà gestito in accordo alla normativa vigente (D.P.R. 120/17 e D.lgs. 152/06) e secondo le prescrizioni fornite in sede di VIA, garantendone il corretto recupero o smaltimento in idonei impianti. Le attività di scavo saranno effettuate nel rispetto della normativa in tema di salute e sicurezza dei lavoratori e saranno adottate tutte le precauzioni necessarie al fine di non generare alcun tipo di inquinamento e/o contaminazione delle matrici ambientali interessate.

Si riporta nella seguente tabella la stima dei volumi previsti delle terre e rocce da scavo generati dalla realizzazione delle opere di progetto.

Tabella 8-1 Ipotesi movimento di terra

Voce	Volume [mc]
Scavo per fondazione cabinato MT/BT	Area cabine*1.4m
	945 m3
Scavi per Realizzazione SSE	1567 m3
Scavo per cavidotti interrati BT	Lunghezza cavidotto*sezione cavidotto
	207 m3
Scavo per cavidotti interrati MT	Lunghezza cavidotto*sezione cavidotto
	375 m3
Scavo per cavidotti interrati AT	Lunghezza cavidotto*sezione cavidotto
	1.506 m3

Si evidenzia che le quantità verranno nuovamente computate in fase di progettazione esecutiva, analizzando la stratigrafia dei sondaggi esecutivi per poter stimare, sulla base delle litologie riscontrate, i volumi riutilizzabili tenendo in considerazione le esigenze di portanza delle varie opere di progetto. **Eventuali eccedenze saranno adeguatamente trattate e conferite alle discariche autorizzate e/o a centri di recupero.**

Per maggiori dettagli circa la gestione delle terre e rocce da scavo si rimanda all'elaborato GRE.EEC.R.00.IT.P.14456.00.069.00 -Piano preliminare di gestione delle terre e rocce da scavo.

8.2. CRONOPROGRAMMA

Il cronoprogramma dei lavori prevede l'esecuzione delle attività di realizzazione del nuovo progetto.

Si prevede che le attività di realizzazione dell'impianto fotovoltaico flottante di Presenzano



Enel Produzione S.p.A.



GRE CODE

GRE.EEC.R.27.IT.P.14456.00.012.00

PAGE

73 di/of 78

avvenga in un arco temporale di circa 25 mesi.

Per maggiori dettagli si rimanda all'elaborato "GRE.EEC.D.27.IT.P.14456.00.014.00 - Cronoprogramma preliminare"

9. SICUREZZA E PREVENZIONE INCENDI

9.1. SICUREZZA DEI LAVORATORI

Nel corso della fase di progettazione dell'opera, così come previsto dall'arti. 91 comma 1 lett. a) e b) del D.lgs. 81/2008, dovrà essere steso il Piano di Sicurezza e di Coordinamento e il Fascicolo dell'Opera.

Durante la fase di *esercizio dell'impianto fotovoltaico*, è prevista la presenza di lavoratori esclusivamente per attività a basso rischio incidenti tra le quali:

- *ispezione e pulizia dei pannelli fotovoltaici;*
- *controllo integrità dei sistemi di ancoraggio;*
- *controllo integrità e corretto posizionamento dei cavi di connessione;*
- *controllo integrità delle strutture di galleggiamento, in particolare nei punti di giuntura;*
- *manutenzione elettro-meccanica.*

Tale presenza è saltuaria e composta da poche unità in quanto l'impianto fotovoltaico non presenta componenti mobili e ha bisogno di minima manutenzione durante il suo ciclo vita, tipicamente 20-25 anni.

La piattaforma galleggiante è progettata per consentire il passaggio degli operatori tra una fila di pannelli e la successiva, creando così delle passerelle per la manutenzione della struttura in agilità e sicurezza.

Rispetto ad un impianto tradizionale, stringenti protocolli di sicurezza sono presi nella trasmissione di potenza dal bacino alla terraferma, per assicurare che tutte le strutture possano essere sicure al tocco dei lavoratori.

Il personale interessato dalle attività menzionate sarà esclusivamente rappresentato da personale addestrato e abilitato a operare su impianti elettrici e su piattaforme galleggianti.

Tutti i lavoratori saranno informati – formati ed eventualmente equipaggiati di D.P.I. in linea con le disposizioni del Testo Unico sulla sicurezza sul lavoro (D.lgs. 81/08) e successive modificazioni e/o integrazioni.

La centrale idroelettrica di Presenzano possiede già un piano di emergenza Redatto ai sensi dell'art. 46, comma 3, lett. a), b) e degli artt. 43 e 45 del D. Lgs. 81/2008, DM 10 Marzo 1998, del D.P.R. 01/08/2011 n. 151. Tale piano illustra:

- le azioni che i lavoratori devono intraprendere in caso di incendio o primo soccorso
- le procedure per l'evacuazione dei luoghi di lavoro che si devono mettere in atto in caso di incendio, allagamento o altre gravi emergenze
- le disposizioni per chiedere l'intervento dei Vigili del Fuoco e/o dei Servizi di emergenza o soccorso e per fornire le necessarie informazioni al loro arrivo.

Nella stesura della documentazione tecnica di sicurezza verrà consultato tale piano al fine di una integrazione profonda tra le realtà della centrale idroelettrica e del parco fotovoltaico.

9.2. PREVENZIONE INCENDI

L'**Impianto fotovoltaico** in progetto ad esclusione della sottostazione utente, ai sensi del D.P.R. 01/08/2011, n. 151³, non è soggetto ai controlli di prevenzione incendi di cui all'Allegato 1 e non presenta ai fini della valutazione antincendio elementi di pericolosità in

³ Regolamento recante semplificazione della disciplina dei procedimenti relativi alla prevenzione degli incendi, a norma dell'articolo 49, comma 4-quater, del decreto-legge 31 maggio 2010, n. 78, convertito, con modificazioni, dalla legge 30 luglio 2010, n. 122

quanto:

- non utilizza combustibile di alcuna forma, né è previsto il deposito anche solo temporaneo di combustibile di alcuna forma;
- non è una centrale termoelettrica, né vi sono macchine elettriche fisse con presenza di liquidi isolanti in quantitativi superiori a 1 m³ ;
- non presenta gruppi per la produzione di energia elettrica sussidiaria con motore endotermico di potenza complessiva superiore a 25 kW;
- non si individuano aree a rischio specifico all'interno dell'Impianto Fotovoltaico per l'assenza di sostanze pericolose ai fini antincendio.

Si sottolinea inoltre che non si individua rischio di propagazione degli incendi in virtù di:

- assenza di elementi di pericolosità ai fini della valutazione antincendio;
- caratteristiche di funzionamento dell'impianto;
- localizzazione delle apparecchiature elettrica in tensione ad una distanza superiore ai 6 metri dalla sezione di produzione della energia elettrica;
- presenza di fasce di rispetto tra tutti corpi dell'impianto e gli elementi esterni;

È comunque previsto l'impiego di estintori mobili all'interno delle cabine di trasformazione.

Essendo l'impianto flottante soggetto a leggeri movimenti a causa di forze esterne come vento e variazioni di livello del bacino, nella progettazione del parco, ed in particolar modo del cablaggio, si tiene conto di tali libertà di movimento per impedire che si possano generare stress locali tali da danneggiare i cavi elettrici.

Nell'ambito della **Stazione Elettrica di Trasformazione (Stazione Utente)**, si identificano le seguenti attività soggetta alle visite e ai controlli di prevenzione incendi da parte del competente Comando Provinciale dei Vigili del Fuoco, ai sensi dell'Allegato I del DPR 151/2011 (classificazione):

- **48.1.B "Centrali termoelettriche, macchine elettriche fisse con presenza di liquidi isolanti combustibili in quantitativi superiori a 1 m³ - Macchine elettriche".**
- **49.1.A "Gruppi per la produzione di energia elettrica sussidiaria con motore endotermico di potenza complessiva superiore a 25 kW".**

Il trasformatore che sarà installato nella sottostazione presenta un volume di olio di circa 20 m³.

Pertanto, tale trasformatore è soggetto al controllo dei Vigili del Fuoco che dovranno rilasciare parere favorevole all'installazione, previa analisi del progetto.

L'installazione di un trasformatore elettrico avente un volume di olio isolante superiore a 1 m³ è regolamentata da specifiche disposizioni antincendi (norma verticale) di cui al DM 15 luglio 2014⁴ e dalle prescrizioni della Norma CEI EN 61936-1.

Nel caso specifico saranno previsti i seguenti interventi:

- Trasformatore installato all'aperto
- Realizzazione di opportuna vasca di raccolta dell'olio dimensionata per la quantità totale di olio del singolo trasformatore più un 20% di acqua piovana
- Realizzazione di idoneo sistema di separazione olio/acqua e di un pozzetto di raccolta dell'olio

⁴ "Regola tecnica di prevenzione incendi per la progettazione, l'installazione e l'esercizio delle macchine elettriche fisse con presenza di liquidi isolanti combustibili in quantitativi superiori a 1 m³".



Enel Produzione S.p.A.



GRE CODE

GRE.EEC.R.27.IT.P.14456.00.012.00

PAGE

76 di/of 78

- Installazione del trasformatore ad una idonea distanza dal fabbricato elettrico in ottemperanza alle prescrizioni del DM 15/07/2014.

Le suddette opere ed interventi consentono di ritenere l'installazione prevista conforme alle prescrizioni del DM 15/7/2014.

Il gruppo elettrogeno avrà una potenza non superiore ai 100 kVA e sarà installato all'aperto in un'area dedicata della sottostazione. La sua installazione sarà in conformità del DM 13/07/2011.

In fase di realizzazione dell'impianto sarà presentata al competente comando provinciale dei VVF tutta la documentazione di progetto ai fini della valutazione (analisi progetto) per il rilascio del parere favorevole all'installazione e successivamente alla stessa sarà inoltrata regolare SCIA di inizio attività.

10. COLLAUDO, GESTIONE E MANUTENZIONE IMPIANTO

10.1. PROCEDURE DI COLLAUDO

Al termine della costruzione dell'impianto si procederà con le seguenti attività:

- Verifica dell'impianto di terra in accordo alle prescrizioni delle norme CEI EN 50522 e 64-8
- Collaudo dell'impianto fotovoltaico in accordo alla CEI 82-25 e delle cabine di trasformazione in accordo alle prescrizioni delle norme CEI EN 61936-1, CEI 11-17, CEI 64-8
- Collaudo della sottostazione d'utente e dell'impianto di connessione in accordo alle prescrizioni delle norme CEI EN 61936-1 e del codice di rete
- Messa in parallelo dell'impianto di produzione
- Test di accettazione per la verifica delle performance stabilite dal contratto di Engineering, Procurement & Construction (EPC)

Le procedure di collaudo e di test di accettazione verranno definite nel dettaglio in fase di progettazione esecutiva e saranno allegate al contratto di fornitura chiavi-in-mano EPC.

Ad ogni modo le fasi principali del collaudo sono le seguenti:

- 1) Verifica Conformità alla Regola d'Arte
- 2) Esame Visivo per accertare:
 - a. Conformità dell'impianto al progetto, corretta posa cavi e ancoraggio delle carpenterie
 - b. Realizzazione nel rispetto delle Norme Tecniche e delle Specifiche di riferimento per l'impianto in oggetto
 - c. Verifica conformità alle norme del materiale elettrico e assenza di danni visibili che possano compromettere il funzionamento in sicurezza
 - d. Rispetto di eventuali distanze/prescrizioni
 - e. Presenza delle corrette identificazioni di conduttori, comandi e protezioni
- 3) Verifica Cavi e Conduttori in accordo a norme CEI
- 4) Verifica Continuità elettrica e connessioni tra i moduli
- 5) Verifica messa a terra (masse e scaricatori)
- 6) Verifica resistenza di isolamento dei circuiti elettrici delle masse (verifica rispetto norma CEI 64-8, CEI EN 61936-1)
- 7) Prove Funzionali sull'inverter (accensione, spegnimento, assenza en. elettrica da rete)
- 8) Verifica Tecnico-Funzionale dell'impianto (CEI 82-25), volta al regolare funzionamento dell'impianto fotovoltaico nelle differenti condizioni di potenza generata e nelle diverse modalità previste dal gruppo di conversione.

10.2. GESTIONE E MANUTENZIONE

Per quanto riguarda invece la manutenzione dell'impianto in fase di esercizio, verrà stipulato apposito contratto di "Operation & Maintenance" da affidare a ditta esterna o all'unità O&M del gruppo Enel.

Si sottolinea che, per raggiungere le diverse parti della zattera, è previsto l'uso di natanti. Tale soluzione è preferibile rispetto ad altre tipologie di accesso che non sono state adottate in questo progetto, poichè consente una maggiore libertà nelle operazioni di manutenzione, minimizzando l'impatto sul bacino.

Generalmente i contratti O&M comprendono le seguenti attività:

- **Pulizia Moduli:** Pulizia della parte superiore dei moduli al fine di evitare cali di rendimento



Enel Produzione S.p.A.



GRE CODE

GRE.EEC.R.27.IT.P.14456.00.012.00

PAGE

78 di/of 78

- **Manutenzione ordinaria:** Manutenzione e/o sostituzione di parti non strutturali dell'impianto (es. Sistemazione cablaggi, controllo impianto elettrico, sostituzione fusibili, ecc.)
- **Monitoraggio da remoto:** Controllo delle prestazioni dell'impianto tramite control room da remoto
- **Manutenzione straordinaria:** Manutenzione e/o sostituzione di parti 'chiave' dell'impianto fotovoltaico (es. Sostituzione moduli, trasformatore ecc.), ivi compresa l'attività di stoccaggio (e trasporto) di tali parti al fine di garantire un tempo di intervento ridotto.
- **Vigilanza:** Controllo del sito (effettuato da istituti di vigilanza) dell'impianto fotovoltaico al fine di evitare intrusioni e/o furti dolosi
- **Manutenzione preventiva:** Manutenzione e/o sostituzione di parti dell'impianto fotovoltaico (con particolare riferimento a quelle oggetto di usura eccessiva anticipata) al fine di evitare interruzioni impreviste della produzione di energia elettrica
- **Garanzia inverter:** Garanzia sul corretto funzionamento dell'inverter e della manodopera per gli interventi di manutenzione autorizzati dal produttore originari
- **Gestione amministrativa:** Gestione delle attività inerenti al normale svolgimento del business aziendale, gestione delle licenze per la Produzione di energia elettrica e la gestione delle 'relazioni' eventuali con il Gestore Servizi Energetici (GSE)
- **Reporting:** Predisposizione rapporti periodici di monitoraggio in cui vengono riportati i principali guasti, fermi impianto e problematiche riscontrate durante l'esercizio, oltre a produzione effettiva, performance e disponibilità dell'impianto
- **Smontaggio impianto per necessità operative della Centrale:** l'impianto fotovoltaico galleggiante ha la possibilità di essere smontato per necessità di manutenzione straordinaria o per altre esigenze della Centrale Idroelettrica. La procedura di smontaggio per riassettaggio successivo è simile alla procedura di smantellamento dell'impianto; tuttavia, necessita di maggiore attenzione poiché i componenti dovranno essere correttamente trattati e stoccati per essere nuovamente riadoperati. Esiste comunque la possibilità che alcune componenti debbano essere nuovamente riacquistate, ma le varie società fornitrici delle zattere confermano che è una operazione eseguibile senza particolari rischi.