

TITLE:

AVAILABLE LANGUAGE: IT

IMPIANTO FOTOVOLTAICO FLOTTANTE PRESENZANO INFERIORE

Presenzano (CE)
42,678 MWdc – 35,640 MWac

STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE Quadro Progettuale

File: GRE.EEC.R.27.IT.P.14456.00.026.00_Q. Progettuale

REV.	DATE	DESCRIPTION	PREPARED	VERIFIED	APPROVED
00	28/05/2024	Prima emissione	M.Elisio	E. Bronizini	M.Elisio

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	7	0	0	0	2	6	0	0

CLASSIFICATION Public	UTILIZATION SCOPE Valutazione Impatto Ambientale
-----------------------	--



Enel Produzione S.p.A.



GRE CODE

GRE.EEC.R.27.IT.P.14456.00.026.00

PAGE

2 di/of 51

INDEX

4. QUADRO DI RIFERIMENTO PROGETTUALE.....	3
4.1. DATI GENERALI DEL PROGETTO.....	3
4.2. REALIZZAZIONE DEL NUOVO IMPIANTO (FASE 1).....	4
4.2.1. ACCESSO AL SITO.....	7
4.2.2. LAYOUT DI PROGETTO.....	9
4.2.3. CARATTERISTICHE TECNICHE DI IMPIANTO.....	11
4.2.4. OPERE DI RETE - AMPLIAMENTO STAZIONE TERNA.....	32
4.2.5. REALIZZAZIONE DELL'impianto.....	34
4.3. ESERCIZIO DEL NUOVO IMPIANTO (FASE 2).....	38
4.4. DISMISSIONE DEL NUOVO IMPIANTO (FASE 3).....	39
4.5. UTILIZZO DI RISORSE.....	41
4.5.1. OCCUPAZIONE SUOLO.....	41
4.5.2. MATERIALE INERTE.....	41
4.5.3. ACQUA.....	42
4.5.4. ENERGIA ELETTRICA.....	42
4.5.5. GASOLIO.....	42
4.6. STIMA EMISSIONI, SCARICHI, PRODUZIONE RIFIUTI, RUMORE, TRAFFICO.....	43
4.6.1. EMISSIONI IN ATMOSFERA.....	43
4.6.2. EMISSIONI SONORE.....	43
4.6.3. VIBRAZIONI.....	44
4.6.4. SCARICHI IDRICI.....	44
4.6.5. EMISSIONE DI RADIAZIONI IONIZZANTI E NON.....	45
4.6.6. PRODUZIONE DI RIFIUTI.....	45
4.6.7. TRAFFICO INDOTTO.....	46
4.7. ANALISI DEGLI SCENARI INCIDENTALI.....	46
4.8. MISURE PREVENTIVE PER LA PROTEZIONE DELL'AMBIENTE.....	49
4.8.1. FASE DI CANTIERE.....	50
4.8.2. FASE DI ESERCIZIO.....	50
4.9. ALTERNATIVA ZERO.....	50
4.10. ALTERNATIVA UNO.....	50

4. QUADRO DI RIFERIMENTO PROGETTUALE

4.1. DATI GENERALI DEL PROGETTO

Il presente progetto riguarda la costruzione di una nuova centrale elettrica a tecnologia fotovoltaica flottante. Le opere prevedono l'installazione di pannelli fotovoltaici su strutture galleggianti ubicate sul **Bacino di Presenzano** - Bacino inferiore dell'impianto di generazione e pompaggio di Presenzano - s.n. nel comune di Presenzano (CE) e relative opere di rete.

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:

- l'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 lato utente ("SSE Utente") per la trasformazione da MT ad alta tensione "AT";
- realizzazione di due 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 - in accordo con la STMG rilasciata da Terna Codice Pratica: 202001034 - la Stazione sarà oggetto di ampliamento con la realizzazione di un nuovo stallo.

Le fasi di sviluppo del progetto prevedono:

1. Realizzazione del nuovo impianto;
2. Esercizio del nuovo impianto;
3. Dismissione dell'impianto.

La centrale fotovoltaica sarà composta da 64.664 moduli fotovoltaici, ciascuno della potenza nominale di 660 W, per una potenza installata di 42,678 MWdc e potenza in immissione sulla rete pari a 35,640 MWac.

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.

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.

Le caratteristiche dell'impianto in progetto sono sintetizzate nella Tabella 4-1. Una rappresentazione del parco è fornita successivamente in Figura 4-1.

Tabella 4-1: Caratteristiche centrale fotovoltaica

Tecnologia	Solare Fotovoltaico Flottante
Vita utile prevista	25-30 anni
Localizzazione (Comune)	Presenzano (Caserta)
Coordinate baricentro UTM zona 33 S	Latitudine: 4581104.06 m N Longitudine: 424512.51 m E
Superficie impianto	28 ha

Potenza nominale	35,640 MW
Moduli (numero, tecnologia, potenza)	64.644, mono-crystalline, T3SUN modello 3SHBGH-AA-640-680, 660 W 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

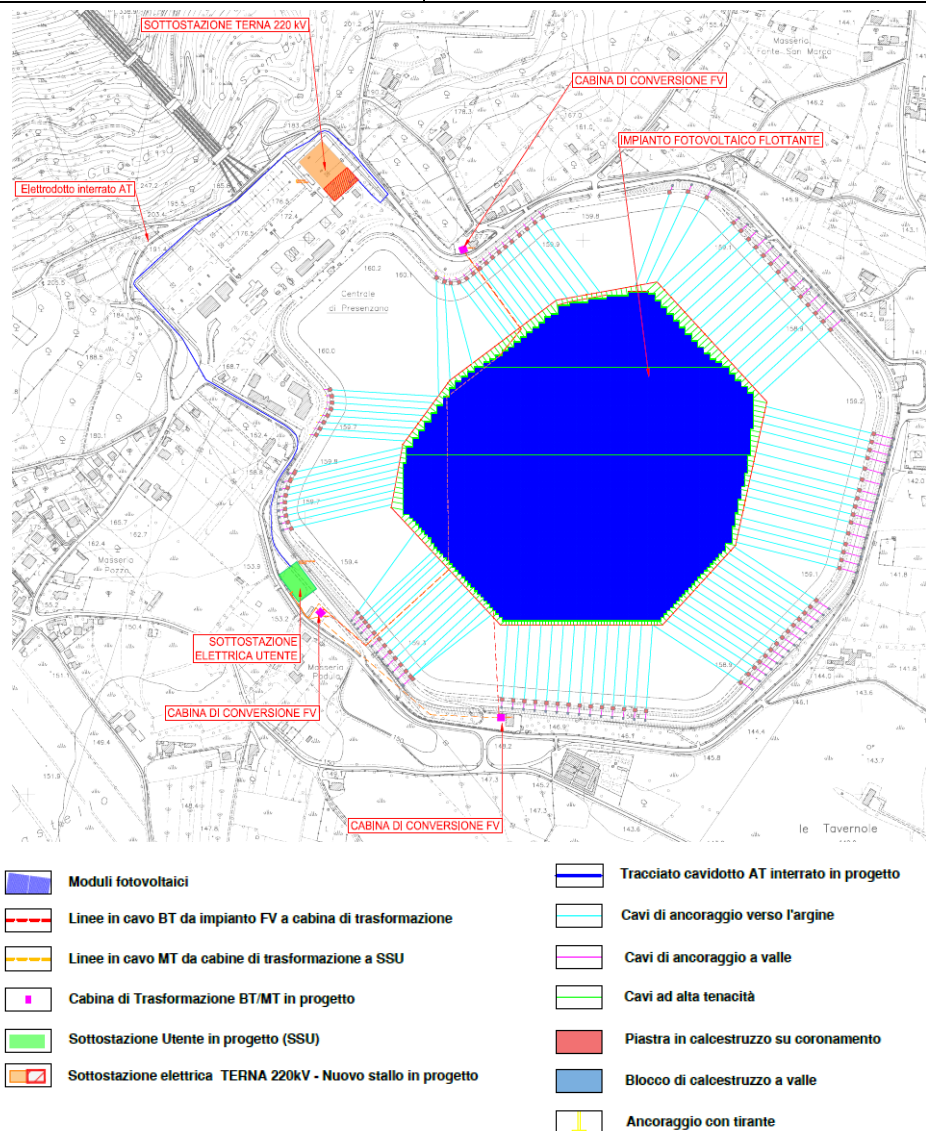


Figura 4-1 Layout su CTR per Progetto Definitivo di impianto e connessione alla RTN

I seguenti paragrafi descrivono più nel dettaglio le diverse fasi (realizzazione, esercizio, e dismissione impianto) ed attività che caratterizzano il progetto, nonché i dettagli tecnici delle componenti previste.

4.2. REALIZZAZIONE DEL NUOVO IMPIANTO (FASE 1)

La prima fase del progetto consisterà nella realizzazione del nuovo impianto fotovoltaico flottante e opere di rete accessorie a valle del rilascio dell’Autorizzazione Unica e successivamente alla definizione della progettazione esecutiva dell’impianto.

La componente primaria 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 corrente viene innalzata da bassa a media tensione mediante un trasformatore localizzato in cabina di impianto (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 corrente alternata in media tensione così generata viene trasportata dalle cabine di trasformazione tramite un cavidotto interrato ad una Sottostazione Utente (SEE) dove avviene anche la trasformazione da media ad alta tensione e da lì al punto di connessione ovvero una Stazione Terna (Stazione RTN). I criteri di allacciamento alla rete di trasmissione sono specificati dal gestore di rete tramite la soluzione tecnica minima per la connessione (STMG).

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

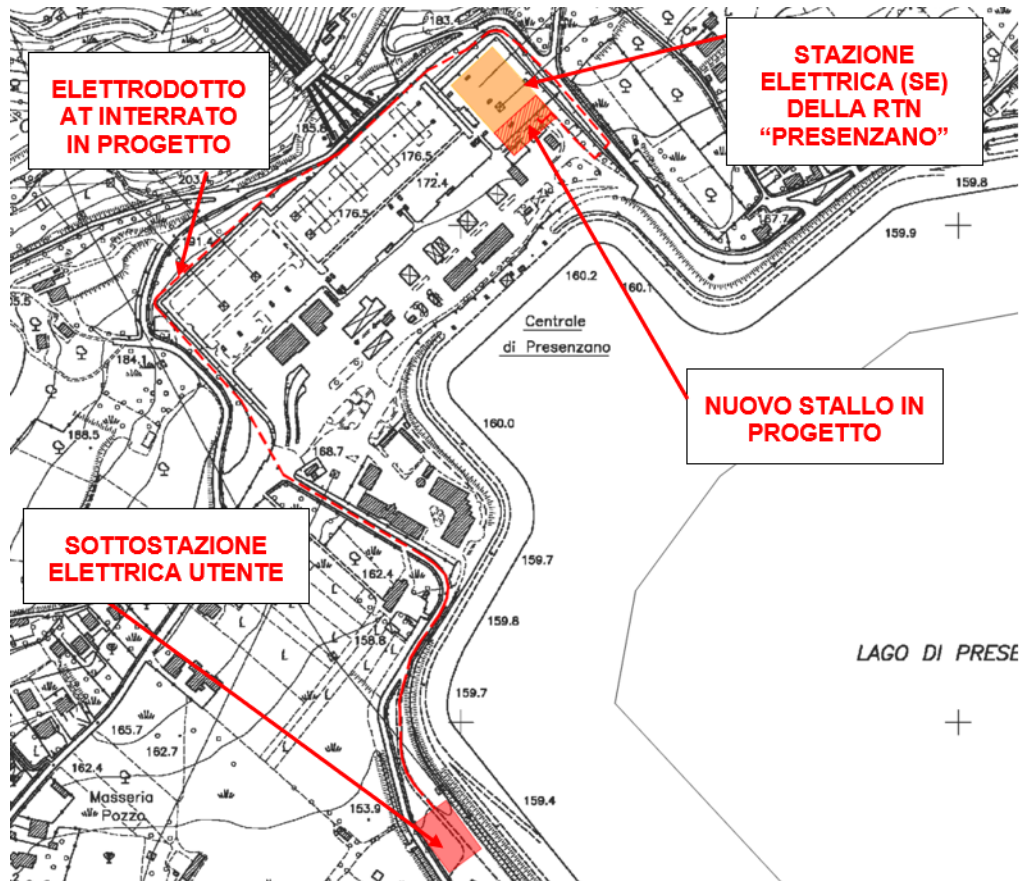


Figura 4-2 Corografia opere di connessione

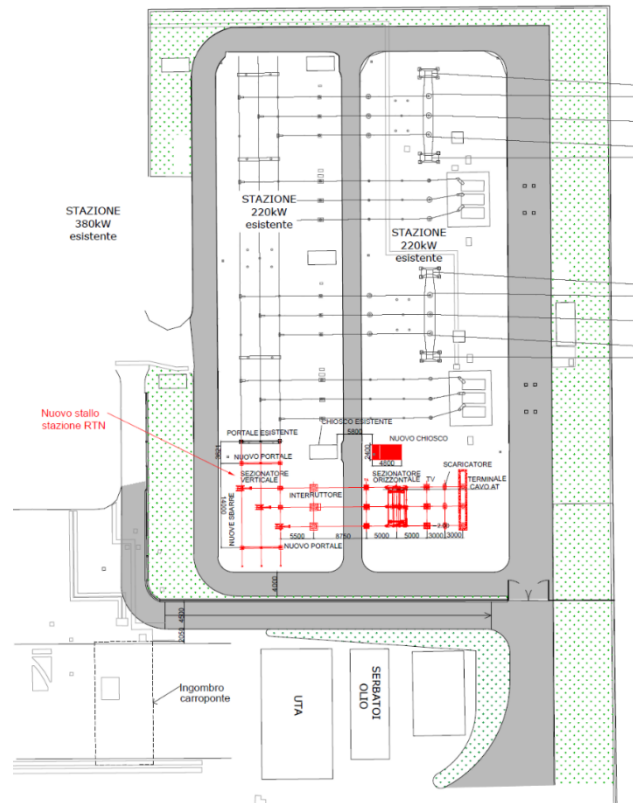


Figura 4-3: Planimetria Interventi Opere di Rete- Lay Out post-intervento SE RTN 220 KV "Presenzano"

Un impianto fotovoltaico flottante, rispetto ad uno tradizionale, prevede l'installazione dei moduli fotovoltaici sopra degli elementi galleggianti, tipicamente cubi in materiale plastico cavo, localizzati su bacini naturali o artificiali (es. 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.

Nel caso in Progetto, gli string-inverter saranno anch'essi installati sulla 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; 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) Terna e consegna dell'energia prodotta; a tal fine saranno necessari alcuni interventi di ampliamento della Stazione RTN esistente.
- n° 106 piattaforme su 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;



Enel Produzione S.p.A.



GRE CODE

GRE.EEC.R.27.IT.P.14456.00.026.00

PAGE

7 di/of 51

- 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.

Gli interventi di progetto, per macrocategorie, possono essere così divisi:

- preparazione cantiere, area di stoccaggio materiale e attrezzature, tramite scotico della vegetazione esistente e rimozione di elementi che possano ostacolare la costruzione;
- opere di montaggio degli elementi flottanti, strutture di supporto metalliche, moduli;
- varo dei moduli, trasporto in posizione e ancoraggio;
- costruzione di fondazioni, in cemento armato, di sostegno dei cabinati;
- installazione dei cabinati;
- costruzione di cavidotto per la connessione dalle cabine di raccolta alla Sottostazione elettrica utente;
- costruzione di cavidotto AT per la connessione dalla Sottostazione elettrica utente al nuovo stallo progettato all'interno della SSE Terna;
- Opere di ampliamento Stazione RTN Terna 220kV esistente;
- opere di cablaggio elettriche e di comunicazione;
- smobilitazione cantiere;
- opere accessorie.

A corredo delle citate operazioni è previsto l'utilizzo di camion per il trasporto della componentistica e mezzi pesanti quali, ad esempio, escavatori per la costruzione del cavidotto. Sarà fatto uso anche di una imbarcazione per il trasporto della piattaforma sul bacino nel luogo designato.

Non si prevede alterazione della viabilità esistente di centrale né l'installazione di ulteriori recinzioni e cancelli rispetto a quelli già presenti.

4.2.1. 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.

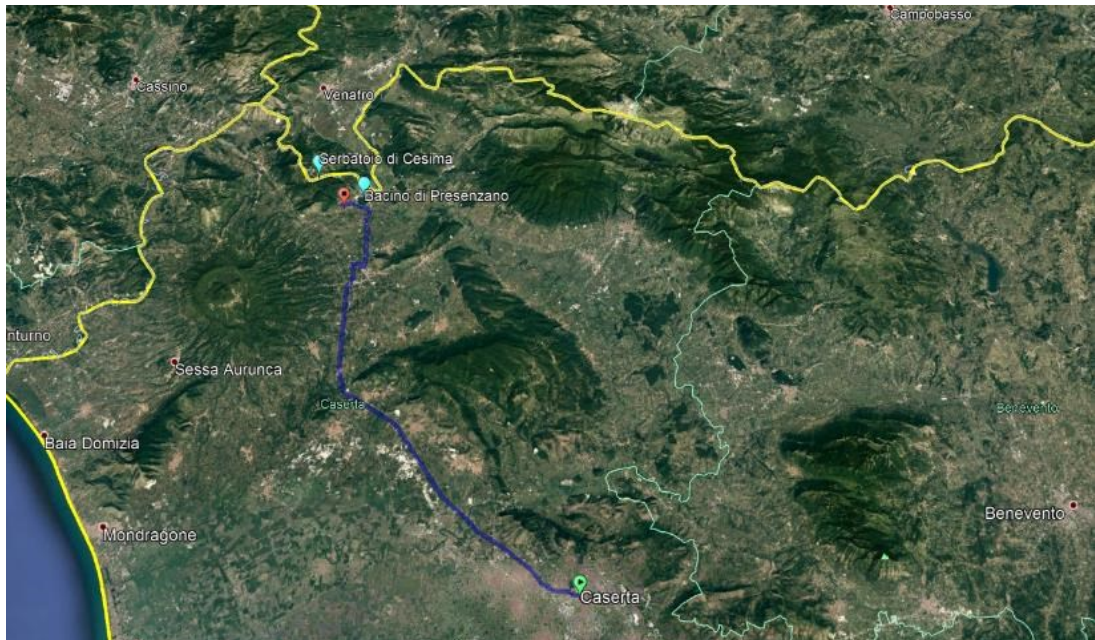


Figura 4-4: Accessibilità al sito, partenza da Caserta

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.

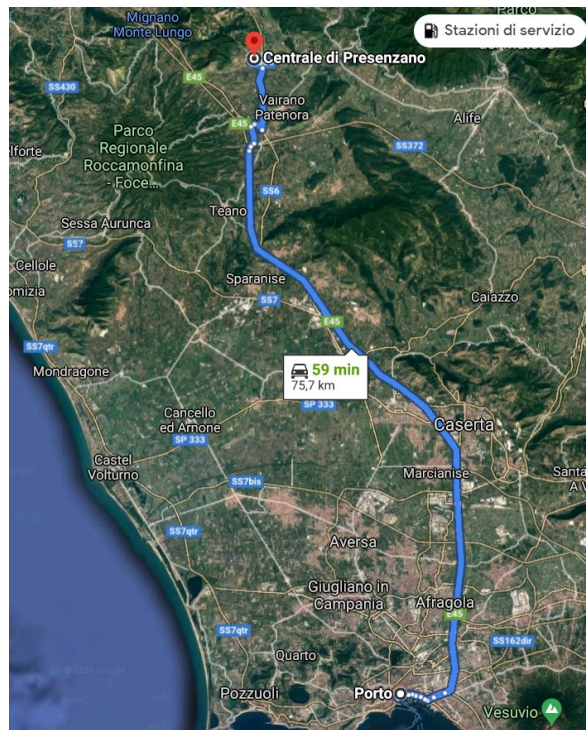


Figura 4-5: Accessibilità al sito, partenza dal porto di Napoli

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



Enel Produzione S.p.A.



GRE CODE

GRE.EEC.R.27.IT.P.14456.00.026.00

PAGE

9 di/of 51

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.

4.2.2. LAYOUT DI PROGETTO

L'impianto sarà composto da 64.644 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.

La totalità dei pannelli dovrà essere suddivisa in tre 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 quattro 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)".

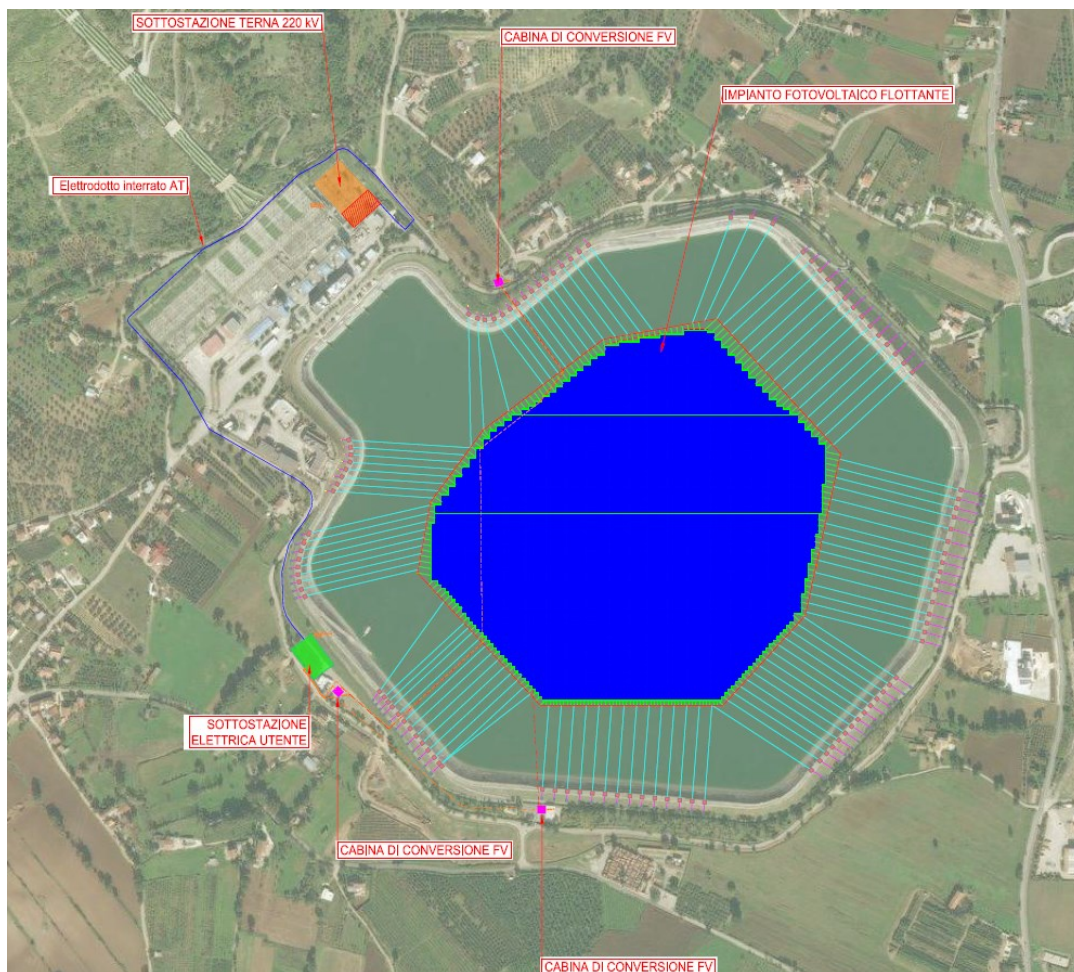


Figura 4-6 Layout su Ortofoto

Nei seguenti paragrafi si descrivono i principali componenti di impianto, per dati tecnici di maggior dettaglio si rimanda agli elaborati specialistici.

4.2.3. CARATTERISTICHE TECNICHE DI IMPIANTO

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

4.2.3.1. 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 4-2 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

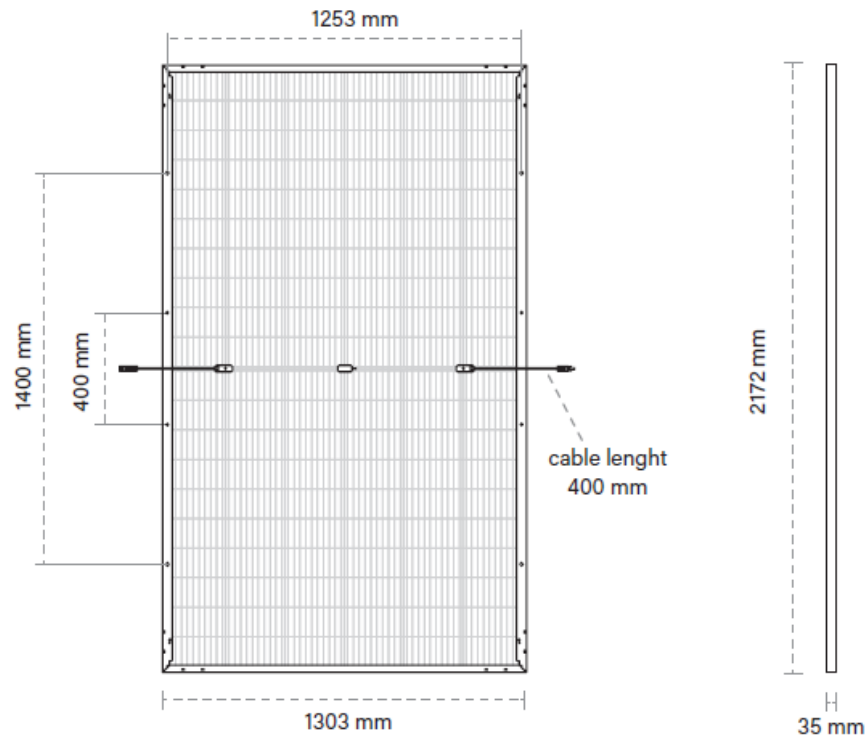


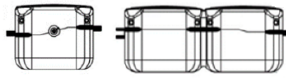
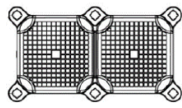
Figura 4-7: Pannello fotovoltaico

4.2.3.2. 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.

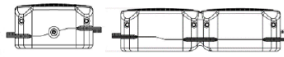
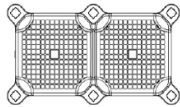
Il sistema galleggiante scelto come esempio è formato dalla ripetizione di unità modulari galleggianti in HDPE (polietilene ad alta densità). Il materiale scelto per tale unità ne assicura rigidità, resistenza termica, facilità di produzione, resistenza a stress e ad attacchi chimici. Tali unità modulari sono caratterizzate da un'alta facilità e rapidità di installazione grazie all'utilizzo di connettori a vite. In Figura 4-8 sono riportate indicativamente, a titolo esemplificativo, le caratteristiche generiche degli elementi galleggianti. In Figura 4-9 e Figura 4-10 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 4-8: Vista e caratteristiche dell'unità ripetitiva (modulo) galleggiante



Figura 4-9: Installazione dei connettori centrali (4 unità collegate)



Figura 4-10: 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 4-11 : esempio di struttura tipica porta-moduli

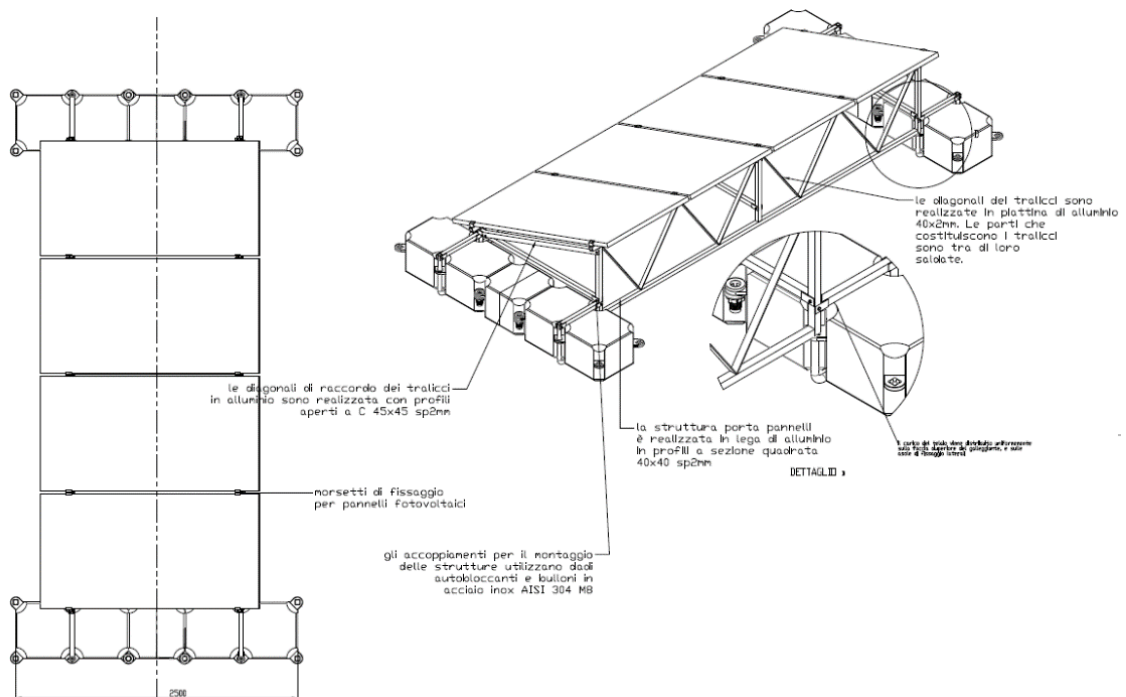


Figura 4-12: Esempio di struttura di supporto ai pannelli fotovoltaici

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 4-13 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.

4.2.3.3. Sistema di ancoraggi

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"

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 punto 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.

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.

Comportamento

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.

Considerazioni 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.

4.2.3.4. 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 4-14: 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 4-3 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%

4.2.3.5. 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 quattro 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.

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.

4.2.3.6. 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.

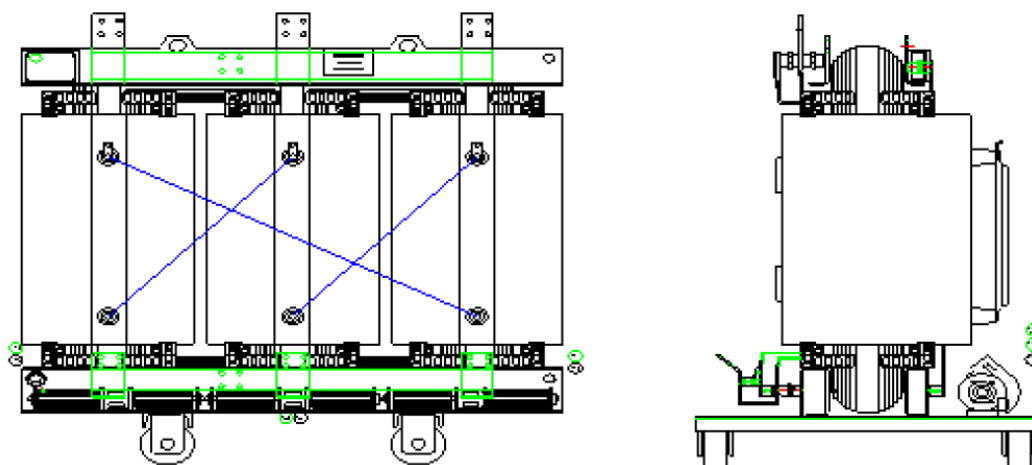


Figura 4-15: Tipico trasformatore di potenza MT/BT

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.

4.2.3.7. 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 sei 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 macroarea

È prevista l'installazione di un Power Center per ogni macroarea 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

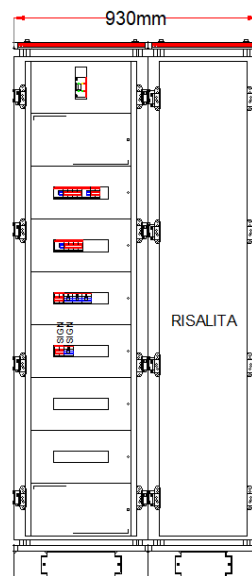


Figura 4-16 Quadro servizi ausiliari cabina di trasformazione

4.2.3.8. 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).

4.2.3.9. Sottostazione elettrica 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 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.

4.2.3.10. 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
Variatore primario		± 10 x 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.

4.2.3.11. 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 mmq (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.

4.2.3.12. 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)

4.2.3.13. 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) mm²
- 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) mm²
- 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

761,76x10⁶ A²s

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

4.2.3.14. 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.

4.2.3.15. 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.

4.2.3.16. 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.

4.2.3.17. 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

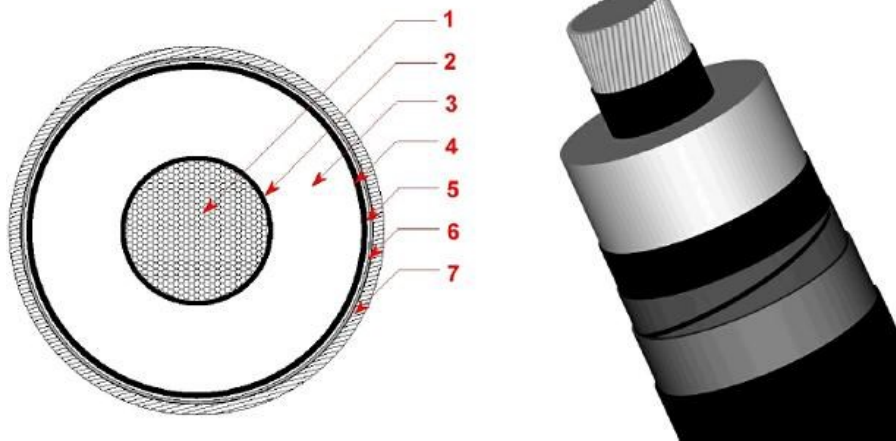
(245) kV.

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 4-17. 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 adotterà 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.

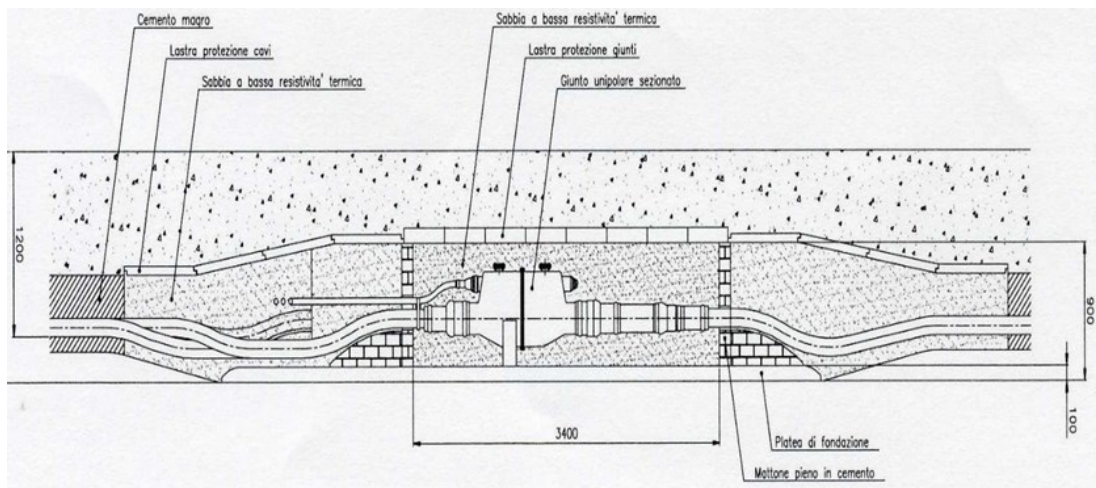


Figura 4-18 – Tipico camera di giunzione (sezione)

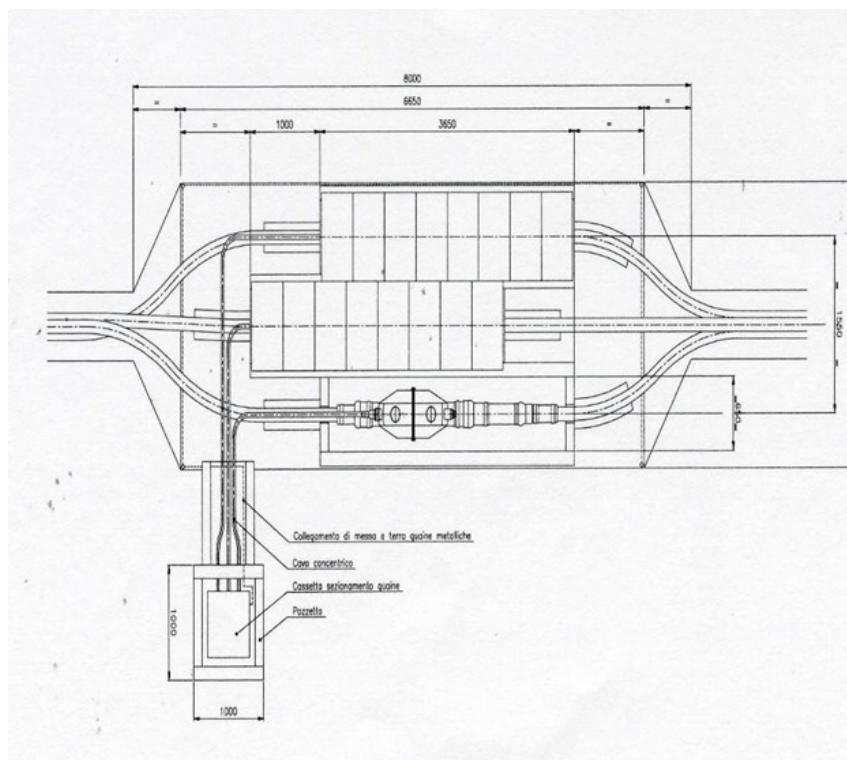


Figura 4-19 – Tipico camera di giunzione (pianta)

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 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.

4.2.3.18. 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:

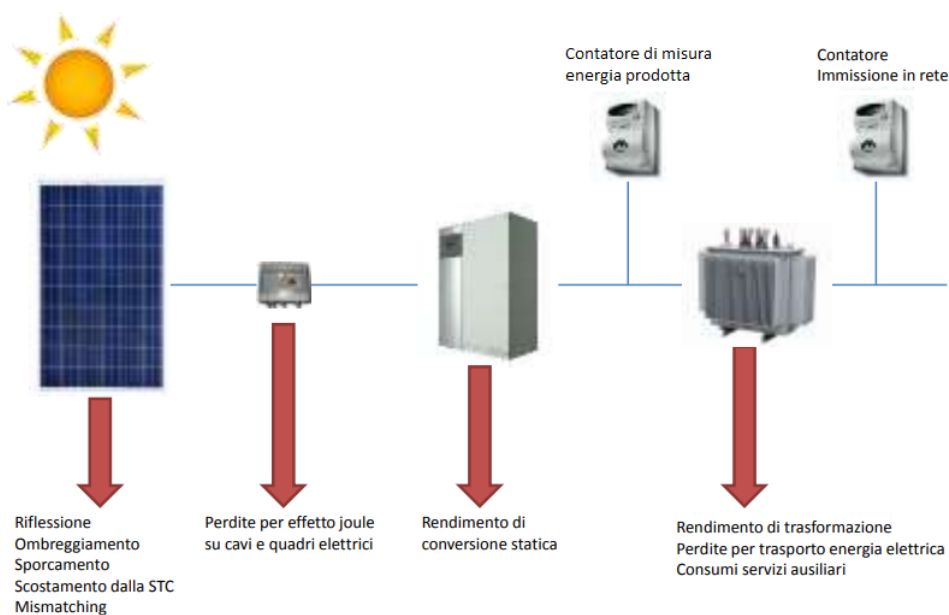


Figura 4-20: Perdite di energia elettrica in un impianto di produzione da fonte solare

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.

4.2.3.19. 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 4.2.3.8.

4.2.4. 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 4-21 - 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 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 riportato 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 anticavalco. 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.

4.2.5. 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

- Componenti elettrici (es: cavi di MT)
- Componenti per il montaggio
- Site delivery:
 - Strumenti e materiali di ancoraggio
 - Linee di ormeggio
 - Strutture di galleggiamento
 - Sistemi di fissaggio (tipicamente stesso fornitore delle strutture di galleggiamento)
 - Moduli
 - Inverter
 - Trasformatori
 - Componenti elettrici (quadri di media e bassa tensione, cavi, ecc.)
 - Componenti per il montaggio
- Costruzione:
 - Preparazione sito
 - Allestimento rampa di discesa in acqua
 - Installazione sistema di ancoraggio
 - Assemblaggio componenti (galleggianti, supporti, moduli)
 - Installazione string-inverter
 - Cablaggio elettrico BT
 - Varo delle isole fotovoltaiche, loro posizionamento e ancoraggio
 - Realizzazione cavidotti di collegamento e posa cavi in MT
 - Realizzazione cabine di trasformazione
 - Realizzazione Sotto Stazione utente
 - Ampliamento Stazione Terna e realizzazione nuovo Stallo
 - Realizzazione collegamenti elettrici MT
 - 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 4-22.



Figura 4-22: Aree di cantiere e di installazione

4.2.5.1. 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 1.4 metro.
- 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 4-4 Ipotesi movimento di terra

Voce	Quantità	Volume [mc]
Scavo per fondazione cabinato MT/BT	Area cabine x 1.4 m	945 m ³
Scavi per Realizzazione SSE	A corpo	1567 m ³
Scavo per cavidotti interrati BT	Lunghezza cavidotto x sezione trincea cavidotto	207 m ³
Scavo per cavidotti interrati MT	Lunghezza cavidotto x sezione trincea cavidotto	375 m ³
Scavo per cavidotti interrati AT	Lunghezza cavidotto x sezione trincea cavidotto	1.506 m ³

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.

4.2.5.2. 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 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"

4.3. ESERCIZIO DEL NUOVO IMPIANTO (FASE 2)

4.3.1.1. 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.

4.3.1.2. 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

- **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 originali
- **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 riassetto 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.

4.4. DISMISSIONE DEL NUOVO IMPIANTO (FASE 3)

Il nuovo impianto di Presenzano si stima che avrà una vita utile di circa 25-30 anni a seguito della quale sarà probabilmente sottoposto ad un futuro intervento di revamping, date le ottime caratteristiche di irraggiamento del sito e la sinergia con la centrale idroelettrica.

Il revamping consiste nella sostituzione degli attuali moduli fotovoltaici con moduli di ultima generazione. La tecnologia fotovoltaica ha registrato una costante crescita delle performance negli anni e, per tale ragione, si prevede in futuro un incremento dell'efficienza di conversione (maggiori W per metro quadro) e stabilità (minor degradazione annua, minor perdita per riscaldamento).

Nell'ipotesi di non procedere con un ammodernamento dell'impianto, si procederà ad una totale dismissione dell'impianto, provvedendo a ripristinare completamente lo stato "ante operam" dei terreni interessati dalle opere.

Le operazioni di rimozione e demolizione, nonché il recupero e smaltimento dei materiali di risulta, verranno eseguite applicando le più evolute metodologie e tecnologie, in osservanza delle norme vigenti in materia di smaltimento di rifiuti.

Le principali fasi che caratterizzeranno lo smantellamento dell'impianto sono elencate di seguito:



Enel Produzione S.p.A.



GRE CODE

GRE.EEC.R.27.IT.P.14456.00.026.00

PAGE

40 di/of 51

- Scollegamento di tutta la componentistica elettrica e messa in sicurezza dell'area;
- Smontaggio dei moduli e smaltimento;
- Smontaggio delle strutture di sostegno dei moduli e smaltimento;
- Smontaggio delle strutture di galleggiamento e smaltimento;
- Rimozione dei cavi e della componentistica elettrica e smaltimento;
- Rimozione delle cabine installate;
- Rimozione della sottostazione utente;
- Rimozione delle fondazioni in cemento armato;
- Rispristino aree ed eventuale pulizia;
- Ispezione finale e riconsegna aree.

Come si evince, le operazioni di dismissione saranno pressoché opposte a quelle descritte nei paragrafi precedenti in riferimento alla costruzione di impianto. Tuttavia, lo smaltimento sequenziale delle strutture, rispetto alla costruzione, non vedrà una fase di stoccaggio ma i materiali saranno direttamente trasportati fuori dall'impianto verso impianti di smaltimento/recupero.

Cronoprogramma e operazioni di dettaglio saranno concordate in fase operativa con la ditta esecutrice dei lavori di rimozione.

4.5. UTILIZZO DI RISORSE

Di seguito si riporta una stima qualitativa delle risorse utilizzate per lo svolgimento delle attività in progetto e le interferenze ambientali.

La valutazione è stata effettuata per le 3 fasi di progetto: realizzazione, esecuzione e dismissione dell'impianto.

4.5.1. OCCUPAZIONE SUOLO

4.5.1.1. Fase di realizzazione

Nella fase di realizzazione del nuovo impianto gli interventi che implicano l'occupazione di suolo sono:

- predisposizione di nuove aree di cantiere per lo stoccaggio di materiale d'impianto e attrezzature;
- realizzazione delle fondazioni dei cabinati prefabbricati, le quali occuperanno complessivamente una superficie pari a 486 m²;
- realizzazione di n°2 cavidotti interrati in media tensione dalle cabine di trasformazione 1 e 2 alla SSE;
- realizzazione di 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;
- realizzazione di n°1 cavidotto interrato in alta tensione dalla SSE alla Stazione RTN di lunghezza complessiva pari a circa 1,4 km;
- realizzazione della fondazione della Sottostazione elettrica di consegna lato utente ("SSE Utente"), la quale occuperà complessivamente una superficie pari a 2400 m²;
- realizzazione delle fondazioni dell'ampliamento della Stazione Terna 220kV, interventi che occuperanno una superficie pari a 1200 m²;

4.5.1.2. Fase di esercizio

Non è previsto consumo di suolo nella fase di esercizio dell'impianto ad eccezione di quello per la piazzola di alloggiamento dei cabinati di trasformazione (486 m²), della sottostazione SSE (2400 m²) e dell'ampliamento della Stazione Terna 220kV (1200 m²) già considerati nella fase di cantiere.

L'area di cantiere sarà infatti dismessa e ripristinata a fine costruzione impianto mentre l'elettrodotto sia in MT che in AT non produrranno occupazione di suolo in quanto interrati.

4.5.1.3. Fase di dismissione

Nella fase di dismissione del nuovo impianto sarà ripristinato il suolo nella sua superficie totale alle condizioni ante-operam.

4.5.2. MATERIALE INERTE

4.5.2.1. Fase di realizzazione

I principali materiali che verranno impiegati durante la fase di realizzazione del nuovo impianto sono:

- Materiale inerte misto (es. sabbia, misto di cava, misto stabilizzato, manto d'usura, ecc...) per la realizzazione dell'area di cantiere per lo stoccaggio dei materiali e dei macchinari;
- Materiale inerte misto (es. sabbia, misto di cava, misto stabilizzato, manto d'usura, ecc...) per la realizzazione del fondo trincee dei cavidotti;
- Calcestruzzo/calcestruzzo armato, per la realizzazione delle fondazioni della SSE utente e delle zavorre,
- Materiale metallico per le armature delle fondazioni della SSE utente (edificio e basamenti apparecchiature elettriche);

- Calcestruzzo/calcestruzzo armato, per la realizzazione delle nuove fondazioni dell'ampliamento nella SS Terna;
- Materiale metallico per le armature,

4.5.2.2. Fase di esercizio

Nella fase di esercizio non è previsto l'utilizzo di inerti, se non per sistemazioni straordinarie.

4.5.2.3. Fase di dismissione

Nella fase di dismissione del nuovo impianto non si prevede l'utilizzo di inerti.

4.5.3. ACQUA

4.5.3.1. Fase di realizzazione

Nelle fasi di cantiere si prevede consumo idrico per:

- Usi civili;
- Operazioni di lavaggio delle aree di lavoro;
- Condizionamento cementi;
- Eventuale bagnatura aree.

L'approvvigionamento idrico avverrà tramite autobotte qualora la rete di approvvigionamento idrico non fosse disponibile al momento della cantierizzazione.

Qualora il movimento degli automezzi provocasse un'eccessiva emissione di polveri, l'acqua potrà essere utilizzata per la bagnatura dei terreni. In tal caso l'approvvigionamento sarà garantito per mezzo di autobotte esterna. I quantitativi eventualmente utilizzati saranno minimi e limitati alla sola durata delle attività.

4.5.3.2. Fase di esercizio

Durante la fase di esercizio si prevede l'uso di acqua per la pulizia dei pannelli. A tale scopo verrà utilizzata l'acqua di bacino stesso, così da non prevedere nessun consumo al netto delle operazioni di pulizia.

4.5.3.3. Fase di dismissione

Nella fase di dismissione del nuovo impianto si prevede l'utilizzo di acqua per usi civili e lavaggio delle aree di lavoro.

4.5.4. ENERGIA ELETTRICA

4.5.4.1. Fase di cantiere (realizzazione e dismissione)

Si prevede l'utilizzo di energia elettrica per il funzionamento degli utensili e macchinari, ad esempio muletto per il carico scarico delle componenti di parco.

L'energia elettrica sarà fornita dalla rete della centrale idroelettrica ove possibile e, dove necessario, da gruppi elettrogeni.

4.5.4.2. Fase di esercizio

Durante la fase di esercizio verranno utilizzati limitati consumi di energia elettrica per il funzionamento in continuo dei sistemi di controllo, delle protezioni elettromeccaniche e delle apparecchiature di misura.

Energia elettrica verrà consumata nelle fasi di pulizia dei pannelli per l'alimentazione di macchine idropulitrici / robot.

4.5.5. GASOLIO

4.5.5.1. Fasi di cantiere (realizzazione e dismissione)

Durante queste fasi la fornitura di gasolio sarà limitata al funzionamento dei macchinari, al

rifornimento dei mezzi impiegati e all'uso di eventuali motogeneratori per la produzione di energia elettrica.

4.5.5.2. Fase di esercizio

Non è previsto utilizzo di gasolio, se non in limitate quantità per il rifornimento dei mezzi impiegati per il trasporto del personale di manutenzione.

4.6. STIMA EMISSIONI, SCARICHI, PRODUZIONE RIFIUTI, RUMORE, TRAFFICO

4.6.1. EMISSIONI IN ATMOSFERA

4.6.1.1. Fase di cantiere (realizzazione e dismissione)

Nella fase di realizzazione del nuovo impianto (realizzazione area cantiere, scavi e rinterrati, etc.) le principali emissioni in atmosfera saranno rappresentate da:

- Emissioni di inquinanti dovute alla combustione di gasolio dei motori diesel dei generatori elettrici, delle macchine di movimento terra e degli automezzi per il trasporto di personale, materiali ed apparecchiature. I principali inquinanti saranno CO, CO₂, SO₂, NO_x e polveri;
- Contributo indiretto del sollevamento polveri dovuto alle attività di movimento terra, scavi, eventuali sbancamenti, rinterrati e, in fase di ripristino territoriale, dovuto alle attività di demolizione e smantellamento.

È previsto l'utilizzo (non continuativo) dei seguenti mezzi:

- Furgoni e auto da cantiere;
- Escavatori cingolati;
- Pale cingolate;
- Bobcat;
- Betoniere;
- Autocarri mezzi d'opera;
- Rullo ferro-gomma;
- Autogrù / Autogrù tralicciata;
- Camion con rimorchi;
- Carrelli elevatori / Muletti;
- Eventuale autobotte.

Le quantità per ciascuna voce, ed eventuali voci mancanti, saranno definite in fase di progettazione esecutiva.

4.6.1.2. Fase di esercizio

In fase di esercizio non è previsto l'originarsi di emissioni in atmosfera. Un impianto fotovoltaico genera infatti un impatto positivo per questa componente, consentendo un risparmio di emissioni rispetto agli impianti di produzione di energia tradizionali alimentati a combustibili fossili.

Si segnala che minime emissioni potrebbero generarsi dagli scarichi di mezzi di trasporto su acqua, usati dagli addetti per raggiungere il parco in fase di manutenzione. Tali emissioni sarebbero tuttavia estremamente ridotte in quantità e tempo, inoltre potrebbero essere evitate in caso di utilizzo di motori alimentati ad energia elettrica.

4.6.2. EMISSIONI SONORE

4.6.2.1. Fasi di cantiere (realizzazione e dismissione)

In fase di cantiere le principali emissioni sonore saranno legate a:

- funzionamento di apparecchiature e attrezzi da lavoro;

- funzionamento dei mezzi per i movimenti terra;
- movimentazione dei mezzi per il trasporto di personale, attrezzature e materiale verso e dall'impianto.

Le attività si svolgeranno durante le ore diurne, per cinque giorni alla settimana (da lunedì a venerdì). Per il cronoprogramma di massima si faccia riferimento al paragrafo 4.2.5.2. Un cronoprogramma di maggior dettaglio verrà poi definito in fase di progettazione esecutiva.

I mezzi meccanici e di movimento terra, una volta portati sul cantiere resteranno in loco per tutta la durata delle attività e, pertanto, non altereranno il normale traffico delle strade limitrofe alle aree di progetto.

In questa fase, pertanto, le emissioni sonore saranno assimilabili a quelle prodotte da un ordinario cantiere civile di modeste dimensioni, di durata limitata nel tempo e operante solo nel periodo diurno.

Le emissioni più significative avverranno in fase di dismissione e saranno generate dalle demolizioni delle fondazioni delle cabine di trasformazione, della Stazione SSE Utente e dello stallo aggiuntivo presso la Stazione Terna, nel corso delle quali si prevede di utilizzare martelli demolitori. Si precisa che tali mezzi non saranno utilizzati in modo continuativo e contemporaneo. La durata sarà inoltre limitata nel tempo date le modeste dimensioni delle fondamenta in questione.

Le interazioni sull'ambiente che ne derivano sono modeste, considerato che la durata dei lavori è limitata nel tempo e le aree sono comunque sufficientemente lontane da centri abitati.

4.6.2.2. Fase di esercizio del nuovo impianto

In fase di esercizio le uniche emissioni sonore saranno legate al funzionamento dei trasformatori e degli inverter distribuiti e saranno estremamente limitate.

Tuttavia, a titolo cautelativo e nell'ottica della salvaguardia dell'ambiente e della popolazione, è stata eseguita una valutazione previsionale della pressione sonora indotta dalle attività di cantiere i cui risultati sono sintetizzati nel documento GRE.EEC.R.27.IT.P.14456.00.030.00 – Relazione Compatibilità Acustica.

4.6.3. VIBRAZIONI

4.6.3.1. Fasi di cantiere (realizzazione e dismissione)

Nelle fasi di cantiere le vibrazioni saranno principalmente legate all'utilizzo, da parte dei lavoratori addetti, dei mezzi di trasporto e di cantiere e delle macchine movimento terra (autocarri, escavatori, ruspe, ecc.) e/o all'utilizzo di attrezzature manuali, che generano vibrazioni a bassa frequenza (nel caso dei conducenti di veicoli) e vibrazioni ad alta frequenza (nel caso delle lavorazioni che utilizzano attrezzi manuali a percussione).

Tali emissioni, tuttavia, saranno di entità ridotta e limitate nel tempo, e i lavoratori addetti saranno dotati di tutti i necessari DPI (Dispositivi di Protezione Individuale).

4.6.3.2. Fase di esercizio del nuovo impianto

In fase di esercizio non è previsto l'originarsi di vibrazione.

4.6.4. SCARICHI IDRICI

4.6.4.1. Fasi di cantiere (realizzazione e dismissione)

Le attività in progetto non prevedono scarichi idrici su corpi idrici superficiali o in pubblica fognatura.

L'area di cantiere sarà dotata di bagni chimici i cui scarichi saranno gestiti come rifiuto ai sensi della normativa vigente.

4.6.4.2. Fase di esercizio del nuovo impianto

In fase di esercizio non è previsto l'originarsi di scarichi idrici.

4.6.5. EMISSIONE DI RADIAZIONI IONIZZANTI E NON

4.6.5.1. Fasi di cantiere (dismissioni e realizzazione)

Durante le fasi di cantiere non è prevista l'emissione di radiazioni ionizzanti.

Le uniche attività che potranno eventualmente generare emissioni di radiazioni non ionizzanti previste sono relative ad eventuali operazioni di saldatura e taglio ossiacetilenico. Tali attività, al momento non previste, sarebbero eseguite in conformità alla normativa vigente ed effettuate da personale qualificato dotato degli opportuni dispositivi di protezione individuale. Inoltre, saranno adottate tutte le misure di prevenzione e protezione per la tutela dell'ambiente circostante (es: adeguato sistema di ventilazione ed aspirazione, utilizzo di idonee schermature, verifica apparecchiature, etc.).

4.6.5.2. Fase di esercizio del nuovo impianto

In fase di esercizio è previsto l'originarsi di emissioni non ionizzanti, in particolare di radiazioni dovute a campi elettromagnetici generate dai vari impianti in bassa, media tensione e alta tensione.

A titolo cautelativo, nell'ottica della salvaguardia dell'ambiente e della popolazione, è stata eseguita una valutazione previsionale delle radiazioni da campi elettromagnetici, i cui risultati sono sintetizzati per esteso nel documento GRE.EEC.R.27.IT.P.14456.00.040.00 – Relazione Tecnica di Compatibilità Elettromagnetica (cabine impianto – SSE – elettrodotto AT).

4.6.6. PRODUZIONE DI RIFIUTI

4.6.6.1. Fasi di cantiere (realizzazione e dismissione)

Nelle fasi di cantiere verranno prodotti rifiuti riconducibili alle seguenti categorie:

- Rifiuti legati alle componenti dell'impianto stesso (plastica, metallo, componenti elettroniche);
- Rifiuti solidi assimilabili agli urbani (lattine, cartoni, legno, ecc.);
- Rifiuti speciali derivanti da scarti di lavorazione ed eventuali materiali di sfido;
- Eventuali acque reflue (civili, di lavaggio, meteoriche).

La gestione dei rifiuti sarà in linea con le disposizioni legislative e terrà conto delle migliori tecniche e tecnologie disponibili. Si sottolinea che ogni materiale da risulta prodotto sarà attentamente analizzato, catalogato e stoccato separatamente, e successivamente inviato ad appositi centri di recupero. Si allestirà in cantiere un'area idonea a tale scopo. Eventuali rifiuti pericolosi, al momento non previsti, saranno stoccati in sicurezza e trasportati verso le opportune strutture di smaltimento.

Tra i più importanti obiettivi del Proponente vi è senza dubbio quello di intraprendere azioni che promuovano e garantiscano il più possibile l'economia circolare. Si cercherà pertanto di massimizzare la quantità di rifiuti recuperati per il riciclo e ridurre al minimo la quantità smaltita in discarica.

La fase di dismissione produrrà ingenti quantità di materiale residuo.

I materiali prodotti in maggior quantità saranno prevalentemente prodotti dallo smantellamento delle strutture di galleggiamento (plastica, tipicamente termoplastico), delle strutture di sostegno (metallo, tipicamente leghe di alluminio) e dei moduli fotovoltaici (principalmente silicio drogato e metalli rari, vetro, alluminio, film polimerici).

Termoplastici ed alluminio hanno alta riciclabilità e tecnologie constatate sul mercato. Negli ultimi anni l'industria del riciclo dei pannelli fotovoltaici, data l'esplosione della domanda della tecnologia fotovoltaica, ha visto una notevole crescita ancora in atto. Al momento della stesura di questo documento, lo stato dell'arte permette di riciclare fino al 95% del vetro, 99% dell'alluminio, 85% del silicio. Si sottolinea tuttavia, dato il rapido sviluppo del mercato, che tali percentuali potrebbero crescere prima del fine vita utile dell'impianto, permettendo quindi un maggior recupero dei materiali di scarto.

I principali rifiuti prodotti, con relativi codici CER, saranno i seguenti:

- 17 01 01 Cemento
- 17 02 03 Plastica

- 17 04 05 Ferro, Acciaio
- 17 04 11 Cavi
- 17 05 04 Terra e rocce
- 16 02 14 Apparecchiature fuori uso

4.6.6.2. Fase di esercizio del nuovo impianto

Durante la fase di esercizio, i rifiuti prodotti saranno limitati essendo derivanti dagli scarti degli imballaggi durante le attività di manutenzione dell'impianto.

4.6.7. TRAFFICO INDOTTO

4.6.7.1. Fasi di cantiere (realizzazione e dismissione)

Nelle fasi di cantiere il traffico dei mezzi sarà dovuto prevalentemente a:

- trasporto dei componenti del parco fotovoltaico (64.664 moduli fotovoltaici con relative strutture di sostegno in metallo e 76.387 moduli galleggianti);
- spostamento degli operatori addetti alle lavorazioni (automobili);
- movimentazione dei materiali necessari al cantiere (ad esempio inerti), di materiali di risulta e delle apparecchiature di servizio;
- approvvigionamento gasolio;
- trasporto dei rifiuti verso centri autorizzati per il recupero o verso discarica;
- se necessario, approvvigionamento idrico tramite autobotte;

La fase più intensa dal punto di vista del traffico indotto sarà quella relativa al trasporto dei componenti del parco fotovoltaico.

Si stima che le merci saranno consegnate via nave al porto di Napoli (NA) e giungeranno in sito percorrendo l'autostrada A1 fino allo svincolo per Caianello. Da lì si giungerà al sito percorrendo la strada statale Telesina SS372 fino a giungere al comune di Presenzano.

Il trasporto dei materiali di impianto, per evitare di sovraccaricare le aree di stoccaggio, sarà equamente distribuito durante il periodo di costruzione del parco.

Si stima l'utilizzo di due aree di stoccaggio esterne all'area dell'impianto come indicato nella Figura 4-22.

I mezzi meccanici e di movimento terra, invece, una volta portati sul cantiere resteranno in loco per tutta la durata delle attività e non influenzeranno il normale traffico delle strade limitrofe all'area di progetto.

4.6.7.2. Fase di esercizio del nuovo impianto

Durante la fase di esercizio, è previsto unicamente lo spostamento periodico del personale addetto alle attività di manutenzione dell'impianto.

4.7. ANALISI DEGLI SCENARI INCIDENTALI

Nell'ambito della progettazione del nuovo impianto fotovoltaico, uno dei molteplici aspetti che è stato preso in considerazione è la valutazione degli effetti sull'ambiente circostante derivanti da un evento incidentale dovuto a varie tipologie di cause scatenanti.

Le cause che stanno all'origine degli incidenti possono essere di vario genere, da cause di tipo naturale, come ad esempio tempeste, raffiche di vento eccessive e formazione di ghiaccio a cause di tipo umano, come errori e comportamenti imprevisti.

La maggior frequenza di incidenti si verifica nella fase di funzionamento, poiché essa è caratterizzata da un'estensione temporale molto ampia (la vita utile di un impianto varia dai 20 ai 30 anni) e da una più complessa combinazione di azioni, le quali hanno implicazioni sul comportamento strutturale e funzionale del parco e delle sue componenti.

Il livello rischio legato ad un incidente è funzione del danno provocato e della probabilità di accadimento dell'evento come da relazione illustrata di seguito:

$$R = f(P, D) = P \times D$$

Dove:

- R è il rischio
- P è la probabilità di accadimento dell'evento
- D è la magnitudo del danno causato dall'evento

L'analisi quantitativa del rischio è effettuata assegnando un numero da 1 a 4 sia alla probabilità che al danno. Si può quindi definire una matrice di rischio per identificarne la portata come fatto di seguito:

	4	3	2	1	
Probabilità (P)	4	4	8	12	16
	3	3	6	9	12
	2	2	4	6	8
	1	1	2	3	4
	Probabilità / Rischio	1	2	3	4
					Danno / Magnitudo (D)

Figura 4-23: Matrice di Rischio

La classificazione dei livelli è la seguente:

1. Probabilità:

- P=1 -> evento molto improbabile (concatenamento di una serie di eventi molto improbabili; evento che praticamente non si è mai verificato);
- P=2 -> evento poco probabile, accaduto raramente;
- P=3 -> evento probabile, con già alcuni riscontri nella letteratura;
- P=4 -> evento molto probabile.

2. Danno

- D=1 -> danno lieve;
- D=2 -> danno di modesta entità;
- D=3 -> danno grave;
- D=4 -> danno molto grave.

Dal prodotto di probabilità e danno si ottiene quindi il livello di rischio associato a tale evento.

Essendo alcuni tra questi eventi non del tutto eliminabili o prevenibili a priori, l'obiettivo delle ricerche in ambito di sicurezza è quello di ridurre al minimo sia la probabilità di accadimento (ove possibile) sia il danno da esso procurato, tramite l'implementazione di normative e linee guida specifiche di settore.

Applicato agli incidenti analizzati in questo elaborato, l'accadimento di un dato evento e le conseguenze a elementi sensibili ad esso correlate dipende da una concatenazione di eventi di seguito riportati:

- Probabilità che l'evento accada sul parco fotovoltaico;
- Probabilità che, accaduto l'evento, esso causi un danno ad un elemento sensibile.
- Fattori che possano alterare la probabilità quali fattori strutturali dell'impianto (usura, vita utile ecc.) e fattori atmosferici (vento, tempesta, ecc.)

Tali eventi, comunque da ritenersi estremamente improbabili sia per la bassa probabilità di accadimento sia per le misure di prevenzione dei rischi ambientali e gli accorgimenti tecnici adottati dalla Società proponente, sono riportati di seguito:

- Incidenti legati al fallimento del sistema di galleggiamento;
- Incidenti legati al fallimento delle linee di ormeggio;
- Incidenti legati a guasti meccanici
- Incidenti legati a possibili annegamenti del personale;
- Incidenti legati a possibili fulminazioni;

L'esito di questi studi ha evidenziato le seguenti conclusioni:

- Fallimento del sistema di galleggiamento.
 - Danno: $D = 4$ - danno molto grave; in quanto prevederebbe il fallimento completo dell'impianto con l'affondamento delle componenti elettriche, ponendo anche un potenziale rischio per la centrale idroelettrica.
 - Probabilità: $P = 1$ - evento molto improbabile", in quanto essendo la struttura altamente modulare, sarebbe necessario il fallimento di un numero molto elevato di componenti simultaneamente. Si è poi mantenuto un layout costituito da isole fotovoltaiche rettangolari per evitare fenomeni di concentrazione degli sforzi. Infine, ispezioni ricorrenti assicurano che nel caso di rottura / perforazione di elementi galleggianti ci si adoperi per ripristinare la funzionalità degli stessi.
 - Livello di rischio: $R = 4$.
 - Azioni mitigative: design dell'impianto in isole fotovoltaiche separate di geometria semplificata per evitare fenomeni di concentrazione degli sforzi; ispezioni frequenti.
- Fallimento delle linee di ormeggio.
 - Danno: $D = 4$ - danno molto grave; il fallimento parziale delle linee di ormeggio porterebbe alla distribuzione non equa del carico sulle zavorre, alcune delle quali potrebbero scivolare sul fondo del bacino, con possibile punzonamento e rottura dello strato isolante. Un fallimento più completo del sistema di ancoraggio porterebbe al distacco del parco e al suo possibile sollevamento e/o ribaltamento in caso di venti estremi.
 - Probabilità: $P = 1$ - evento molto improbabile", in fase di design la struttura è progettata per una distribuzione equa del carico che tenga in considerazione eventuale fallimento temporaneo di una porzione delle stesse. Ispezioni ricorrenti assicurano che nel caso di rottura linee di ormeggio ci si adoperi per la sostituzione immediata delle stesse.
 - Livello di rischio: $R = 4$.
 - Azioni mitigative: design per la massima distribuzione dei carichi tenendo in considerazione le combinazioni più impattanti dei possibili carichi; ispezioni frequenti.
- Incidenti legati a guasti meccanici

I guasti di tipo meccanico comprendono la rottura del pannello o di parti del supporto e non provocano rilascio di sostanze estranee nell'ambiente essendo gli stessi solidi ed inerti.

 - Danno: $D = 2$ - danni di modesta entità; le componenti danneggiate possono essere sostituite senza perdite di prestazioni eccessive e con impatti pressoché nulli sull'ambiente.
 - Probabilità: $P = 2$ - evento poco probabile; i componenti selezionati

presentano caratteristiche di robustezza ed affidabilità elevate;

- Livello di rischio: R = 4.
- Incidenti legati a guasti elettrici

Durante l'esercizio d'impianto si possono verificare guasti di tipo elettrico, alle sue parti costitutive, dovuti a sovratensioni, cortocircuiti e scariche elettrostatiche in genere.

 - Danno: D = 2 – danni di modesta entità; le componenti danneggiate possono essere sostituite senza perdite di prestazioni eccessive e con impatti pressoché nulli sull'ambiente.
 - Probabilità: P = 2 – evento poco probabile; i componenti selezionati presentano caratteristiche di robustezza ed affidabilità elevate;
 - Livello di rischio: R = 4.
 - Azioni mitigative: Tutti i materiali elettrici impiegati che lo richiedano saranno accompagnati da apposita dichiarazione del produttore (o del suo rappresentante stabilito nella Comunità) riportante le norme armonizzate di riferimento e saranno muniti di marcatura CE attestante la conformità del prodotto a tutte le disposizioni comunitarie a cui è disciplinata la sua immissione sul mercato. Inoltre, l'impianto elettrico costituente l'impianto fotovoltaico sarà costruito, installato e mantenuto in modo da prevenire i pericoli derivanti da contatti accidentali con gli elementi sotto tensione ed i rischi di incendio e di scoppio derivanti da eventuali anomalie che si verifichino nel loro esercizio.
- Annegamento del personale.
 - Danno: D = 4 – danno molto grave; annegamento del personale per possibile caduta in acqua dalla piattaforma.
 - Probabilità: P = 1 – evento molto improbabile”, il personale sarà dotato di tutti i DPI e sarà formato opportunamente.
 - Livello di rischio: R = 4.
 - Azioni mitigative: dotazione di DPI e formazioni individuali del personale.
- Fulminazione dell'impianto.
 - Danno: D = 4 – danno molto grave; possibile sviluppo di incendio o rottura delle componenti.
 - Probabilità: P = 1 – evento molto improbabile”, in quanto sarà installato un sistema anti-fulminazione che riduce la già scarsa probabilità dell'evento.
 - Livello di rischio: R = 4.
 - Azioni mitigative: progettazione di sistema anti-fulminazione.
 -

4.8. MISURE PREVENTIVE PER LA PROTEZIONE DELL'AMBIENTE

Per quanto concerne le tecnologie di progetto disponibili in relazione ai costi di investimento, l'esecuzione del progetto in esame prevede l'utilizzo di materiali ed attrezzature idonee e correttamente dimensionate per la tipologia di progetto, in modo da svolgere l'attività prevista nel pieno rispetto della sicurezza e della tutela dell'ambiente.

L'impiego delle migliori tecnologie disponibili sul mercato si ottiene anche mediante il ricorso alle principali compagnie contrattiste di settore, tramite cui si richiede il massimo della tecnologia a fronte di un ottimo compromesso sul fronte del costo previsto.

L'attività è stata accuratamente pianificata allo scopo di evitare qualsiasi interferenza o impatto diretto sull'ambiente circostante.

Di seguito si evidenziano alcune tra le misure preventive per la protezione dell'ambiente.



Enel Produzione S.p.A.



GRE CODE

GRE.EEC.R.27.IT.P.14456.00.026.00

PAGE

50 di/of 51

4.8.1. FASE DI CANTIERE

Durante le fasi di dismissione dell'impianto esistente e di realizzazione del nuovo impianto, saranno attivati una serie di accorgimenti pratici atti a svolgere un ruolo preventivo, quali:

- movimentazione di mezzi con basse velocità d'uscita;
- fermata dei lavori in condizioni anemologiche particolarmente sfavorevoli;
- adozione di apposito sistema di copertura del carico nei veicoli utilizzati per la movimentazione di inerti durante la fase di trasporto;
- bagnatura area accesso e piazzale per abbattimento polveri, qualora necessaria;
- effettuazioni delle operazioni di carico di materiali inerti in zone appositamente dedicate.

4.8.2. FASE DI ESERCIZIO

Con riferimento alla fase di esercizio, saranno messi in atto accorgimenti progettuali per ridurre l'eventualità di tutti quegli eventi incidentali che nel funzionamento dell'impianto possono comportare perturbazioni con l'ambiente, quali generazione di rumore e impatto visivo.

Per quanto concerne l'emissione di rumore, lo studio previsionale di impatto acustico, del quale si discuterà anche nella Stima degli Impatti del presente SIA, ha messo in evidenza che nell'assetto post-operam risultano rispettati i limiti di emissione previsti dalla normativa vigente applicabili all'area di inserimento del parco fotovoltaico.

Invece, per quanto riguarda l'impatto visivo, il tema è trattato con maggior dettaglio nel seguente documenti: GRE.EEC.R.27.IT.P.14456.00.022.00- Relazione paesaggistica -Carta dell'intervisibilità e Fotosimulazioni.

4.9. ALTERNATIVA ZERO

L'alternativa zero costituisce l'ipotesi che non prevede la realizzazione del Progetto. Tale alternativa consentirebbe di mantenere lo status quo.

La produzione di energia elettrica mediante l'impiego di fonti energetiche rinnovabili, quali il fotovoltaico, rientra perfettamente nelle Linee Guida per la riduzione dei gas climalteranti, permettendo così una diminuzione di anidride carbonica rilasciata in atmosfera.

L'obiettivo dell'Impianto Flottante di Presenzano è quello di produrre energia elettrica da una fonte rinnovabile con il fine di soddisfare la crescente domanda energetica. Inoltre, lo sviluppo di questo impianto permetterà di ridurre i consumi di energia convenzionale e la quantità di CO₂ immessa in atmosfera, apportando benefici tanto a livello locale quanto a livello nazionale.

È chiaro che la non realizzazione dell'intervento oggetto di questo studio, comporterebbe un non utilizzo delle fonti energetiche rinnovabili, con conseguente incremento di immissione in atmosfera di gas climalteranti, specialmente in previsione del continuo aumento della domanda di energia elettrica a livello mondiale.

Inoltre, un ulteriore aspetto da non sottovalutare è l'impiego di personale sia in fase di realizzazione dell'impianto nonché durante la fase di esercizio e durante le attività di manutenzione, che seppur non in pianta stabile produrrà comunque effetti occupazionali positivi.

4.10. ALTERNATIVA UNO

L'alternativa localizzativa comporterebbe lo sfruttamento di nuove aree naturali e/o seminaturali e di conseguenza genererebbe impatti più marcati rispetto a quelli generati dal presente progetto.

La realizzazione di un impianto costituito da 36,075 MW in un sito non ancora antropizzato implicherebbe un impatto maggiore rispetto al Progetto proposto sia in termini di consumo di suolo, che in termini di modifica della percezione del paesaggio.

L'alternativa localizzativa implicherebbe la scelta di un sito che abbia, per così grande superficie di impianto:



Enel Produzione S.p.A.



GRE CODE

GRE.EEC.R.27.IT.P.14456.00.026.00

PAGE

51 di/of 51

- buoni valori di irraggiamento ed ottime caratteristiche di producibilità;
- esistenza di adeguata infrastrutture di rete;
- disponibilità di terreni non attualmente utilizzati per attività agricole.