

IMPIANTO FOTOVOLTAICO EG DAFNE E OPERE CONNESSE

POTENZA IMPIANTO 34 MWp - COMUNE DI COPPARO (FE)

Proponente

EG DAFNE S.R.L.

VIA DEI PELLEGRINI, 22 - 20122 MILANO (MI) P.IVA: 12084690960 PEC: egdafne@pec.it

Progettazione

META STUDIO S.R.L.

VIA SETTEMBRINI, 1 - 65123 PESCARA (PE) P.IVA: 02164240687 PEC: metastudiosrl@pec.it TEL: +39/0854315000



Coordinamento e Responsabile della Progettazione

ING. DOMENICO MEMME

VIA L. SETTEMBRINI, 1 - 65123 PESCARA (PE) PEC: metastudiosrl@pec.it MAIL: d.memme@studiomemme.it
TEL: +39/0854315000 DIRECT: +39/3356390349

Collaboratori

ING. LUIGI NARDELLA

Progettazione Generale e Strutturale

ING. MAURIZIO ELISIO

Progettazione Ambientale e Paesaggistica

DOTT. FIORAVENTE VERI

Progettazione Elettrica

Titolo Elaborato

RELAZIONE DESCRITTIVA GENERALE

LIVELLO PROGETTAZIONE	CODICE ELABORATO	FILENAME	FORMATO	DATA	SCALA
Progetto Definitivo	DOC_REL_01		A4	04.2024	-

Revisioni

REVISIONE	DATA	DESCRIZIONE	ESEGUITO	VERIFICATO	APPROVATO
-----------	------	-------------	----------	------------	-----------



Regione EMILIA ROMAGNA
Provincia di FERRARA
Comune di COPPARO





RELAZIONE DESCRITTIVA GENERALE





Sommario

1. PREMESSA	6
2. INQUADRAMENTO PROGETTUALE	8
2.1 Descrizione sintetica del Progetto	8
2.2 Ubicazione del Progetto	9
2.3 Inquadramento catastale	11
2.4 Inquadramento.....	14
2.5 Criteri progettuali generali	18
3. QUADRO DI RIFERIMENTO PROGRAMMATICO	22
3.1 Scopo del progetto.....	22
3.2 Procedimento di Valutazione di Impatto Ambientale	23
3.3 Analisi di coerenza strumenti di pianificazione e vincolistica	25
3.3.1.1 <i>Normativa di riferimento Internazionale</i>	25
3.3.1.1.2 <i>Normativa di riferimento Nazionale</i>	29
3.3.1.1.3 <i>Piano Energetico Ambientale Regionale Emilia-Romagna</i>	32
3.3.1.2.1 <i>Linee Guida D.M. 10 settembre 2010</i>	34
4. QUADRO DI RIFERIMENTO AMBIENTALE	34
4.1 Meteorologia e climatologia dell'aria.....	35
4.2 Stato di qualità dell'aria.....	36
4.3 Sottosuolo.....	36
4.4 Ambiente idrico.....	39
4.5 Suolo (pedologia, uso del suolo)	40
4.6 Biodiversità.....	45
4.7 Sistema paesaggistico: paesaggio, patrimonio culturale e beni materiali	47
5. FONTE ENERGETICA. PRODUCIBILITÀ E BENEFICI AMBIENTALI	51
5.1 Descrizione fonte energetica utilizzata e modalità approvvigionamento.....	51
5.2 Producibilità Attesa	54
5.3 Benefici Ambientali	71
6. DESCRIZIONE TECNICA INTERVENTO PROGETTUALE	72
6.1 Descrizione Tecnica Dell'Impianto Fotovoltaico.....	72
6.1.1 Descrizione e caratteristiche generali - impianto fotovoltaico	72
6.1.1.1 <i>Descrizione generale</i>	72
6.1.1.2 <i>Elenco caratteristiche tecniche</i>	74
6.1.1.3 <i>Configurazione elettrica</i>	79

6.1.1.4 Elementi costituenti l'impianto fotovoltaico	80
6.1.2 Componenti e opere elettromeccaniche.....	82
6.1.2.1 Moduli fotovoltaici.....	82
6.1.2.2 Strutture di fissaggio	85
6.1.2.3 Inverter	89
6.1.2.4 Cablaggio interno ai capi fotovoltaici.....	95
6.1.2.5 Combiner Box	104
6.1.2.6 Connessioni AT/MT	106
6.1.2.7 Schemi di allacciamento.....	107
6.1.2.8 Impianto di ventilazione	108
6.1.2.9 Impianto luce, FM e speciali in cabina	108
6.1.2.10 Impianto di terra e accessori	109
6.1.2.11 Sistema di distribuzione TN.....	109
6.1.2.12 Trasformatori MT/BT e BT/BT	110
6.1.2.13 Quadri elettrici	113
Quadri di media tensione.....	113
6.1.3 Componenti e opere civili.....	124
6.1.3.1 Recinzione perimetrale	125
6.1.3.2 Viabilità interna	125
6.1.3.3 Viabilità esterna	125
6.1.3.4 Movimentazione terra	126
6.1.3.5 Scavi	126
6.1.3.6 Trincee.....	127
6.1.3.7 Cabinati	128
6.1.3.8 Basamenti e opere in calcestruzzo.....	132
6.1.3.9 Pozzetti e camerette	133
6.1.3.10 Drenaggi e regimentazione delle acque meteoriche.....	133
6.1.3.11 Opere di verde	133
6.1.4.1 Sistema di monitoraggio	134
6.1.4.2 Sistema antintrusione (videosorveglianza, allarme e gestione accessi)	135
6.1.4.3 Sistema di illuminazione.....	136
6.1.4.4 Sistema idrico	136
6.2 DESCRIZIONE TECNICA DELLE OPERE DI CONNESSIONE.....	136
6.2.1 Descrizione e caratteristiche generali – opere connessione	136



6.2.2 Opere di Utenza: Cabina elettrica e di controllo di campo, Cavidotto MT tra Cabina elettrica e Stazione Utente, Stazione Utente "Codigoro".....	137
6.2.2.1 <i>Descrizione del sito, ubicazione e accessi</i>	137
6.2.2.2 <i>Dati di Progetto</i>	137
6.2.2.3 <i>Criteri di progettazione</i>	138
6.2.2.4 <i>Stazione Utente Fiscaglia</i>	139
6.2.2.5 <i>Cavidotto AT (tra Stazione e nuova SE Terna)</i>	144
6.2.2.6 <i>Cavidotto MT</i>	147
6.2.3 Stazione Elettrica di Rete Terna "Codigoro"	152
6.2.3.1 <i>Descrizione del sito, ubicazione e accessi</i>	152
6.2.3.2 <i>Descrizione e caratteristiche tecniche</i>	153
6.2.3.3 <i>Servizi ausiliari</i>	155
6.2.3.4 <i>Rete di terra</i>	156

1. PREMESSA

La Società EG DAFNE Srl (di seguito Proponente) ha in progetto la realizzazione di un impianto fotovoltaico, nel territorio comunale di Copparo (FE), Regione Emilia-Romagna, denominato "EG DAFNE" di potenza nominale complessivamente pari a 34,01 kWp (di seguito Progetto).

In relazione a tale parco fotovoltaico, il Proponente ha in progetto la realizzazione delle opere di collegamento alla RTN, costituite da una Stazione Elettrica di trasformazione 132/20kV (Stazione Utente), una Stazione Elettrica Terna di rete 380/132kV e i relativi cavidotti MT e AT di connessione.

L'iter procedurale per l'ottenimento dei permessi alla realizzazione del progetto prevede la trasmissione, da parte del Proponente, di diversi elaborati ad Enti di competenza per l'acquisizione delle autorizzazioni. Tra i diversi documenti da esibire in fase autorizzativa, vi è anche il presente elaborato "Relazione Descrittiva Generale".

Con la realizzazione dell'impianto fotovoltaico si intende conseguire un significativo risparmio energetico mediante il ricorso alla fonte energetica rinnovabile rappresentata dal Sole.

Il progetto si inquadra in quelli che sono i programmi nazionali e internazionali per la transizione verso un'economia globale a impatto climatico zero entro il 2050.

In occasione della Conferenza delle Parti sul clima tenutasi nel 2015 a Parigi è stato stipulato un nuovo accordo sul clima per il periodo dopo il 2020 che, per la prima volta, impegna tutti i Paesi, compreso l'Italia a ridurre le proprie emissioni di gas serra. In tal modo è stata di fatto abrogata la distinzione di principio tra Paesi industrializzati e Paesi in via di sviluppo. Nell'ambito di tale accordo l'Italia ha elaborato un Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC) in cui l'Italia fissa degli obiettivi vincolanti al 2030 sull'efficienza energetica, sulle fonti rinnovabili e sulla riduzione delle emissioni di CO₂. Stabilisce inoltre il target da raggiungere in tema di sicurezza energetica, interconnessioni, mercato unico dell'energia e competitività, sviluppo e mobilità sostenibile, definendo precise misure che garantiscano il raggiungimento degli obiettivi definiti con l'accordo di Parigi e la transizione verso un'economia a impatto climatico zero entro il 2050.

L'Italia intende accelerare la transizione dai combustibili tradizionali alle fonti energetiche rinnovabili (FER) promuovendo il graduale abbandono del carbone per la generazione elettrica a favore di un mix elettrico basato su una quota crescente di rinnovabili e, per la parte residua, sul gas.

L'Italia punta a:

- portare la quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi di energia al 30%;

- ridurre del 43% dei consumi di energia primaria rispetto allo scenario PRIMES 2007;
- ridurre del 33% l'utilizzo dei gas serra.

L'uscita dal carbone al 2025 e la promozione dell'ampio ricorso a fonti energetiche rinnovabili, a partire dal settore elettrico, dovrà fare sì che al 2030 si raggiungano i 16 Mtep prodotti da FER, pari a 187 TWh di energia elettrica. Questo dovrà avvenire in particolare grazie alla significativa crescita di fotovoltaico, la cui produzione dovrebbe triplicare, ed eolico, la cui produzione dovrebbe più che raddoppiare. Al 2030, il settore elettrico arriverà a coprire il 55% dei consumi finali elettrici lordi con energia rinnovabile, contro il 34,1% del 2017. L'obiettivo di potenza installata di impianti fotovoltaici è fissato a 52GW nel 2030, con una tappa intermedia di 28,5 GW nel 2025. Si prevede dunque che nei 5 anni tra il 2025 e il 2030 vengano installati più di 23 GW, dei 30 GW totali ancora necessari. La Regione Emilia-Romagna è una delle diverse regioni d'Italia vocate per la produzione di energia da fonte rinnovabile.

In tale scenario l'impianto fotovoltaico di progetto, con la sua produzione netta attesa di 55.568 MWh/anno di energia elettrica da fonte rinnovabile e con un sostanziale abbattimento di emissioni in atmosfera di CO₂ ogni anno, risponde pienamente agli obiettivi energetici e climatici del Paese.

In sintesi l'intervento proposto:

- è finalizzato alla realizzazione di un'opera infrastrutturale, non incentivato;
- è compatibile con esigenze architettoniche e di tutela ambientale;
- consente la produzione di energia elettrica con bassa emissione di sostanze inquinanti;
- utilizza fonti rinnovabili eco-compatibili;
- consente il risparmio di combustibile fossile;
- non è fonte di inquinamento acustico;
- utilizza viabilità di accesso già esistente;
- comporta l'esecuzione di opere edili di dimensioni modeste che determinano una trasformazione del territorio dovuta solamente alla realizzazione di fondazioni superficiali di alcune stazioni di conversione/trasformazione e cabine di smistamento con volumetrie contenute;
- le opere di connessione consentiranno di migliorare l'infrastruttura elettrica nazionale.

2. INQUADRAMENTO PROGETTUALE

2.1 Descrizione sintetica del Progetto

Il Progetto prevede la realizzazione di un impianto fotovoltaico di capacità nominale pari a 34,01 kWp, sito nel territorio comunale di Copparo (FE), Regione Emilia-Romagna. L'impianto è diviso in cinque sottocampi denominati "A", "B", "C", "D" ed "E", realizzati con 56832 moduli fotovoltaici in silicio monocristallino, ciascuno con una potenza di picco di 600Wp.

I pannelli sono montati in parte su strutture fisse in configurazione monofilare, con quattro moduli in orizzontale, tilt di 20° e distanza tra filari di 8,73 m, e in parte su strutture mobili ad inseguimento mono assiali, in configurazione monofilare, con singolo modulo in verticale, tilt 0°-60° e distanza tra trackers di 5 m. I pannelli sono raggruppati in modo da collegarsi ad inverter, distribuiti multi-stringa, a 800V, di marca INGETEAM, tipo INGECOM SUN 160-TL. Il design di impianto sarà tale per cui tutti gli inverter avranno la medesima taglia di potenza. Gli inverter selezionati sono del tipo string, con potenza nominale alla condizione di test standard di 141 kVA ($\cos\phi = 1$) e connessi a cabine di trasformazione BT/MT in campo con potenze da 3125 a 3400 kVA.

Le varie cabine di trasformazione BT/MT saranno raggruppate in dorsali MT (due dorsali per il sottocampo A, due dorsali per il B, tre per il C, tre per il D e 5 per il sottocampo E) che confluiranno nella cabina di ricezione di campo del rispettivo sito, per mezzo di linee elettriche in cavo interrato a 30 kV.

In relazione a tali parchi fotovoltaici, il Proponente ha inoltre in progetto la realizzazione di opere di collegamento alla RTN (di seguito opere di connessione):

- un cavo interrato MT, lungo circa 0,4 km, che collegherà il sottocampo A alla connessione con il sottocampo B;
- un cavo interrato MT, che collegherà il sottocampo B con la Cabina di Raccolta, di circa 2,3 km lungo strade pubbliche, tutte all'interno del territorio comunale di Copparo (di seguito cavidotto esterno MT di interconnessione tra i sottocampi);
- un cavo interrato MT, lungo circa 16,7 km, che collegherà la Cabina Elettrica e Control Room con la Cabina Utente. Questo si svilupperà nei territori comunali di Copparo, Jolanda di Savoia, Codigoro e Fiscaglia (di seguito cavidotto esterno MT Cabina elettrica Cabina Utente AT tra Cabina Utente e Punto di Consegna);
- una stazione elettrica di trasformazione 132/30 kV, denominata Cabina Utente, situata in prossimità della nuova Stazione di rete Terna 380/132 kV, in Comune di Fiscaglia (di seguito Cabina Utente);

- una linea interrata AT 132 kV di collegamento tra la Stazione Utente e la nuova SE Terna (di seguito cavidotto AT tra Stazione Utente e SE Terna);
- una stazione elettrica 380/132 kV di Terna denominata "Codigoro" (di seguito SE Terna o SE RTN Terna), anch'essa in Comune di Fiscaglia;

2.2 Ubicazione del Progetto

Tra le possibili soluzioni è stata individuata l'ubicazione più funzionale in merito alle esigenze tecniche di connessione dell'impianto alla rete elettrica e delle sue possibili ripercussioni sull'ambiente, con riferimento alla legislazione nazionale e regionale vigente in materia.

Le opere del parco fotovoltaico in progetto ricadono in aree agricole, caratterizzate da pendenze molto ridotte, localizzate nel comune di Copparo, in Provincia di Ferrara), nel settore nord-orientale della Regione Emilia-Romagna. Il cavidotto esterno MT attraversa anche i territori comunali di Copparo, Jolanda di Savoia, Codigoro e Fiscaglia. Le due stazioni (Utente e SE di rete Terna) si trovano in Comune di Fiscaglia.

La superficie catastale complessiva a disposizione del Proponente equivale a circa 54,23 ettari. Di questa, la parte recintabile, circa 43,89 ettari, è occupata dai parchi FV (superficie occupata), vale a dire pannelli fotovoltaici e strutture di supporto, cabine e strumentazione. La restante parte manterrà lo status quo ante.

Il Progetto prevede opere di connessione per l'interconnessione tra i parchi e la relativa connessione alla rete di trasmissione nazionale (RTN). In particolare, sono previste la realizzazione di un cavidotto MT tra il sottocampo A e il sottocampo B lungo la SP 44 (via Seminiato), di un altro cavidotto MT tra il sottocampo C e la Cabina Elettrica MT Control Room, lungo la SP 44 e le vie Magnadura e Vallazza, nel territorio comunale di Copparo.

Un cavidotto esterno principale collegherà la stazione elettrica dei campi di produzione alla Stazione Utente di Fiscaglia seguendo il seguente percorso: partendo dalla stazione elettrica di campo, il cavidotto seguirà la via comunale Bruno Rossi per circa 1 km, in comune di Copparo, per poi proseguire in Comune di Jolanda di Savoia lungo la strada comunale Jolanda Bonaglia Tr6, anch'essa per circa 1 km. Successivamente, il cavidotto prosegue ancora lungo la strada comunale Jolanda Bonaglia per 2 km e poi lungo la SP 16a per 4,11 km, proseguendo da Ovest verso Est, per poi entrare in Comune di Codigoro. Il percorso devia quindi sulla strada comunale Via Baglione Sud per 3,73 km, oltrepassa il corso d'acqua Po di Volano, per entrare nel Comune di Fiscaglia e proseguire lungo le strade comunali Via Castagnina e Via Canale Bastione per 1,7 km e infine raggiungere la Stazione utente posta ai margini della strada comunale Via Canale Bastione, in Comune di Fiscaglia.



In prossimità della CP Enel di Codigoro, in adiacenza alla strada comunale via Canale Bastioni in Comune di Fiscaglia, sarà realizzata la Stazione Utente con trasformazione 132/30 kV e dall'alto opposto alla linea Doppia Terna 380 kV a 200,00 m di distanza sarà realizzata una Stazione Elettrica di rete a cura di Terna con trasformazione 380/132 kV.

Le **coordinate geografiche** del Progetto sono identificate nelle seguenti coordinate dei siti:

Sottocampo "A": lat. 44.931185°; long. 11.967520°

Sottocampo "B": lat. 44.926230°; long. 11.962677°

Sottocampo "C": lat. 44.912482°; long. 11.956885°

Sottocampo "D": lat. 44.909682°; long. 11.955207°

Sottocampo "E": lat. 44.906147°; long. 11.955915°

Nuova SE Terna: lat. 44.828956°; long. 12.075121°

Il sito risulta accessibile dalla viabilità locale, costituita da strade statali, comunali ed interpoderali.

L'area d'impianto è raggiungibile percorrendo l'autostrada A13 Bologna - Padova fino all'uscita Ferrara, proseguendo poi su strade provinciali e regionali, fino a Copparo. Infine, strade comunali permettono di raggiungere il sito.

2.3 Inquadramento catastale

Nelle tabelle seguenti si riportano i riferimenti catastali delle aree con riferimento dei fogli e particelle:

PROVINCIA	COMUNE	FOGLIO	PARTICELLA	QUALITA'	AREA	INTESTATI
FERRARA	COPPARO	78	143	SEMINATIVO	44,74 ha	SOCIETA' AGRICOLA MAN.CA.BER. DI CASONI GABRIELLA &C.S.A.S.
			144	SEMINATIVO		
			145	SEMINATIVO		
			7	SEMINATIVO		
			112	SEMINATIVO		
			121	SEMINATIVO		
			139	SEMINATIVO		
			14	SEMINATIVO		
			148	SEMINATIVO		
			149	SEMINATIVO		
			17	SEMINATIVO		
			187	SEMINATIVO		
			22	SEMINATIVO		
			28	SEMINATIVO		
			60	SEMINATIVO		
			156	SEMINATIVO		
			75	SEMINATIVO		
			87	SEMINATIVO		
			12	SEMINATIVO		
			29	SEMINATIVO		
		61	SEMINATIVO			
		64	SEMINATIVO			
		48	122	SEMINATIVO		
			15	SEMINATIVO		
			49	SEMINATIVO		
			57	SEMINATIVO		
		65	149	SEMINATIVO		
			151	SEMINATIVO		
			152	SEMINATIVO		
			20	SEMINATIVO		
47	117	SEMINATIVO	3,5 ha	MAURIZIO FACCINI CINZIA BIZZI		
	167	SEMINATIVO				
	197	SEMINATIVO				
47	119	SEMINATIVO	5,99 ha	FACCINI LAMBERTO		
48	41	SEMINATIVO				
		123	SEMINATIVO			
SUPERFICIE DISPONIBILE					54,23 ha	

Tabella 1: riferimenti catastali aree Impianto Fotovoltaico

N	COMUNE	FOGLIO	PARTICELLA	TITOLO	OPERA
1	JOLANDA DI SAVOIA	34	35	SERVITU'	CAVIDOTTO MT
2			207		
3	CODIGORO	49	32		
4			31		
5			11		
6			17		
7		63	11		
			1		
			85		
			71		
8			72		
			19		
	64	18			
		19			
	76	32			
9		77			
10	78	3			
11	FISCAGLIA	2	1	ESPROPRIO	STAZIONE UTENTE
12			3		
			33		
		3	162	SERVITU'	CAVIDOTTO
			169	ESPROPRIO	SE TERNA
			170	SERVITU'	CAVIDOTTO AT
			167		
		7	1	SERVITU'	LINEA AEREA AT
			142		
			143		
			122		
			73		
			117		
			116		
			39		
			118		
			21		
		20			
		56			
		13			
		3			
		41			
		42			
		2			
		1			
		7	37	ESPROPRIO	SE TERNA
			39		

			45		
			54		
			55		LINEA AEREA
			21		
		78	22		CAVIDOTTO AT
			29		
			49		LINEA AEREA AT
	CODIGORO		10		
			7		
		81	4		LINEA AEREA AT
			68		
			19		
			1		

Tabella 2: riferimenti catastali aree Cavidotto Stazione Utente-SE Terna

2.4 Inquadramento geografico

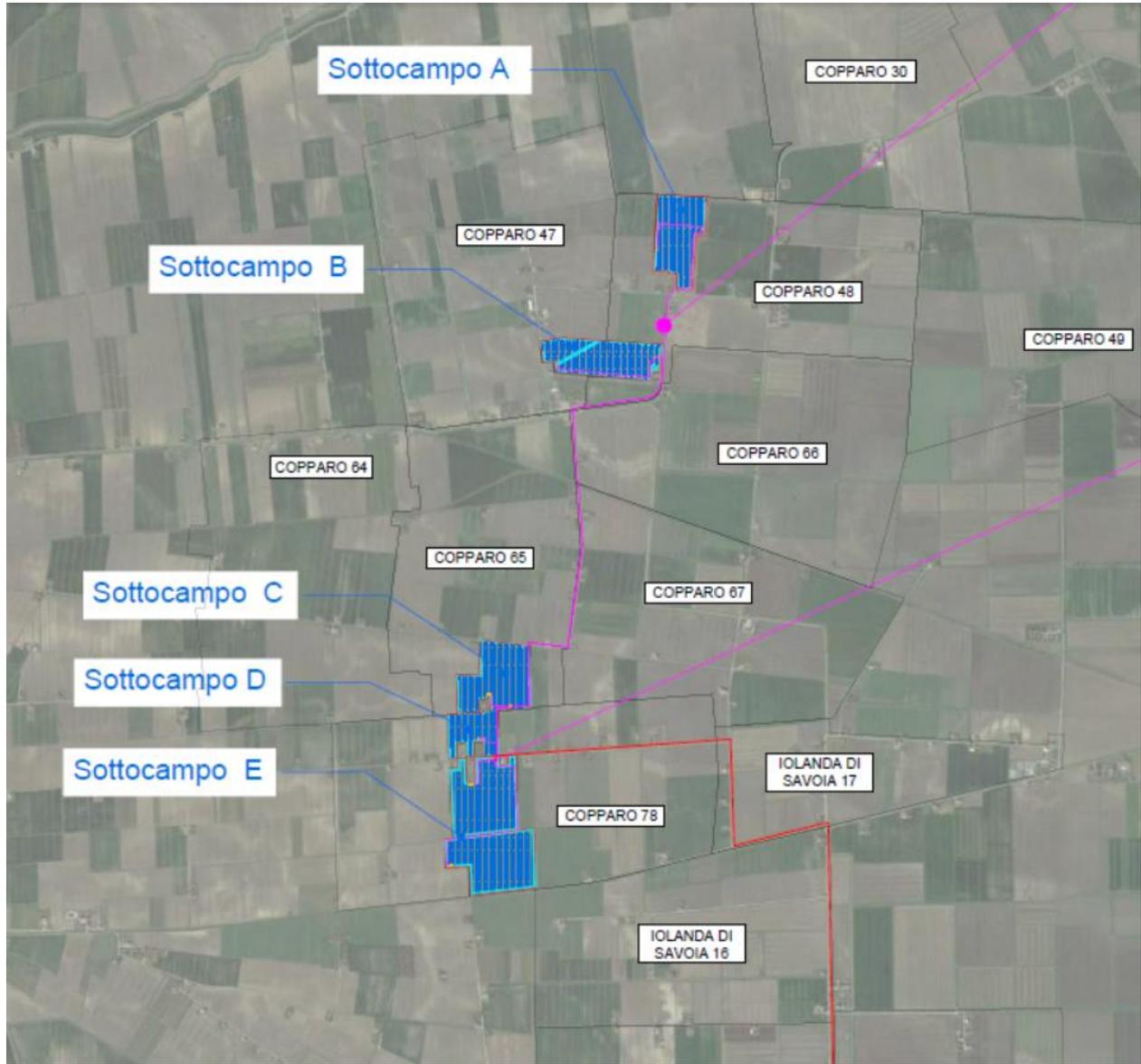


Figura 1: Inquadramento geografico del sito



Figura 2: Inquadramento geografico del sito con cavidotto di connessione

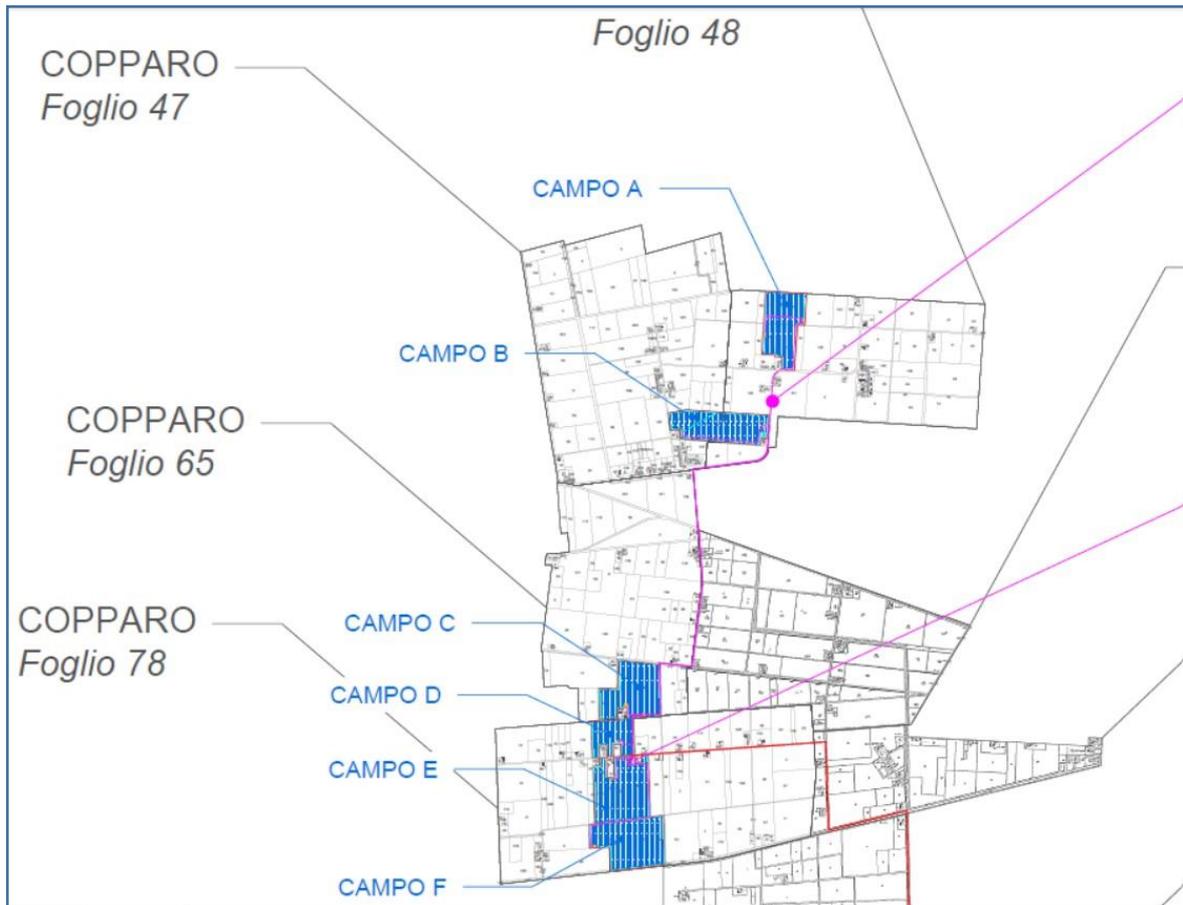


Figura 3: Inquadramento catastale delle opere

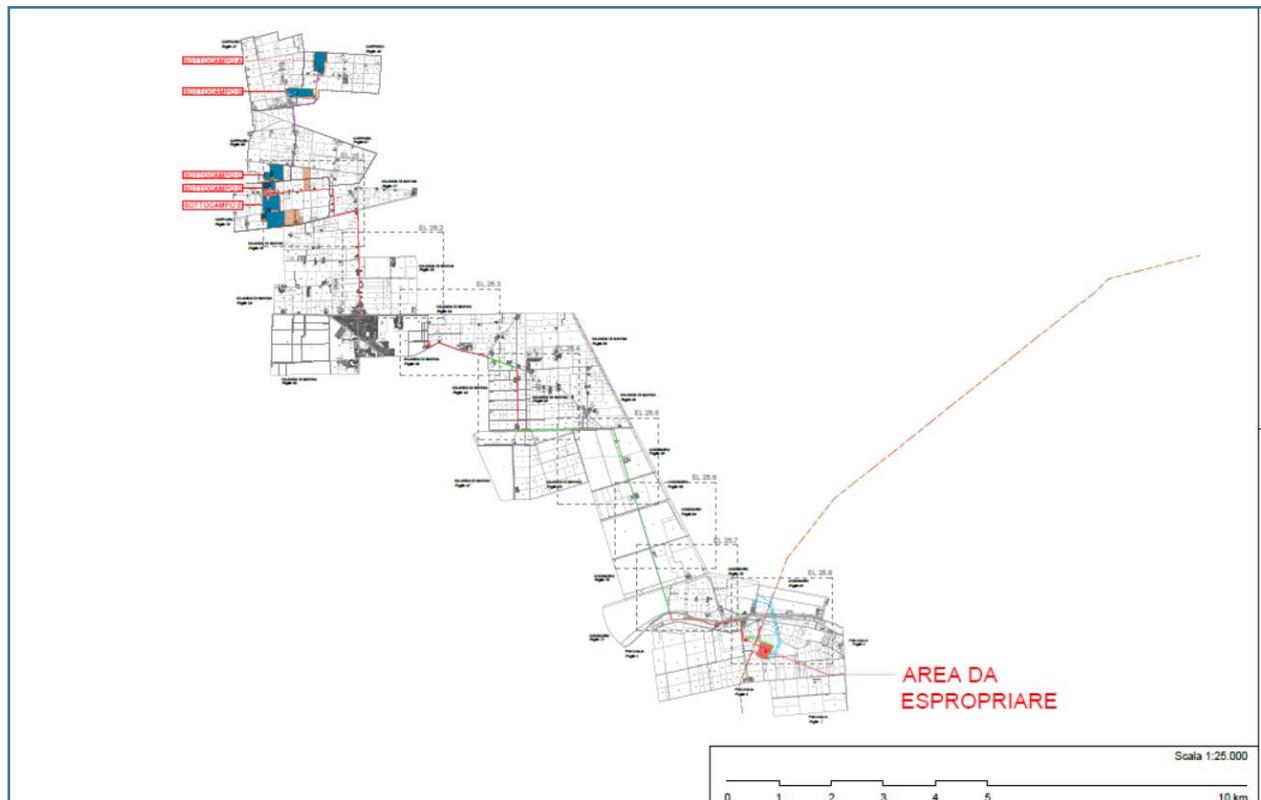


Figura 4: Inquadramento catastale delle opere con i cavidotti di connessione

Caratteristiche attuali delle aree

Sui fondi che accoglieranno i parchi FV e le opere di connessione, in base ai sopralluoghi, il terreno è attualmente utilizzato per scopi agricoli con prevalenza di colture foraggere quali erba medica (*Medicago sativa*) o altre leguminose, a parte la viabilità asfaltata che accoglierà la pressoché totalità dei cavidotti MT e AT. Ciò concorda con quanto riportato negli strumenti urbanistici locali e con le informazioni acquisite presso i Comuni di Copparo, Codigoro e Fiscaglia, in base ai quali si evince che il progetto interessa esclusivamente la zona urbanistica E - Agricola.

Indice di occupazione

Si premette che non si terrà conto dei terreni che accoglieranno cavidotto MT e cavidotti AT. Di fatto, essendo le opere interrato, non occuperanno del suolo in superficie e la stretta fascia di terreno in corrispondenza del loro passaggio, dopo poco tempo, tornerà allo stato ante-operam a seguito di tombamento, vale a dire a fine posa in opera. Le occupazioni relative ai sostegni dei raccordi sono puntuali e non hanno peso nel computo complessivo.

Prendendo spunto dal lavoro di Baldescu & Barion (2011), nel presente paragrafo verrà esposto il rapporto tra Superficie Occupata e Superficie Disponibile, in termini di Indice di Occupazione del suolo. I dati sono esposti nella seguente tabella:

OPERE	ANTITA'	MQ	SUP occupazione (mq)	Superficie Disponibile senza asservimento	Superficie disponibile con asservimento	indice
PANNELLI PV	56.832	1,303X2,172	160.841,15			
VIABILITÀ	6.270,00	3,00	18.810,00			
SKID+STORAGE	12	26,30X4,90	1.546,44			
CABINE	1	25,40X12,00	304,80			
ALTRE SUPERFICI			-			
TOTALE			181.502,39	636.400	790.400,00	22,96%

Tabella 3: indice di occupazione del Progetto

In base a quanto riportato poco sopra, si può sintetizzare dicendo che circa il 22,96% della Superficie Disponibile sarà occupata dal Progetto, al lordo degli asservimenti.

2.5 Criteri progettuali generali

Il Progetto è la sintesi del lavoro di un gruppo di professionisti composto da ingegneri, architetti, paesaggisti, archeologi, naturalisti, agronomi che hanno collaborato per l'ottimizzazione delle soluzioni tecniche e di producibilità e per la compatibilità con l'area di intervento al fine di non alterarne gli elementi paesaggistici e di biodiversità.

Nel rispetto delle norme di tutela ambientali e paesaggistiche vigenti, la proposta progettuale ha tenuto conto dei seguenti aspetti.

1. Le caratteristiche orografiche e geomorfologiche del sito, prevalentemente pianeggianti e con pendenze moderate, tali da evitare movimenti terra eccessivi che comporterebbero un'alterazione della morfologia attuale del sito.
2. La salvaguardia degli elementi che compongono il paesaggio (vegetazione, acqua, ecc.) prestando attenzione, ad esempio, alla viabilità di cantiere alla colorazioni degli elementi strutturali.
3. Vicinanza con il punto di connessione alla Rete Elettrica di Distribuzione Nazionale.
4. Vincoli ambientali, idrogeologici, geomorfologici, infrastrutturali.
5. Nella scelta delle strutture di appoggio dei moduli fotovoltaici sono state preferite quelle con pali di sostegno infissi con battipalo al fine di evitare la

realizzazione di fondazioni e l'artificializzazione eccessiva del suolo. Sono state scelte strutture fisse e mobili e una configurazione dei moduli su di essi tale da lasciare uno spazio sufficiente (da 5 a 8,70 metri) non solo ad evitare nel corso di esercizio dell'impianto fotovoltaico gli effetti terra-bruciata e desertificazione del suolo, ma anche la possibilità di **lasciare le aree non occupate a coltivo**.

6. Sono stati scelti moduli fotovoltaici ad alta efficienza nel tempo, per garantire delle performance di producibilità elettrica dell'impianto fotovoltaico di lunga durata. I moduli fotovoltaici sono stati scelti anche per ridurre i fenomeni di abbagliamento.
7. È stata massimizzata la captazione della radiazione solare annua disponibile, scegliendo orientamento ed esposizioni ottimali, evitando fenomeni di ombreggiamento che costituiscono cause dirette di perdite d'energia prodotta, incidendo sul tempo di ritorno economico dell'investimento.
8. La distanza tra le file di moduli è stata scelta tale che, oltre a evitare fenomeni di ombreggiamento anche per creare un equilibrio tra spazi coperti e spazi liberi, si eviti un'alterazione delle caratteristiche naturali del suolo.
9. La predisposizione delle cabine di trasformazione all'interno dei campi è stata ottimizzata con la finalità di ridurre al minimo la viabilità interna e di conseguenza la sottrazione di suolo.
10. I suoli interessati dall'installazione dell'impianto fotovoltaico sono stati scelti in prossimità di viabilità già esistente al fine di evitare la realizzazione di nuove viabilità e quindi una maggiore alterazione del paesaggio attuale.
11. La recinzione metallica perimetrale prevede il varco di passaggio per la microfauna terrestre locale.
12. È prevista una fascia di mitigazione di 1,5 m per mascherare la recinzione e il campo fotovoltaico. Verrà realizzata una fascia arborea di altezza tale da mitigare l'impatto visivo-percettivo dell'impianto fotovoltaico dall'esterno e da eventuali punti di belvedere e interesse paesaggistico nelle vicinanze dell'impianto fotovoltaico di progetto. Verranno utilizzati specie autoctone tali da favorire una connettività ecosistemica con le colture presenti nelle aree circostanti l'impianto fotovoltaico.
13. I collegamenti elettrici in media tensione costituenti l'impianto fotovoltaico sono realizzati con cavidotti interrati alla profondità minima di 1 m al fine di ridurre le interferenze elettromagnetiche con l'uomo.
14. I tracciati degli elettrodotti e il posizionamento della Stazione Elettrica è stato studiato in armonia con quanto dettato dall'art. 121 del Testo unico emesso con RD 11 dicembre 1933 No. 1775, comparando le esigenze della pubblica

utilità delle opere con gli interessi pubblici e privati coinvolti e andranno ad interessare soltanto viabilità stradale, riducendo interferenze con i terreni agricoli e con l'habitat naturale.

15. Le posizioni delle Stazioni Elettriche sono state individuate su siti avente le migliori caratteristiche in ragione delle peculiarità di area sotto il profilo:

- dell'orografia;
- della destinazione urbanistica e dei vincoli nel loro complesso;
- dall'ottimizzazione dell'occupazione del territorio, essendo la Cabina Raccolta inclusa nelle particelle interessate dal parco fotovoltaico stesso e la Cabina Utente in prossimità della futura SE RTN 380/132 kV Codigoro di Terna, in comune di Fiscaglia, che sarà a sua volta realizzata in prossimità della CP 132 kV di Codigoro.

La descrizione del progetto è finalizzata alla conoscenza esaustiva dell'intervento principale e delle opere connesse e alla descrizione delle caratteristiche fisiche e funzionali dello stesso, delle fasi di cantiere, di esercizio e di dismissione.

Sarà fornito il bilancio delle terre e rocce da scavo e gli esiti della loro caratterizzazione e destinazione secondo le indicazioni della normativa vigente.

In riferimento alla fase di **cantiere**, relativa a tutte le lavorazioni previste (opera principale ed opere connesse), il progetto comprende:

- l'individuazione delle aree utilizzate in modo permanente (fase di esercizio) e temporaneo, per le aree occupate dalle attività di cantiere principali (campi-base) e complementari (nuovi tracciati viari necessari per il raggiungimento delle zone operative);
- l'indicazione delle operazioni necessarie alla predisposizione delle aree di intervento (movimenti di terra e modifiche alla morfologia del terreno), il fabbisogno del consumo di acqua, di energia, le fonti di approvvigionamento dei materiali, le risorse naturali impiegate (acqua, territorio, suolo e biodiversità), la quantità e tipologia di rifiuti prodotti dalle lavorazioni;
- la descrizione dettagliata dei tempi di attuazione dell'opera principale e delle opere connesse, considerando anche la contemporaneità delle lavorazioni nel caso insistano sulle stesse aree; del fabbisogno complessivo previsto di forza lavoro, in termini quantitativi e qualitativi; dei mezzi e macchinari usati e delle relative caratteristiche; della movimentazione da e per i cantieri, delle modalità di gestione del cantiere e delle misure di sicurezza adottate;
- il ripristino delle aree a fine lavorazioni.

In riferimento alla fase di **esercizio**, che si conclude alla fine della fornitura dei servizi o dei beni per la quale è stata progettata ed è successiva alla fine di ogni attività connessa alla costruzione dell'opera, compreso il collaudo, il progetto comprende:

- l'indicazione della durata di esercizio dell'intervento principale e delle opere connesse (vita dell'opera);
- la quantificazione dei fabbisogni di energia e delle risorse naturali eventualmente necessari e per il processo produttivo;
- l'elenco di tipologie e quantità dei residui delle emissioni previste (gassose, liquide, solide, sonore, luminose, vibrazionali, di calore, radioattive), sostanze utilizzate, quantità e tipologia di rifiuti eventualmente prodotti;
- la descrizione di interventi manutentivi richiesti per il corretto funzionamento delle opere, tempi necessari, frequenza degli interventi, eventuali fabbisogni di energia e di risorse naturali non già necessari per il suo normale esercizio, eventuali rifiuti ed emissioni diversi, in termini qualitativi e quantitativi, rispetto all'esercizio.

La fase di **dismissione**, parziale o totale dell'opera, comprende tutte le necessarie attività di cantiere per la demolizione o smantellamento delle singole componenti strutturali, finalizzate al ripristino ambientale dell'area. Sono descritte le modalità di smaltimento e/o di riutilizzo e/o di recupero dei materiali di risulta e/o dei componenti dell'opera.

3. QUADRO DI RIFERIMENTO PROGRAMMATICO

3.1 Scopo del progetto

Con la realizzazione dell'impianto fotovoltaico si intende conseguire un significativo risparmio energetico mediante il ricorso alla fonte energetica rinnovabile rappresentata dal Sole.

Il progetto si inquadra in quelli che sono i programmi Nazionali e Internazionali per la transizione verso un'economia globale a impatto climatico zero entro il 2050.

In occasione della Conferenza sul clima tenutasi nel 2015 a Parigi è stato stipulato un nuovo accordo sul clima per il periodo dopo il 2020 che, per la prima volta, impegna tutti i Paesi, compreso l'Italia a ridurre le proprie emissioni di gas serra.

Nell'ambito di tale accordo l'Italia ha elaborato il Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC) in cui ha fissato degli obiettivi vincolanti al 2030 sull'efficienza energetica, sulle fonti rinnovabili e sulla riduzione delle emissioni di CO₂. Il Piano stabilisce inoltre il target da raggiungere in tema di sicurezza energetica, interconnessioni, mercato unico dell'energia e competitività, sviluppo e mobilità sostenibile, definendo precise misure che garantiscano il raggiungimento degli obiettivi definiti con l'accordo di Parigi e la transizione verso un'economia a impatto climatico zero entro il 2050.

L'Italia intende accelerare la transizione dai combustibili tradizionali alle fonti rinnovabili, promuovendo il graduale abbandono del carbone per la generazione elettrica, a favore di un mix elettrico basato su una quota crescente di rinnovabili e, per la parte residua, sul gas.

L'uscita dal carbone al 2025 e la promozione dell'ampio ricorso a fonti energetiche rinnovabili, a partire dal settore elettrico, dovrà fare sì che al 2030 si raggiungano i 16 Mtep da FER, pari a 187 TWh di energia elettrica. Grazie in particolare alla significativa crescita di fotovoltaico, la cui produzione dovrebbe triplicare, ed eolico, la cui produzione dovrebbe più che raddoppiare. Nel 2030 il settore elettrico dovrebbe arrivare a coprire il 55% dei consumi finali elettrici lordi con energia rinnovabile, contro il 34,1% del 2017.

L'obiettivo finale del fotovoltaico è stato portato a 52 GW nel 2030, con la tappa del 2025 di 28,5 GW: si prevede dunque che negli ultimi 5 anni vengano installati più di 23 GW dei 30 GW previsti nelle diverse regioni d'Italia vocate alla produzione di energia da fonte rinnovabile, tra cui figura anche la Regione Emilia-Romagna.

In tale scenario l'impianto fotovoltaico di progetto con la sua produzione netta attesa di 55.568 MWh/anno di energia elettrica da fonte rinnovabile e con un sostanziale abbattimento di emissioni in atmosfera di CO₂ ogni anno risponde pienamente agli obiettivi energetici e climatici del Paese.

In sintesi, la realizzazione e l'esercizio dell'impianto fotovoltaico proposto:

- consente la produzione di energia elettrica senza alcuna emissione di sostanze inquinanti;
- utilizza fonti rinnovabili eco-compatibili;
- consente il risparmio di combustibile fossile;
- non produce nessun rifiuto o scarto di lavorazione;
- non è fonte di inquinamento atmosferico;
- comporta l'esecuzione di opere edili di dimensioni modeste che non determinano una significativa trasformazione del territorio;
- è stato progettato in modo compatibile con esigenze architettoniche e di tutela ambientale;

Oltre a quanto detto, le opere di connessione, e in particolare la Stazione Elettrica RTN, consentiranno di migliorare l'infrastruttura elettrica nazionale.

3.2 Procedimento di Valutazione di Impatto Ambientale

Il progetto in esame risulta soggetto a procedura di Valutazione di Impatto Ambientale (VIA) di competenza Statale in quanto rientra nella seguente categoria di opere comprese nell'Allegato II alla Parte seconda del D.Lgs. 152/06 e ss.mm.ii.:

- **punto 2** - impianti fotovoltaici per la produzione di energia elettrica con potenza complessiva superiore a 10 MW.

Inoltre, si segnala che la tipologia progettuale è compresa anche tra quelle indicate dall'Allegato I-bis "*Opere, impianti e infrastrutture necessarie al raggiungimento degli obiettivi fissati dal Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC)*", allegato introdotto nel D.Lgs. 152/06 dal D.L. 77/2021, al seguente punto:

- **punto 1.2.1** – Generazione di energia elettrica: impianti fotovoltaici.

Pertanto, il progetto in esame, ai sensi di quanto stabilito dall'art. 18, comma 1, lettera a) del decreto-legge n. 77 del 2021 (che ha modificato l'art. 7-bis, comma 2-bis del D.Lgs. 152/06), costituisce intervento di pubblica utilità, indifferibile e urgente.

Lo **Studio di Impatto Ambientale** (SIA) è stato predisposto in conformità alle indicazioni fornite dalla normativa vigente a livello nazionale, secondo i contenuti previsti dall'Allegato VII della Parte Seconda del D.lgs. 152/2006, così come aggiornato dal D.lgs. 104/2017.

Più in particolare lo Studio è stato articolato in:

- **Quadro Programmatico (Capitolo 2)**, all'interno del quale viene descritto il quadro normativo di riferimento che regola il settore ambientale ed energetico,

si analizzano gli strumenti di pianificazione e il sistema vincolistico che interessano il territorio e si verifica la compatibilità dell'intervento proposto con le previsioni dei piani e i vincoli ambientali e territoriali;

- **Quadro Progettuale (Capitolo 3)**, all'interno del quale si descrive il progetto nelle sue fasi (Punto 1 dell'allegato VII del D.lgs. 104/2017). In questo capitolo vengono altresì discusse le Alternative progettuali prese in considerazione (Punto 2).
- **Quadro Ambientale (Capitolo 4)**, che presenta la descrizione dello scenario di base (stato di fatto) e l'identificazione delle componenti ambientali, dei beni culturali e del paesaggio potenzialmente impattate (Punti 3 e 4).
- **Stima e analisi degli impatti (Capitolo 5)**, la quale comprende la descrizione della metodologia adottata per identificare i potenziali impatti e la relativa stima, l'indicazione delle misure di mitigazione adottate in fase progettuale o che verranno implementate in fase di esercizio per ridurre e/o annullare gli impatti attesi ed il piano di monitoraggio. In questa sezione sono inoltre comprese la **valutazione degli effetti cumulativi** con altri progetti autorizzati o impianti esistenti e il **piano di monitoraggio**, che riporta una descrizione dei monitoraggi ante e post operam proposti.

Si precisa, infine che la redazione dello Studio di Impatto Ambientale e degli elaborati di Progetto è stata curata dal gruppo di lavoro costituito dai seguenti professionisti:

- Ing. Domenico Memme, in qualità di coordinatore e responsabile del Progetto;
- Ing. Maurizio Elisio, in qualità responsabile della Progettazione Ambientale e Paesaggistica;
- Ing. Carla Buccella, collaboratrice per la Progettazione Ambientale e Paesaggistica;
- Ing. Luigi Nardella, in qualità responsabile della Progettazione Generale e Strutturale;
- Dott. Fioravante Veri, in qualità responsabile della Progettazione Elettrica;
- Dott. Geologo Giancarlo Rocco Di Berardino che ha curato la redazione delle relazioni geologiche allegata al presente SIA;
- Ing. Paolo Gabici, Tecnico Competente in Acustica Ambientale, che ha curato la redazione della Valutazione Previsionale di Impatto Acustico allegata al presente SIA.

3.3 Analisi di coerenza strumenti di pianificazione e vincolistica

Si riporta di seguito, in sintesi, l'esame della compatibilità del progetto con i principali strumenti di pianificazione territoriale e ambientale vigenti al momento della redazione dello studio, nonché con gli indirizzi di programmazione in ambito energetico.

3.3.1 Pianificazione energetica

3.3.1.1 Normativa di riferimento Internazionale

Protocollo di Kyoto

Fin dalla sottoscrizione del Protocollo di Kyoto nel 1997, l'UE e i suoi stati membri si sono impegnati in un percorso finalizzato alla lotta ai cambiamenti climatici attraverso l'adozione di politiche energetiche e misure comunitarie e nazionali per la riduzione di emissioni di gas serra fino al 2050. Durante questo periodo, l'UE ha stabilito di effettuare una regolare attività di monitoraggio e di relazione per la valutazione dei progressi raggiunti nel corso degli anni e per la valutazione degli impatti di eventuali nuove politiche. Per facilitare questa operazione, finora sono stati stabiliti due pacchetti fondamentali:

- Pacchetto per il clima e l'energia 2020;
- Quadro per le politiche dell'energia e del clima 2030.

Nel primo pacchetto sono state definite una serie di norme vincolanti volte al raggiungimento di tre principali obiettivi entro il 2020:

- 1) taglio del 20% delle emissioni di gas serra (rispetto ai livelli del 1990);
- 2) 20% del fabbisogno energetico ricavato da fonti rinnovabili;
- 3) miglioramento del 20% dell'efficienza energetica.

Tale pacchetto è stato sottoscritto nel 2007 dai leader dell'UE ed è stato recepito dalla legislazione nazionale nel 2009.

Il quadro per le politiche dell'energia e del clima 2030, concordato dai leader dell'EU nel 2014, riprende i contenuti del primo pacchetto in quanto definisce gli stessi obiettivi con percentuali maggiorate, da raggiungere entro il 2030:

- taglio del 40% delle emissioni di gas serra (rispetto ai livelli del 1990);
- 27% del fabbisogno energetico ricavato da fonti rinnovabili;
- miglioramento del 27% dell'efficienza energetica.

A lungo termine, saranno necessari tagli ancora più incisivi per evitare pericolosi cambiamenti climatici. In quest'ottica, infatti, l'Ue si è impegnata a ridurre le emissioni dell'80/90% rispetto ai livelli del 1990 entro il 2050, a condizione che tutti

i paesi membri contribuiscano allo sforzo collettivo.

La strategia energetica europea

Le politiche europee in materia di energia perseguono due principali obiettivi: quello della progressiva decarbonizzazione dell'economia e quello della piena realizzazione di un mercato unico.

Con specifico riguardo alle problematiche di maggiore interesse per il presente Studio, si evidenzia come negli ultimi anni l'Unione Europea abbia deciso di assumere un ruolo di leadership mondiale nella riduzione delle emissioni di gas serra. Il primo fondamentale passo in tale direzione è stato la definizione di obiettivi ambiziosi già al 2020.

Nel 2008, l'Unione Europea ha varato il "Pacchetto Clima-Energia" (cosiddetto "Pacchetto 20-20-20"), con i seguenti obiettivi energetici e climatici al 2020:

- un impegno unilaterale dell'UE a ridurre di almeno il 20% entro il 2020 le emissioni di gas serra rispetto ai livelli del 1990. Gli interventi necessari per raggiungere gli obiettivi al 2020 continueranno a dare risultati oltre questa data, contribuendo a ridurre le emissioni del 40% circa entro il 2050.
- un obiettivo vincolante per l'UE di contributo del 20% di energia da fonti rinnovabili sui consumi finali lordi entro il 2020, compreso un obiettivo del 10% per i biocarburanti.
- una riduzione del 20% nel consumo di energia primaria rispetto ai livelli previsti al 2020, da ottenere tramite misure di efficienza energetica.

Tale obiettivo, solo enunciato nel pacchetto, è stato in seguito declinato, seppur in maniera non vincolante, nella direttiva efficienza energetica approvata in via definitiva nel mese di ottobre 2012.

In una prospettiva di progressiva riduzione delle emissioni climalteranti, il Consiglio europeo del 23-24 ottobre 2014 ha approvato i nuovi obiettivi clima energia al 2030, di seguito richiamati:

- riduzione di almeno il 40% delle emissioni di gas a effetto serra nel territorio UE rispetto al 1990;
- quota dei consumi finali di energia coperti da fonti rinnovabili pari al 27%, vincolante a livello europeo, ma senza target vincolanti a livello di Stati membri;
- riduzione del 27% dei consumi finali di energia per efficienza energetica, non vincolante ma passibile di revisioni per un suo innalzamento al 30%.

Negli auspici del Consiglio d'Europa, un approccio comune durante il periodo fino al 2030 aiuterà a garantire la certezza normativa agli investitori e a coordinare gli sforzi dei paesi dell'UE.

Il quadro delineato al 2030 contribuisce a progredire verso la realizzazione di un'economia a basse emissioni di carbonio e a costruire un sistema che:

1. assicuri energia a prezzi accessibili a tutti i consumatori;
2. renda più sicuro l'approvvigionamento energetico dell'UE;
3. riduca la dipendenza europea dalle importazioni di energia e
4. crei nuove opportunità di crescita e posti di lavoro.

Lo stesso, inoltre, apporta anche benefici sul piano dell'ambiente e della salute, ad esempio riducendo l'inquinamento atmosferico.

Nell'ambito dell'Unione Europea, inoltre, si è da alcuni anni iniziato a discutere sugli scenari e gli obiettivi per orizzonti temporali di lungo e lunghissimo termine, ben oltre il 2020. Nello studio denominato Energy Roadmap 2050 si prevede, infatti, una riduzione delle emissioni di gas serra del'80-95% entro il 2050 rispetto ai livelli del 1990, con un abbattimento per il settore elettrico di oltre il 95%. I diversi scenari esaminati dalla Commissione per questo percorso assegnano grande importanza all'efficienza energetica e alla produzione da fonti rinnovabili, guardando anche con attenzione all'utilizzo di energia nucleare e allo sviluppo della tecnologia CCS (Carbon Capture and Storage), e prevedendo un ruolo fondamentale per il gas durante la fase di transizione, che consentirà di ridurre le emissioni sostituendo carbone e petrolio nella fase intermedia, almeno fino al 2030÷2035. I principali cambiamenti strutturali identificati includono:

- un aumento della spesa per investimenti e una contemporanea riduzione di quella per il combustibile;
- un incremento dell'importanza dell'energia elettrica, che dovrà quasi raddoppiare la quota sui consumi finali (fino al 36-39%) e contribuire alla decarbonizzazione dei settori dei trasporti e del riscaldamento;
- un ruolo cruciale affidato all'efficienza energetica, che potrà raggiungere riduzioni fino al 40% dei consumi rispetto al 2005;
- un incremento sostanziale delle fonti rinnovabili, che potranno rappresentare il 55% dei consumi finali di energia (e dal 60 al 90% dei consumi elettrici);
- un incremento delle interazioni tra sistemi centralizzati e distribuiti.

Green Deal (GD)

L'attuale Commissione Ue, guidata da Ursula von Der Leyen, ha presentato a dicembre 2019 il suo Green Deal (GD) che punta a realizzare un'economia "neutrale" sotto il profilo climatico entro il 2050, ossia azzerare le emissioni nette di CO2 con interventi in tutti i settori economici, dalla produzione di energia ai trasporti, dal riscaldamento/raffreddamento degli edifici alle attività agricole, nonché nei processi

manifatturieri, nelle industrie “pesanti” e così via.

Tra i temi più importanti su energia e ambiente del GD:

- la possibilità di eliminare i sussidi ai combustibili fossili e in particolare le esenzioni fiscali sui carburanti per navi e aerei, seguendo la logica che il costo dei mezzi di trasporto deve riflettere l’impatto di tali mezzi sull’ambiente;
- la possibilità di adottare una “carbon border tax” per tassare alla frontiera le importazioni di determinati prodotti, in modo che il loro prezzo finale rispecchi il reale contenuto di CO₂, ossia la quantità di CO₂ rilasciata nell’atmosfera per produrre quelle merci;

Decarbonizzare il mix energetico, puntando in massima parte sulle rinnovabili, con la contemporanea rapida uscita dal carbone.

Nel settembre 2020 la Commissione ha proposto di elevare l'obiettivo della riduzione delle emissioni di gas serra per il 2030, compresi emissioni e assorbimenti, ad almeno il 55% rispetto ai livelli del 1990.

Sono state prese in considerazione tutte le azioni necessarie in tutti i settori, compresi un aumento dell'efficienza energetica e dell'energia da fonti rinnovabili, in maniera da garantire il progredire verso un'economia climaticamente neutra e gli impegni assunti nel quadro dell'accordo di Parigi.

Obiettivi chiave per il 2030:

- una riduzione almeno del 40% delle emissioni di gas a effetto serra (rispetto ai livelli del 1990)
- **una quota almeno del 32% di energia rinnovabile**
- un miglioramento almeno del 32,5% dell'efficienza energetica.

L'obiettivo della riduzione del 40% dei gas serra è attuato mediante il sistema di scambio di quote di emissione dell'UE (il cd ETS), il regolamento sulla condivisione degli sforzi con gli obiettivi di riduzione delle emissioni degli Stati membri, e il regolamento sull'uso del suolo, il cambiamento di uso del suolo e la silvicoltura. In tal modo tutti i settori contribuiranno al conseguimento dell'obiettivo del 40% riducendo le emissioni e aumentando gli assorbimenti.

Al fine di mettere in atto e realizzare questi obiettivi chiave, **il 14 luglio 2021 la Commissione europea ha adottato un pacchetto di proposte per rendere le politiche dell'UE in materia di clima, energia, uso del suolo, trasporti e fiscalità idonee a ridurre le emissioni nette di gas serra di almeno il 55% entro il 2030, rispetto ai livelli del 1990.**

Tra le varie proposte è prevista anche la **revisione della direttiva RED (Renewable Energy Directive) sulla promozione dell'uso dell'energia da**

fonti rinnovabili. La Commissione ha stabilito nuovi target vincolanti sulle fonti pulite, precisando anche quali fonti di energia possono essere considerate pulite. **La direttiva sulle energie rinnovabili fisserà un obiettivo maggiore per produrre il 40% della nostra energia da fonti rinnovabili entro il 2030.** Tutti gli Stati membri contribuiranno a questo obiettivo e verranno proposti obiettivi specifici per l'uso delle energie rinnovabili nei trasporti, nel riscaldamento e raffreddamento, negli edifici e nell'industria. La produzione e l'uso di energia rappresentano il 75% delle emissioni dell'UE e, quindi, è fondamentale accelerare la transizione verso un sistema energetico più verde.

Relazione con il progetto

Il presente progetto di costruzione di un impianto fotovoltaico può considerarsi in linea con gli obiettivi strategici della politica energetica europea, in quanto si pone come obiettivo lo sviluppo sostenibile e l'incremento della quota di energia rinnovabile, contribuendo a ridurre le emissioni di gas a effetto

3.1.1.2 Normativa di riferimento Nazionale

Strategia Energetica Nazionale (SEN)

La Strategia Energetica Nazionale (SEN) è il documento programmatico di riferimento per il settore dell'energia, entrato in vigore con il Decreto Ministeriale 10 novembre 2017. Gli obiettivi che muovono la Strategia Energetica Nazionale sono finalizzati a rendere il sistema energetico nazionale più competitivo, sostenibile, in linea con i traguardi stabiliti dalla COP21, e sicuro, rafforzando l'indipendenza energetica dell'Italia. Per perseguire tali obiettivi la SEN fissa dei target quantitativi, di cui se ne elencano alcuni di seguito:

- efficienza energetica: riduzione dei consumi finali da 118 a 108 Mtep con un risparmio di circa 10 Mtep al 2030;
- fonti rinnovabili: 28% di rinnovabili sui consumi complessivi al 2030 rispetto al 17,5% del 2015; in termini settoriali, l'obiettivo si articola in una quota di rinnovabili sul consumo elettrico del 55% al 2030 rispetto al 33,5% del 2015; in una quota di rinnovabili sugli usi termici del 30% al 2030 rispetto al 19,2% del 2015; in una quota di rinnovabili nei trasporti del 21% al 2030 rispetto al 6,4% del 2015;
- riduzione del differenziale di prezzo dell'energia: contenere il divario di costo tra il gas italiano e quello del nord Europa (nel 2016 pari a circa 2 €/MWh) e quello sui prezzi dell'elettricità rispetto alla media UE (pari a circa 35 €/MWh nel 2015 per la famiglia media e al 25% in media per le imprese);
- cessazione della produzione di energia elettrica da carbone con un obiettivo di accelerazione al 2025 da realizzare tramite un puntuale piano di interventi

infrastrutturali;

- verso la decarbonizzazione al 2050: rispetto al 1990, una diminuzione delle emissioni del 39% al 2030 e del 63% al 2050;
- raddoppiare gli investimenti in ricerca e sviluppo tecnologico clean energy: da 222 Milioni nel 2013 a 444 Milioni nel 2021;
- riduzione della dipendenza energetica dall'estero dal 76% del 2015 al 64% del 2030 (rapporto tra il saldo import/export dell'energia primaria necessaria a coprire il fabbisogno e il consumo interno lordo), grazie alla forte crescita delle rinnovabili e dell'efficienza energetica.

In relazione agli aspetti legati all'inserimento ambientale e paesaggistico degli impianti fotovoltaici a terra, di particolare interesse per il presente Studio, la SEN caldeggia un approccio orientato allo sfruttamento prioritario delle superficie di grandi edifici e di aree industriali dismesse, di quelle adiacenti alle grandi infrastrutture e alle aree produttive, e quelle già compromesse per preesistenti attività produttive, in coerenza con i criteri già delineati dal D.M. 10/09/2010.

Piano Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC)

Il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC) è stato pubblicato nella versione definitiva in data 21 gennaio 2020 dal Ministero dello Sviluppo Economico di concerto con il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare e il Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti e costituisce, di fatto, un aggiornamento rispetto a quanto previsto nella Strategia Energetica Nazionale (SEN).

Infatti, il PNIEC è un documento vincolante e dunque, una volta definiti gli obiettivi, non sarà possibile effettuare delle deviazioni dal percorso tracciato.

Il Piano stima che la percentuale di copertura delle fonti rinnovabili elettriche sui consumi finali lordi di energia elettrica dovrà essere pari al 55,4% al 2030, un progresso di 0,4% rispetto all'obiettivo fissato dalla SEN. In particolare, il PNIEC pone come obiettivo il raggiungimento di oltre 50 GW prodotti da impianti fotovoltaici entro il 2030, segnalando che di questi circa 20 GW sono già in esercizio.

È evidente quindi che il progetto in esame si integra perfettamente con le politiche energetiche nazionali, contribuendo al raggiungimento degli obiettivi fissati nel PNIEC in termini di rinnovabili elettriche.

Governance del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR)

Il Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR) si inserisce all'interno del programma Next Generation EU (NGEU), concordato dall'Unione Europea in risposta alla crisi pandemica. La principale componente del programma NGEU è il Dispositivo per la Ripresa e Resilienza, che ha una durata di 6 anni (dal 2021 al 2026) e una

dimensione totale di 672,5 miliardi di euro.

Il Piano si sviluppa intorno a tre assi strategici condivisi a livello europeo (digitalizzazione e innovazione, transizione ecologica e inclusione sociale) e lungo le seguenti missioni:

- Digitalizzazione, Innovazione, Competitività, Cultura, con l'obiettivo di promuovere la trasformazione digitale del Paese, sostenere l'innovazione del sistema produttivo, e investire in turismo e cultura;
- Rivoluzione Verde e Transizione Ecologica, con gli obiettivi principali di migliorare la sostenibilità e la resilienza del sistema economico e assicurare una transizione ambientale equa e inclusiva;
- Infrastrutture per una Mobilità Sostenibile, il cui obiettivo primario è lo sviluppo di un'infrastruttura di trasporto moderna, sostenibile ed estesa a tutte le aree del Paese;
- Istruzione e Ricerca, con l'obiettivo di rafforzare il sistema educativo, le competenze digitali e tecnico-scientifiche, la ricerca e il trasferimento tecnologico;
- Inclusione e Coesione, per facilitare la partecipazione al mercato del lavoro, rafforzare le politiche attive del lavoro e favorire l'inclusione sociale;
- Salute, con l'obiettivo di rafforzare la prevenzione e i servizi sanitari sul territorio, modernizzare e digitalizzare il sistema sanitario e garantire equità di accesso alle cure.

Il Piano prevede inoltre un ambizioso programma di riforme per facilitare la fase di attuazione e, più in generale, contribuire alla modernizzazione del Paese, rendendo il contesto economico più favorevole allo sviluppo dell'attività d'impresa.

Di particolare interesse, ai fini del presente Studio, è la missione relativa alla rivoluzione verde e transizione ecologica, la quale consiste in:

- C1. Economia circolare e agricoltura sostenibile;
- C2. Energia rinnovabile, idrogeno, rete e mobilità sostenibile;
- C3. Efficienza energetica e riqualificazione degli edifici;
- C4. Tutela del territorio e della risorsa idrica.

In merito allo sviluppo dell'energia rinnovabile, il Piano prevede un incremento della quota di energia prodotta da FER, in linea con gli obiettivi europei e nazionali di decarbonizzazione, attraverso:

- lo sviluppo dell'agro-voltaico, ossia l'implementazione di sistemi ibridi agricoltura-produzione di energia che non compromettano l'utilizzo dei terreni dedicati all'agricoltura, ma contribuiscano alla sostenibilità ambientale ed

economica delle aziende coinvolte. L'obiettivo dell'investimento è installare a regime una capacità produttiva da impianti agro-voltaici di 1,04 GW, che produrrebbe circa 1.300 GWh annui, con riduzione delle emissioni di gas serra stimabile in circa 0,8 milioni di tonnellate di CO₂;

- la promozione delle rinnovabili per le comunità energetiche e l'auto-consumo, ipotizzando che riguardino impianti fotovoltaici con una produzione annua di 1.250 kWh per kW, ovvero circa 2.500 GWh annui, i quali contribuiranno a una riduzione delle emissioni di gas serra stimata in circa 1,5 milioni di tonnellate di CO₂ all'anno;
- la promozione impianti innovativi (incluso off-shore), che combinino tecnologie ad alto potenziale di sviluppo con tecnologie più sperimentali (come i sistemi che sfruttano il moto ondoso), in assetti innovativi e integrati da sistemi di accumulo. La realizzazione di questi interventi, per gli assetti ipotizzati in funzione delle diverse tecnologie impiegate, consentirebbe di produrre circa 490 GWh anno che contribuirebbero ad una riduzione di emissioni di gas climalteranti stimata intorno alle 286.000 tonnellate di CO₂;
- lo sviluppo del biometano.

Il Legislatore evidenzia la circostanza che, per rispettare gli obiettivi UE sul clima e l'energia entro il 2030, l'Italia deve raggiungere i 52 GWp di installazioni fotovoltaiche (circa 30 GWp in più rispetto ai circa 22 GWp attuali). Per raggiungere il suddetto obiettivo al 2030 a livello nazionale si dovrebbero garantire una media dell'installato di circa 3 GWp all'anno.

Alla luce degli obiettivi sopra esposti si avverte dunque, a livello di governance, una necessità impellente di imprimere un'accelerazione all'installazione di impianti fotovoltaici.

3.1.1.3 Piano Energetico Ambientale Regionale Emilia-Romagna

Il Piano energetico regionale (PER), approvato con Delibera dell'Assemblea legislativa n. 111 del 1° marzo 2017, fissa la strategia e gli obiettivi della Regione Emilia-Romagna per clima ed energia fino al 2030 in materia di rafforzamento dell'economia verde, di risparmio ed efficienza energetica, di sviluppo di energie rinnovabili, di interventi su trasporti, ricerca, innovazione e formazione.

In particolare, il Piano fa propri gli obiettivi europei al 2020, 2030 e 2050 in materia di clima ed energia come driver di sviluppo dell'economia regionale.

Diventano pertanto strategici per la Regione:

- la riduzione delle emissioni climalteranti del 20% al 2020 e del 40% al 2030 rispetto ai livelli del 1990;

- l'incremento al 20% al 2020 e al 27% al 2030 della quota di copertura dei consumi attraverso l'impiego di fonti rinnovabili;
- l'incremento dell'efficienza energetica al 20% al 2020 e al 27% al 2030.
- Trasporti, elettrico e termico, con le loro ricadute sull'intero tessuto regionale, sono i tre settori sui quali si concentreranno gli interventi per raggiungere gli obiettivi fissati dall'Unione europea e recepiti dal PER.

Per la realizzazione delle nuove strategie energetiche introdotte dalla Regione, il PER è stato affiancato dal Piano triennale di attuazione 2017-2019, finanziato dal programma operativo del Fondo europeo di sviluppo regionale 2014-2020, dal Programma di sviluppo rurale 2014-2020 e da ulteriori risorse della Regione.

Il PER, nel delineare la strategia regionale, individua due scenari energetici:

- uno scenario "tendenziale"
- uno scenario "obiettivo".

Lo scenario energetico tendenziale tiene conto delle politiche europee, nazionali e regionali adottate fino a questo momento, dei risultati raggiunti dalle misure realizzate e dalle tendenze tecnologiche e di mercato considerate consolidate. Si tratta dunque di una prospettiva dove non si tiene conto di nuovi interventi ad alcun livello di governance.

Lo scenario obiettivo punta invece a raggiungere gli obiettivi UE clima-energia del 2030, compreso quello relativo alla riduzione delle emissioni serra, che costituisce l'obiettivo più sfidante tra quelli proposti dall'UE. Questo scenario è supportato dall'introduzione di buone pratiche settoriali nazionali ed europee ritenute praticabili anche in Emilia-Romagna e rappresenta, alle condizioni attuali, un limite sfidante ma non impossibile da raggiungere. Tale obiettivo dovrà essere raggiunto, in via prioritaria, attraverso una decarbonizzazione totale della generazione elettrica, un progressivo abbandono dei combustibili fossili in tutti i settori, in primo luogo nei trasporti e negli usi per riscaldamento e raffrescamento, e uno sviluppo delle migliori pratiche agricole, agronomiche e zootecniche anche al fine di accrescere la capacità di sequestro del carbonio di suoli e foreste.

Al 2030, anno di riferimento del PER, gli obiettivi UE sono:

- riduzione delle emissioni climalteranti del 40% rispetto ai livelli del 1990;
- incremento al 27% della quota di copertura dei consumi finali lordi attraverso fonti rinnovabili;
- incremento dell'efficienza energetica al 27%.

Tale scenario obiettivo richiede l'attuazione congiunta di misure e di politiche sia nazionali sia regionali e sarà fortemente condizionato da determinati fattori esogeni, oltre che dalle decisioni dell'UE in materia di clima ed energia.

I progressi in termini di risparmio energetico e di promozione delle fonti rinnovabili, accanto all'impegno per una transizione verso combustibili più puliti e una maggiore elettrificazione le emissioni di gas serra nei prossimi anni.

In questo scenario nel 2030 l'evoluzione dell'andamento delle emissioni serra porterà ad una riduzione del 40% rispetto al 1990.

Pertanto, nello scenario obiettivo gli sforzi del settore pubblico e del settore privato per la riduzione delle emissioni serra consentiranno di raggiungere i target europei di riduzione delle emissioni climalteranti, a patto che vengano sostenuti attraverso specifiche politiche e misure, spesso anche impegnative.

Per quanto detto si ritiene che il progetto proposto possa contribuire al raggiungimento degli obiettivi previsti per il settore energetico.

3.1.2 Normativa di Pianificazione Territoriale, Ambientale e Paesaggistica

3.1.2.1 Linee Guida D.M. 10 settembre 2010

Il Decreto Interministeriale 10-9-2010 pubblicato nella gazzetta ufficiale il 18 settembre 2010, n°219 dal Ministero dello Sviluppo Economico, in concerto con Il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare e con Il Ministro per i Beni Culturali e le Attività Culturali, indica le linee guida per il procedimento di cui all'art. 12 del D.lgs. 29 dicembre 2003 n°387 per l'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio di impianti di produzione di elettricità da fonti rinnovabili.

Il Decreto stabilisce all'allegato 1 punto 1.2 che le sole Regioni e le Province Autonome possono porre limitazioni e divieti per l'installazione di specifiche tipologie di impianti alimentati a fonti rinnovabili ed esclusivamente nell'ambito e con le modalità indicate al paragrafo 17 dello stesso decreto.

(per approfondimenti si veda SIA)

4. QUADRO DI RIFERIMENTO AMBIENTALE

Si riporta di seguito un estratto della Relazione DOIC_SIA_83_Quadro Ambientale, cui si rimanda per la completezza degli argomenti trattati.

Il terreno interessato dall'impianto fotovoltaico oggetto del presente Studio si trova in località Sant'Apollinare e Macchina, sita a circa 11 km dal centro abitato di Copparo e a circa 4 km dal centro abitato di Jolanda di Savoia (FE). Il lotto agricolo è accessibile mediante viabilità comunale, via Bruno Rossi, dalla Strada Comunale via Seminiato ex Strada Provinciale n. 44.

La Stazione Elettrica Utente e la Stazione Elettrica 380/132 kV RTN "Codigoro" saranno realizzate nei pressi della CP Enel Distribuzione nel territorio comunale di Fiscaglia, su aree libere attualmente destinate ad uso agricolo.

Il tracciato del cavidotto interrato MT per la connessione tra l'impianto fotovoltaico

(Cabina di Raccolta) e la Stazione Utente si svilupperà per un percorso lungo circa 17 km e sarà posato in parte lungo la sede stradale (strade comunali) e in parte su aree private ad uso agricolo.

Il territorio del Comune di Copparo, Jolanda di Savoia, Codigoro e Fiscaglia è completamente pianeggiante e livellato, con un lieve impluvio verso l'asse del Po e un leggero declivio verso il Mar Adriatico rispetto al quale ha una quota altimetrica che oscilla da meno 1 m a più 2 m.

La realizzazione di grandi argini sulle sponde del fiume Po e di una fitta rete di canali di raccolta delle acque di varie grandezze hanno consentito alle popolazioni locali di coltivare i terreni e realizzare le strutture ricettive e produttive necessarie. Tutto questo ha modificato la morfologia stessa del territorio che attualmente risulta suddiviso in pochissimi centri abitati e tantissime case sparse.

Oggi, pertanto, il sistema economico è ancora saldamente ancorato al settore agricolo il quale risulta caratterizzato da un elevato numero di aziende medio-piccole.

4.1 Meteorologia e climatologia dell'aria

4.1.1 Cenni di climatologia della pianura padana

La conformazione del complesso alpino-appenninico protegge la pianura dalle perturbazioni e dai venti, limitando la circolazione delle masse d'aria e generando una anomalia termica positiva che porta ad un clima più caldo sia in inverno che in estate.

Questo fattore, unito all'alto tenore di umidità dei terreni padani, fa sì che la Val Padana sia caratterizzata da un clima caldo e umido, con ampia escursione termica annuale con temperature medie abbastanza basse in inverno ed alte in estate.

La piovosità è concentrata principalmente nei mesi primaverili ed autunnali, ma nelle estati calde e umide sono molto frequenti i temporali. Possiamo quindi definire il clima della Val Padana come semicontinentale temperato umido, con caratteristiche di continentalità più marcate rispetto al resto d'Italia.

4.1.2 Caratteristiche dei venti in val padana

La circolazione dei venti nella Val Padana è prevalentemente debole, caratterizzata dalla mancanza dei venti sinottici al livello del suolo, e questo effetto è determinato sia dalla conformazione della valle, sia dalla vicinanza delle Alpi.

Pertanto, i venti al suolo sono pressoché generati dai differenziali termici che si vengono a creare durante il giorno in funzione del diverso riscaldamento dei corpi montuosi e la pianura.

4.1.3 Caratteristiche climatiche locali

Sotto il profilo ambientale il territorio della provincia di Ferrara si inquadra nel comparto climatico dell'Alto Adriatico e può essere suddiviso in una zona costiera, che dal mare si estende per una trentina di chilometri nell'entroterra, e da una zona padana posta più ad occidente; in quest' ultima i comuni di Copparo, Jolanda di Savoia, Codigoro e Fiscaglia occupano una posizione di transizione fra un clima di tipo subcostiero, dal quale assume il regime anemologico, e un clima di tipo più spiccatamente padano, del quale ripropone il regime termico.

Nel suo complesso, il clima locale può essere definito temperato freddo, con estati calde, inverni rigidi ed elevata escursione termica estiva.

4.2 Stato di qualità dell'aria

La valutazione delle qualità dell'aria in Emilia-Romagna viene attuata secondo un programma approvato dalla Giunta regionale con Deliberazione n. 2001/2011, avente per oggetto *"il recepimento del Decreto Legislativo 13 agosto 2010 n. 155, attuazione della Direttiva 2008/50/CE relativa alla qualità dell'aria ambiente e per un'aria più pulita in Europa - approvazione della nuova zonizzazione e della nuova configurazione della rete di rilevamento e indirizzi per la gestione della qualità dell'aria"*.

4.3 Sottosuolo

4.3.1 Geologia generale e locale

In una visione di ampio respiro, il modello strutturale in cui si inserisce il contesto di studio è quello di una catena sepolta (con strutturazione dell'edificio a pieghe e sovrascorrimenti, *sensu* ORI, 1993), in cui terreni alluvionali, del Po, di età quaternaria si trovano in discordanza al di sopra di sedimenti continentali pleistocenici in *onlap* sul substrato marino del Pleistocene medio-Miocene (Foglio 77 "Comacchio" - Carta Geologica d'Italia alla scala 1:100.000, 1967; ORI, *ibidem*; ARGNANI & GAMBERI, 1995; CARG, Foglio 148-149 "Chioggia-Malamocco"; CARG, Foglio 187 "Codigoro", 2009; GHIELMI *ET ALII*, 2009).

Localmente, facendo riferimento a quanto riportato nei fogli in scala 1:100.000 della Carta Geologica d'Italia (1967 e 1953 Foglio 76 "Ferrara"), i terreni sui quali insistono il parco fotovoltaico e i cavidotti sono sostanziate da alluvioni quaternarie di natura torbosa e argillosa, sabbioso-argillosa, con i vari costituenti differentemente miscelati nei vari orizzonti in sottosuolo. Ciò è confermato parzialmente dalla cartografia a grande scala consultabile al portale web della Regione Emilia Romagna, all'indirizzo https://geo.regione.emiliaromagna.it/cartografia_sgss/user/viewer.jsp?service=pedologia&bookmark=1%22t, e dall'indagine "Corte-Vittoria 1" (Agip Mineraria, 1992) consultabile al link https://geo.regione.emilia-romagna.it/cartografia_sgss/user/viewer.jsp?service=sezioni_geo, in base alle quali

si rinvencono, nei primi spessori e fino a circa 40 metri di profondità, terreni di natura argillosa, limosa e torbosa, con frazione sabbiosa presente più in profondità.

I terreni sui quali insistono le due Stazioni Elettriche RTN e Utente, invece, sarebbero sostanzialmente costituiti da depositi quaternari continentali di canale distributore e di piana interdistributrice, costituiti da argille ed argille limose con intercalazioni di limi, argille organiche e torbe, contenenti sparsi bioclasti di molluschi continentali, talora resti legnosi anche abbondanti. Sono organizzati come corpi tabulari lateralmente molto estesi, con spessori fino a 15 m, depositi in piane inondabili, stagni e paludi dolci, sviluppate in aree depresse tra canali distributori. Ciò è confermato sostanzialmente dalle indagini reperibili al link <https://ambiente.regione.emilia-romagna.it/it> della Regione Emilia Romagna, in particolare sondaggio 187S8 Codigoro (187130P510X come identificativo della Banca Dati Geognostici) e prove penetrometriche anch'esse limitrofe all'area di progetto.

4.3.2 Geomorfologia

In linea generale, i territori in cui si inseriscono il campo fotovoltaico, i cavidotti e le Stazioni Elettriche RTN e Utente sono caratterizzati da pendenze praticamente inesistenti, modellati sui depositi alluvionali quaternari ascrivibili al Fiume Po che possiedono morfologia pianeggiante alla vista (cfr. EL 39_SIA_Carta Geomorfologica).

Le aree, come definito anche dai piani di settore (in particolare mappe dell'AdB), possono subire alluvionamenti con tempi di ritorno piuttosto lunghi, per cui gli agenti morfologici sono pressoché totalmente legati alle acque dilavanti superficiali (fluviali e di pioggia) e ai processi antropici: l'uomo, attraverso la pratica agricola, la realizzazione di canali artificiali con scopo soprattutto irriguo, la posa in opera di infrastrutture lineari e puntuali, l'inserimento nel territorio di strutture come abitazioni, opifici, altro, ha modificato l'aspetto superficiale del territorio, aggiungendo elementi non naturali al contesto primigenio.

Le aree di inserimento dei Campi PV si trovano, complessivamente, a quote comprese tra i - 1 ed i - 2 m circa al di sotto del livello del mare. L'area presenta carattere pianeggiante ed è solcata da diversi canali naturali e antropici che drenano, in ultima analisi, nei fiumi Po e Po di Volano. **Circa i processi legati alla gravità**, non vi è alcun fenomeno agente. **Circa i processi legati alle acque di scorrimento superficiali**, gli elementi morfologici principali sono il Fiume Po e il Fiume Po di Volano, i quali scorrono svariati chilometri a Nord e a Sud dell'area di interesse. Non hanno alcun tipo di influenza, in termini di erosione spondale o di fondo alveo, nei confronti delle aree che accoglieranno i **parchi FV**.

I tracciati dei cavidotti delle opere di connessione si snodano all'interno del paesaggio descritto in premessa del presente paragrafo, tra quote che si aggirano intorno ad un metro al di sotto del livello marino medio, con zone sporadicamente poco al di sopra

del livello del mare. Anch'essi sono totalmente liberi da qualsiasi forma e/o processo legato alla forza di gravità.

Per quanto attiene ai **processi e forme legati alle acque di scorrimento superficiali**, il **cavidotto di interconnessione tra i campi fotovoltaici**, in base a quanto indicato nel documento progettuale **EL 22_CAV_Interferenze corpi idrici** presenta le interferenze riportate in dettaglio nell'elaborato "Quadro Ambientale".

In dettaglio, le aree di progetto delle Stazione Utente ed SE di rete Terna 380/132 kVsi trovano, complessivamente, a quote comprese tra gli 0,6 ed i - 2 m circa rispetto al livello del mare, muovendosi rispettivamente dalla zona meridionale a quella settentrionale dei lotti interessati. L'area presenta carattere pianeggiante ed è solcata da diversi canali naturali e antropici che drenano, in ultima analisi, nei fiumi Po e Po di Volano. **Circa i processi legati alla gravità**, non vi è alcun fenomeno agente. **Circa i processi legati alle acque di scorrimento superficiali**, gli elementi morfologici principali sono il Fiume Po e il Fiume Po di Volano, i quali scorrono rispettivamente svariati chilometri a Nord e circa 500-600 m Nord dell'area di interesse. Non hanno alcun tipo di influenza, in termini di erosione spondale o di fondo alveo, nei confronti delle aree che accoglieranno la **Stazione Utente e RTN**.

4.3.3 Idrogeologia

A grande scala, la pianura emiliano-romagnola costituisce la porzione meridionale della pianura padano-veneta, la più grande pianura alluvionale italiana ed una delle più grandi pianure alluvionali europee, e in tale contesto i principali gruppi acquiferi riconoscibili sono 3: Gruppo acquifero A, Gruppo acquifero B e Gruppo acquifero C, i primi due formati da depositi alluvionali ascrivibili, per l'area di interesse, al Fiume Po (SEVERI & BONZI, 2014).

In relazione all'area di progetto che accoglierà il parco fotovoltaico, in base a quanto indicato dal pozzo FE65-00, consultabile al link https://geo.regione.emilia-romagna.it/cartografia_sgss/user/viewer.jsp?service=ewater, al di sotto del territorio di interesse sarebbe presente falda con escursione del livello piezometrico variabile tra i 4,75 e i 6,35 m di profondità al di sotto del piano campagna (<http://geo.regione.emilia-romagna.it/eWaterDataDistributionSgss/EwaterDetailForm?dataType=well&id=FE65-00&lang=it>), con valori assoluti che vanno diminuendo verso ESE (ad oriente di Codigoro, al di fuori dell'area di interesse), facendo risalire di pochi metri la falda, la quale si avvicina maggiormente al piano campagna finanche a circa - 1,25 m di profondità (<http://geo.regione.emilia-romagna.it/eWaterDataDistributionSgss/EwaterDetailForm?dataType=well&id=FE65-00&lang=it>).

Invece, in relazione alle aree in cui saranno realizzate le Stazioni Elettriche Utente e RTN, in base a quanto indicato dalle prove CPTU reperibili alla suddetta banca dati

geognostici (<https://ambiente.regione.emilia-romagna.it/it> della Regione Emilia Romagna, in particolare sondaggio 187S8 Codigoro - identificativo della Banca Dati Geognostici =187130P510X), la falda non viene segnalata a svariate centinaia di metri ed oltre il chilometro di distanza dall'asse del Fiume Po di Volano. Tuttavia, come indicato da altre indagini penetrometriche collocate in relativa prossimità al Po di Volano (200-300 m) la falda è presente man mano che ci si avvicina al corso d'acqua.

Per tale ragione, non si può escludere la presenza di falda ove sono ubicate le opere in progetto, con soggiacenza anche molto prossima al piano campagna. Ciò andrà valutato attentamente in fase esecutiva, attraverso indagini puntuali originali, anche per la valutazione di fenomeni di liquefazioni dei terreni.

4.3.4 Sismicità dell'area

In base alla *mappa della Presidenza del Consiglio dei Ministri, Dipartimento della Protezione Civile, Uff. prevenzione, valutazione e mitigazione del Rischio Sismico, Classificazione Sismica al 2010*, il territorio comunale di **Copparo, Jolanda di Savoia, Codigoro e Fiscaglia** sono classificati tutti come **zona 3** e rientrano, per l'OPCM n.3519 del 28_04_06, nel *range* di **accelerazione attesa di $0,05 < a_g \leq 0,15$** .

Ai fini della caratterizzazione, per cautela, il sito rientra nel *range* di pericolosità sismica di base di **$0,05 \text{ g} \leq a_g \leq 0,15 \text{ g}$** .

4.3.5 Faglie e tettonica

All'indirizzo <http://www.6aprile.it/featured/2016/10/27/ingv-mappa-interattiva-faglie-italiane.html> è presente la mappa interattiva delle faglie attive della Penisola, capaci di generare sismi con intensità minima di 5.5.

A seguito della sua consultazione, **non risultano faglie attive prossime all'area di progetto**: il lineamento attivo più prossimo è la faglia denominata Canalazzo di Finale Emilia, posta circa 60 km in direzione WSW dalle zone interessate dalle attività in progetto.

L'intera area di progetto insiste invece a ridosso della sorgente sismogenetica composta denominata Poggio Rusco – Migliarino: si tratta di una sorgente che si trova a cavallo della regione della bassa pianura padana e forma il fronte esterno di spinta dell'“Arco di Ferrara”.

4.4 Ambiente idrico

Il concetto di bacino idrografico in un territorio di pianura è convenzionale. È in effetti difficile, in tali condizioni, tracciare dei precisi spartiacque, anche in considerazione del fatto che l'assetto idraulico è strettamente controllato da canali artificiali e chiaviche, e con particolari manovre, è possibile deviare le acque di scolo in territori adiacenti. Un bacino idrografico in pianura viene perciò generalmente definito – come

si è detto - con riferimento al sistema di convogliamento delle acque di scolo in condizioni ordinarie, ossia di normale piovosità e con la sistemazione più frequente delle chiaviche. In questa accezione, è stato definito Bacino Burana-Volano-Canal Bianco il territorio le cui acque trovano recapito a mare nel tratto costiero compreso fra la foce del Po di Goro e la foce del Reno. La Provincia di Ferrara ricade quasi interamente all'interno di tale bacino idrografico.

4.5 Suolo (pedologia, uso del suolo)

4.5.1 Caratteristiche pedologiche

Quadro Geomorfologico

Il quadro geomorfologico dell'area, ossia la morfologia della superficie terrestre nel territorio oggetto di studio, è ben rappresentato dalla carta del Paesaggio Geologico consultabile sul Geoviewer della Regione Emilia-Romagna.

Tale carta suddivide il territorio dell'Emilia-Romagna in 23 ambiti territoriali omogenei.

L'area in oggetto di questo studio ricade interamente nella Pianura Padana e principalmente nell'unità denominata "Piana del Po"

Caratteri fisici del terreno

Tessitura

Il suolo è composto da particelle che si possono suddividere in categorie dimensionali (frazioni granulometriche). Esiste una grande variabilità nelle dimensioni delle particelle, da quelle più grossolane (con diametro > 2mm) che formano lo scheletro, a quelle costituenti la terra fine, comprese tra i 2 millimetri e qualche decimo di micron (millesimo di millimetro).

La terra fine si suddivide ulteriormente in sabbia (da 0,05 a 2 millimetri di diametro), limo (da 0,002 a 0,05 millimetri di diametro) e argilla (diametro inferiore a 0,002 millimetri).

Contenuto di argilla

I suoli del Comune di Copparo contengono dal 30 al 35 % di **argilla**.

Contenuto di limo

I suoli del Comune di Copparo contengono dal 45 al 49 % di **limo** .

L'elevato contenuto di limo influenza le proprietà idrauliche dei suoli, determinando valori mediamente più elevati di densità apparente rispetto ai valori riscontrati in letteratura.

Contenuto di sabbia

I suoli del Comune di Copparo contengono dal 10 al 15 % di **sabbia**.



Contenuto di scheletro

Lo scheletro nei suoli del comune di Copparo risulta del tutto assente.

Struttura

Il terreno ha una struttura che può essere definita di tipo lacunare o glomerulare soffice, poiché le particelle più piccole sono aggregate tra loro o aderiscono a quelle di maggiore mole formando dei grumi o glomeroli. Ovviamente, la struttura, essendo mutevole può essere modificata a causa delle piogge battenti, del dilavamento di alcuni Sali solubili, del ristagno di acqua, di lavorazioni meccaniche effettuate con il terreno troppo bagnato, ecc..

Permeabilità

Il terreno, per la sua tessitura e la sua struttura, è abbastanza permeabile, in quanto ha una discreta capacità di lasciarsi attraversare dall'acqua e di non disperderla facilmente.

Capacità idrica

Com'è noto, soltanto una parte delle precipitazioni penetra nel terreno e non è tutta utilizzabile dalle piante. Oltre all'acqua che si disperde per percolazione negli strati profondi e nei canali di scolo, una quota di quella trattenuta dal terreno, variabile con la sua natura fisico-meccanica, diventa inaccessibile alle colture, che incominciano ad appassire quando la dotazione idrica discende sotto il valore corrispondente a tale quota. Un'idea assai chiara di questo fenomeno si ha osservando la nota tabella di Clements.

Coesione (tenacità) e adesione

Il terreno di Copparo, per le sue caratteristiche ha una coesione e adesione media, per cui oppone una scarsa resistenza ai mezzi meccanici che tendono a separare le sue particelle (aratro, aratro a dischi, vangatrice, fresatrice, ripuntatore, ecc.).

Com'è noto, la tenacità aumenta in linea generale con il diminuire del diametro delle particelle e, dentro certi limiti, con l'aumento dell'umidità del suolo.

Queste proprietà sono possedute maggiormente dall'argilla.

Per questo motivo a Copparo, le lavorazioni meccaniche vengono eseguite quando il terreno non è troppo asciutto e troppo umido.

Plasticità

Il terreno per la sua tessitura e il suo contenuto medio di acqua ha una plasticità scarsa. Questo significa che non conserva la forma che acquista quando è umido e non la mantiene quando viene prosciugato.

Nella pratica agricola la plasticità riveste una grande importanza per i suoi effetti sulla lavorazione del terreno.

Capillarità

L'acqua che riveste le particelle terrose tende a distribuirsi nel suolo con uniformità. Evaporando alla superficie, o venendo ad essere assorbita dalle radici, viene a rompersi quell'equilibrio esistente nel terreno, per cui l'acqua può circolare in ogni senso, spostandosi dalle pareti più umide a quelle più asciutte, e determinandosi così la capillarità.

Il terreno di Copparo, essendo di medio impasto ha una capillarità minima per cui l'umidità non si disperde velocemente per evaporazione dell'acqua.

I produttori con le lavorazioni superficiali del terreno (fresature, sarchiature, ecc.) cercano di mantenere un giusto grado di umidità nel terreno, impedendo che, per effetto dell'evaporazione superficiale, venga a rompersi quell'equilibrio che deve presentare la soluzione nutritiva circolante del terreno.

Capacità di evaporazione

L'evaporazione dell'acqua dal terreno varia in rapporto alla struttura del terreno, alla temperatura dell'aria e al contenuto di materia organica.

Nella pianura di Copparo, oltre alla perdita di acqua determinata dall'evaporizzazione dal terreno soprattutto nei mesi più caldi, si verifica una grande perdita a causa della traspirazione dalle colture praticate (es. il mais, ecc.).

Capacità per l'aria

L'aria rappresenta, con l'acqua, una delle condizioni necessarie per la vita e lo sviluppo delle radici delle piante nel terreno. Ha una composizione diversa da quella atmosferica poiché è satura di vapore acqueo, contiene una percentuale maggiore di azoto e anidride carbonica e meno ossigeno.

Il terreno di Copparo, per le sue caratteristiche fisiche favorisce una buona circolazione di aria. Sul contenuto e sul movimento dell'aria nel terreno influiscono anche il cambiamento di temperatura, le lavorazioni agricole e il contenuto di acqua.

Conducibilità

La temperatura del terreno è un fattore d'interesse tutt'altro che trascurabile ai fini agricoli, perché da essa dipendono la rapida germinazione dei semi, l'attivo assorbimento da parte delle radici, la decomposizione più o meno pronta dei concimi organici, l'intenso lavoro dei microrganismi, ecc.

Il terreno di Copparo ha una buona conducibilità per il colore scuro che attrae le radiazioni solari. Durante l'anno, sulla temperatura del terreno possono influire anche le piogge, i venti, la condensazione del vapore d'acqua, l'evaporazione, ecc.

Considerazioni sulle caratteristiche fisiche del terreno

Dai dati rilevati dalla Carta Cartografia dei suoli della Regione Emilia-Romagna emerge chiaramente che il suolo del comune di Copparo, non essendo composto esclusivamente da particelle di uguali dimensioni, e le frazioni granulometriche sono presenti in percentuali variabili, si può classificare come terreno di "medio impasto".

Tale terreno è pressoché ideale dal punto di vista agronomico in quanto è formato da sabbia, limo ed argilla in proporzioni tali che le caratteristiche fisico-chimiche delle singole frazioni non prevalgono l'una sull'altra, ma si completano vicendevolmente.

Caratteri chimici del suolo

Reazione del terreno

La reazione del terreno assume molta importanza in agricoltura per gli effetti che determina direttamente sulle funzioni fisiologiche dei vegetali e per quelli che provoca indirettamente agendo sui processi biochimici del suolo.

Il terreno di Copparo è classificabile neutro in quanto il suo pH oscilla da 6,8 a 7,2. Tra le cause modificatrici della reazione abbiamo i fenomeni di dilavamento del terreno che spostano la reazione verso l'acidità e l'accumulo di Sali o di alcalini determinato da periodi siccitosi che spostano la reazione verso l'alcalinità.

Sostanza organica

La sostanza organica, oltre a migliorare le caratteristiche fisiche, strutturali e chimiche del terreno e a contenere diverse sostanze nutritive per le colture agrarie (azoto, fosforo, potassio, zolfo, ferro, ecc.), garantisce anche una importante riserva di carbonio.

L'avvento delle attività umane e dell'era industriale, l'uso sempre più massiccio di combustibili e il fenomeno della deforestazione, hanno determinato una forte diminuzione della biomassa vegetale e della sostanza organica del terreno, con conseguente aumento dell'anidride carbonica in atmosfera.

Il contenuto di sostanza organica nei terreni agrari di Copparo, varia da meno dell'1% nei terreni molto sabbiosi, a valori medi tra l'1 ed il 3 % nei terreni agrari di medio impasto.

I terreni del territorio di Copparo hanno un rapporto di circa 9-10 per cui hanno una discreta dotazione di sostanza organica che può essere migliorata con l'apporto di concimi organici come il letame.

Azoto

L'azoto è un energico stimolante dell'attività vegetativa delle piante. Ritarda la maturazione dei tessuti, allunga il ciclo vegetativo, diminuisce la resistenza meccanica delle piante e le rende più soggette all'attacco dei parassiti.

L'azoto è assorbito quasi esclusivamente sotto forma nitrica.

Il terreno di Copparo risulta discretamente ricco di azoto, per cui i produttori devono prestare molta attenzione nella scelta dei concimi azotati per non danneggiare le produzioni.

Il fosforo è un costituente di alcune sostanze organiche tra le più nobili che entrano nel nucleo delle cellule. La mancanza di fosforo produce nanismo alle piante.

Il terreno del comprensorio di Copparo contiene una limitata quantità di fosforo che oscilla da 30-35 come si evince dalla. Le perdite di fosforo restano limitate alle asportazioni ad opera delle colture in quanto lo ione fosforico è fortemente trattenuto dal potere assorbente e non subisce dispersioni ad opera delle acque.

Potassio

Il potassio, come il fosforo, si trova combinato nel terreno sotto forma di composti minerali più o meno complessi e poco solubili, perciò può verificarsi che la quota assimilabile dalle piante sia limitata anche quando il terreno ne contiene abbastanza.

Il potassio è trattenuto dal potere assorbente del terreno e quindi non si disperde.

L'apporto di potassio va determinato in base alle asportazioni delle colture praticate

Calcio

Il calcio, oltre ad essere un correttivo e un ammendante, ha importantissime funzioni fisiologiche sulle piante.

Esso si trova nelle foglie e nei tessuti in attività formativa ed è un equilibratore degli elementi tossici. Il terreno del comune di Copparo ne contiene da 9 a 12.

Considerazioni sulle caratteristiche chimiche del terreno

Il terreno del Comune di Copparo contiene sia i macroelementi che i microelementi più importanti per lo sviluppo delle piante per ottenere una modesta produzione. Per ottenere il massimo utile, invece, i produttori agricoli devono necessariamente ricorrere all'uso dei concimi facendo attenzione ai fenomeni fisici, chimici e biologici che avvengono nel terreno, in particolare all'assorbimento dei singoli elementi nutritivi da parte delle colture praticate. Infatti, le piante utilizzano i vari elementi nutritivi in rapporto ai loro bisogni e non in rapporto alla loro quantità nella soluzione circolante.

4.5.2 Uso del suolo

Con il termine uso del suolo si intende la copertura biofisica della superficie terrestre, comprese le superfici artificiali, le zone agricole, i boschi e le foreste, le aree seminaturali, le zone umide, i corpi idrici, come definita dalla direttiva 2007/2/CE.

L'analisi dell'uso del suolo è stata condotta incrociando le informazioni derivanti dal sopralluogo in sito con quelle derivanti dalla Carta dell'uso del suolo (EL

40_SIA_Carta dell'uso del suolo) realizzata sulla base della copertura Corine Land Cover 2018 livello di dettaglio 3 (Fonte Ispra Ambiente).

4.5.3 Patrimonio agroalimentare

Il territorio è caratterizzato dalla presenza di numerose aziende agricole di proprietà di piccole e medie dimensioni a conduzione diretta del coltivatore. Negli ultimi anni il numero complessivo delle aziende si è ridotto e questo fenomeno ha interessato particolarmente le classi di superficie fondiaria da 1 a 20 ettari producendo peraltro un lieve aumento della superficie media aziendale che è passata da 5.50 ha nel 2000 a quasi 8 nel 2010 e a quasi 20 nel 2021. Diverse aziende hanno ampliato la superficie agricola utilizzabile prendendo in affitto i terreni disponibili. Tale tendenza è accompagnata dall'affermarsi, in misura sorprendente, da tre fenomeni:

- dal cosiddetto "tempo parziale" di occupazione agricola dei membri della famiglia rurale;
- dall'affidamento a terzi di diverse operazioni colturali (aratura, fresatura, semina, sistemazione dei canali di scolo, ecc.);
- dalla vendita di alcuni prodotti come l'erba medica sul campo ad operatori che provvedono allo sfalcio dell'erba, pressatura e trasporto del fieno.

Siamo quindi di fronte a cambiamenti radicali, nonostante la disponibilità di ampie superfici pianeggianti e in prossimità di grandi centri urbani.

4.6 Biodiversità

4.6.1 Sistema delle aree protette

Come già illustrato nel documento **DOC_SIA_81_Intro e Quadro Programmatico**, il progetto non genera interferenze con le aree protette e siti Rete Natura 200, tuttavia nella richiamata relazione sono descritti brevemente i siti naturali protetti più prossimi ai siti di progetto per intenderne le caratteristiche, i quali sono:

- SITI RETE NATURA 2000
 - **IT4060014 – ZPS** Bacini di Jolanda di Savoia (distante circa 800 m dal cavo interrato che collega il parco fotovoltaico con le stazioni elettriche);
 - **IT4060011 – ZPS** Garzaia dello zuccherificio di Codigoro e Po di Volano (nella zona sud dell'area vasta, nei pressi della zona in cui saranno realizzate le stazioni elettriche);
- IMPORTANT BIRD AREAS
 - **IBA 216** - Aree umide di Iolanda di Savoia
 - **IBA 069** – Garzaia di Codigoro

4.6.2 Vegetazione

L'area di progetto è caratterizzata da vaste estensioni di colture cerealicole ed abitazioni sparse in concentrazioni rade.

Nell'area considerata le formazioni boscate sono rarissime ed evidenziano un grado di complessità strutturale mediocre, che si trova ad essere limitata rispetto alla situazione potenziale a causa dell'intervento dell'uomo.

L'ecosistema agrario si presenta quasi ovunque notevolmente banalizzato e semplificato a causa dell'intenso sfruttamento. Le siepi e le bordure hanno una diffusione modesta. Il quadro ecosistemico appare quindi piuttosto sfavorevole.

E' evidente come, se l'uomo non avesse trasformato il territorio in esame per gli usi agricoli, gran parte della superficie, ad esclusione delle aree più depresse e paludose, sarebbe coperto da una vegetazione forestale dominata dalla farnia (*Quercus robur*) e dal carpino bianco (*Carpinus betulus*), i cosiddetti quercu-carpineti planiziali.

4.6.3 Fauna ed ecosistemi

Nell'area in cui sorge l'impianto sono presenti vari centri abitati e un numero limitato di abitazioni isolate o a piccoli gruppi. Si tratta di ambienti con caratteristiche di elevata artificialità, nei quali gli spazi per le componenti naturali potrebbero sembrare minimi.

La fauna di questi ecosistemi è tuttavia piuttosto ricca in quanto un certo numero di specie animali si sono adattate ad utilizzare le risorse messe involontariamente a loro disposizione dall'uomo. Si tratta in genere di entità facilmente adattabili, dall'ampia valenza ecologica, non particolarmente pregevoli dal punto di vista naturalistico.

La fauna dei coltivi è relativamente varia ma di mediocre interesse; sono infatti presenti un complesso di specie che nel corso del tempo si sono adattate a sfruttare le risorse trofiche messe involontariamente a disposizione dall'uomo.

Per la maggior parte si tratta di entità piuttosto diffuse e "banali", caratterizzate dall'elevato grado di tolleranza nei confronti del disturbo generato dallo svolgimento delle attività umane. Accanto alle specie comuni e diffuse compaiono però anche entità poco comuni o d'interesse conservazionistico che utilizzano questi siti per alimentarsi o per sostare durante le fasi di migrazione.

Numerose sono, infatti, le entità faunistiche che in seguito alle pesanti modificazioni legate all'introduzione delle colture intensive, nonché all'evoluzione delle pratiche culturali, hanno mostrato preoccupanti trend negativi o hanno persino subito l'estinzione locale.

In conclusione, è bene sottolineare che tra il progetto caso di studio e gli habitat sopradescritti non c'è interferenza diretta ed indiretta.

4.7 Sistema paesaggistico: paesaggio, patrimonio culturale e beni materiali

4.7.1 Paesaggio

L'area di interesse ricade nell'ambito paesaggistico della Pianura Ferrarese, nel sotto ambito comprendente il Basso Ferrarese e Bonifiche recenti (Ag-E - 12 da PPR). È l'ambito di pianura che fa da transizione con i territori della costa settentrionale con la quale parzialmente condivide dinamiche di sviluppo. Hanno una comune origine di paesaggi delle grandi bonifiche ottocentesche e novecentesche caratterizzate da un assetto territoriale regolare che prende origine dalle necessità idrauliche di prosciugamento delle aree vallive.

A scala locale l'intervento si inserisce nel sub-ambito 12 A - Area delle risaie che riguarda proprio i comuni interessati dall'intervento ossia Copparo, Jolanda di Savoia, Codigoro e Fiscaglia.

L'Unità di Paesaggio "delle Risaie" corrisponde alla parte più depressa della provincia, di bonifica recente unitamente alla zona delle valli, la quale sviluppa una facies paesaggistica fortemente artificiale e storicamente poco consolidata sul sostrato di matrice naturale ancora percettibile chiaramente dai rilevamenti aerofotogrammetrici.

A scala più estesa può essere identificata una più estesa unità di paesaggio che, a livello di PTRP Emilia-Romagna - Piano Territoriale Regionale Paesistico - viene definito "Paesaggio della bonifica ferrarese" caratterizzata da giacitura pianeggiante e da un assetto idrogeologico segnato dalle profonde opere di regimazione delle acque.

4.7.2 Beni del patrimonio culturale e beni materiali nell'area

Componente antropico-culturale

Sistemi insediativi storici (centri storici, edifici storici)

Gli insediamenti e infrastrutture storici del territorio rurale sono costituiti dalle strutture insediative puntuali, rappresentate da edifici e spazi inedificati di carattere pertinenziale, nonché dagli assetti e dalle infrastrutture territoriali che costituiscono elementi riconoscibili dell'organizzazione storica del territorio, quali: il sistema insediativo rurale e le relative pertinenze piantumate; la viabilità storica extraurbana; il sistema storico delle acque derivate e delle opere idrauliche; la struttura centuriata; le sistemazioni agrarie tradizionali, tra cui le piantate, i maceri e i filari alberati; il sistema storico delle partecipanze, delle università agrarie e delle bonifiche.

L'area oggetto di intervento si colloca in contesto tipicamente rurale al di fuori del centro storico di Copparo, ed è caratterizzata da forme di insediamento sparso. Nelle campagne limitrofe al centro è possibile individuare ancora alcune torri e fortificazioni, erette a partire dall'alto medioevo dagli Estensi sia come presidio della pesca e dei trasporti lungo le vie d'acqua, sia come difesa dai Veneziani. Tra queste,

spicca a qualche centinaio di metri nelle vicinanze delle stazioni in progetto la Torre di Tieni, alta circa 26 metri, un edificio in muratura di mattoni, a base quadrilatera di 6,5m.

Paesaggio agrario e tessitura territoriale storica

L'area oggetto di intervento presenta una forte connotazione rurale con sistemi di colture irrigue intensive.

Come cita l'Atlante degli Ambiti Paesaggistici, "Il paesaggio agrario attuale è soggetto ad un processo di progressiva banalizzazione che vede rarefarsi la presenza di elementi di attenzione o di significato culturale e identitario diventando monotono e omogeneo nelle sue caratteristiche. L'impermeabilizzazione progressiva del territorio esercitata dalla realizzazione di nuovi insediamenti, la realizzazione di nuove infrastrutture lineari, la banalizzazione degli ambiti fluviali e dei corsi d'acqua hanno generalmente ridotto l'articolazione caratteristica dei paesaggi della bassa pianura".

Nello specifico, il territorio presenta testimonianza di intensa bonifica realizzata in epoche relativamente recente, all'interno delle quali la partizione dei fondi è più larga, a maglie regolari di chiara natura artificiale, assimilabile a forme di insediamento "di bonifica pianificata". L'impronta agricola è tipicamente quella dei seminativi intensivi (cereali ed erbai), con superfici aziendali molto estese e cascine di maggiori dimensioni, site perlopiù lungo la viabilità principale o gli assi di bonifica di maggiori portata. Gli interventi di prosciugamento dei polesini hanno inizio con la realizzazione di argini circondariali che seguono la morfologia del suolo ed in particolare l'andamento dei dossi storici. Un fitto reticolo di canali interni e un sistema di chiaviche permettono lo scolo delle acque all'interno dei corsi d'acqua principali.

Sistemi tipologici di forte connotazione locale

La concentrazione di elementi architettonici ed urbanistici di pregio al di fuori dei nuclei storici di Copparo e Jolanda di Savoia è scarsa. Sono praticamente assenti tipicità dell'impianto insediativo e viabilistico di antica origine.

Nell'ambito rurale del territorio comunale è raro individuare edifici con carattere monumentale, nella maggior parte dei casi sono inglobate nel tessuto edilizio dei centri edificati o in altri casi costituenti emergenze architettonico-ambientali del territorio agricolo totalmente isolati.

Nell'area di interesse, gli immobili rurali sono organizzati in corti aperte, ad elementi giustapposti o separati spesso allineati secondo la facciata principale. Gli edifici rurali comprendono abitazioni, stalle, fienili, depositi agricoli e sono costituiti quasi totalmente in muratura, talora faccia a vista, talora intonacata. Spesso sono dotati di portici a pilastri alti e snelli, a volte con piccoli capitelli ma usualmente privi di decorazioni, con orditura portante lignea e copertura a falde o padiglione con manto di coppi ferraresi o, meno comunemente, tegole marsigliesi, questo genere di architettura rurale per lo più storica riguarda i ruderi. Le abitazioni spesso conservano

l'impianto della casa mezzadrile, con le finestre centrali rispetto agli ambienti interni com'è tipico del territorio poggesi

Paesaggio industriale e impianti energetici

Nell'area oggetto di intervento è possibile scorgere alcuni fabbricati ed infrastrutture legati alla produzione e distribuzione dell'energia, oltre che piccoli impianti di trattamento rifiuti e stoccaggio di rottami.

Per quanto riguarda l'area destinata all'impianto dei campi Fv si segnalano:

- A nord-est del CAMPO A un piccolo impianto di trattamento rifiuti organici ed una struttura che accoglie stoccaggio rottami e rivendita;
- Ad ovest del CAMPO B un piccolo impianto FV a moduli fissi;

Nella zona di attraversamento del tracciato in cavo, in prossimità del centro urbano di Jolanda di Savoia sparsi sul territorio troviamo impianti industriali e discariche.

Nella zona di impianto della nuova stazione Utente e RTN si evidenziano:

- In adiacenza al sito di futura costruzione, una preesistente stazione elettrica Terna che fa capo alla linea elettrica area esistente "Ravenna Canala – Porto Tolle"
- Ad est si trova l'impianto dismesso dell'Ex zuccherificio Eridania, oggi divenuto un enorme rudere collabente;
- A nord, in adiacenza con il sito designato all'impianto delle nuove stazioni si colloca un'industria di ovoprodotti.

In linea generale l'intero progetto si localizza in ambito agricolo ordinario con presenze sparse di impianti industriali ed energetici, in alcuni casi anche dismessi o abbandonati.

Componente percettiva

Ambiti di percezione da punti o percorsi panoramici

L'area oggetto di intervento si articola all'interno di una rete di vie di comunicazione prevalentemente comunali o interpoderali, e vede solo marginalmente interessata la viabilità provinciale e ferroviaria. La viabilità in prossimità dei campi FV risulta locale e poco frequentata, se non dalle sporadiche abitazioni rurali della zona, per questo la componente percettiva non assume alcun rilievo. Non si riscontra la presenza di particolari ambiti a forte valenza simbolica, tutto sommato dall'analisi del PSC dell'Unione Terre e Fiumi, la strada provinciale SP68, a sud della quale si andranno a realizzare la nuova SE Utente e SE RTN, risulta mappata come Strada panoramica all'interno della Carta dei Vincoli. La PS68 si sviluppa parallelamente all'andamento



del Fiume Po di Volano, i cui argini alberati offrono barriere visive al paesaggio che caratterizza l'area oggetto di intervento.

Per gli aspetti che riguardano il "Clima acustico attuale", "Popolazione e salute umana" e "Contesto socio-economico", "Qualità delle acque superficiali" e "Qualità delle acque sotterranee" si rimanda rispettivamente ai capitoli 4.8, 4.9, 4.10, 4.4.1 e 4.42 della Relazione "DOC_SIA_83_Quadro Ambientale".

5. FONTE ENERGETICA. PRODUCIBILITÀ E BENEFICI AMBIENTALI

5.1 Descrizione fonte energetica utilizzata e modalità approvvigionamento

Energia Solare

In tempi in cui il fabbisogno di energia elettrica non cessa ad invertire la sua tendenza sempre crescente, la necessità di svincolarsi dalle fonti energetiche tradizionali, legate ad alti costi e problematiche ambientali, risulta di fondamentale importanza.

Con queste premesse, nell'ambito della produzione d'energia pulita, si sta affermando in maniera sempre più consistente la conversione fotovoltaica, ovvero la tecnologia che permette di convertire l'energia presente nella radiazione solare in energia elettrica.

Per energia solare si intende l'energia, termica o elettrica, prodotta sfruttando direttamente l'energia irradiata dal Sole. Come per un qualsiasi impianto ad energia rinnovabile, la fonte primaria risulta aleatoria e quindi solo statisticamente prevedibile.

Quindi si può affermare che il quantitativo di energia che arriva sul suolo terrestre è enorme, potrebbe soddisfare tranquillamente tutta l'energia usata nel mondo, ma nel suo complesso è poco sfruttabile a causa dell'atmosfera che ne attenua l'entità, ed è per questo che servono aree molto vaste per raccoglierne quantitativi soddisfacenti.

L'energia solare però non raggiunge la superficie terrestre in maniera costante, la sua quantità varia durante il giorno, da stagione a stagione e dipende dalla nuvolosità, dall'angolo di incidenza e dalla riflettanza delle superfici.

Si ha quindi una radiazione diretta, propriamente i raggi solari, una radiazione diffusa, per esempio dovuta alle nuvole e al cielo, e una radiazione riflessa, dipendente dalle superfici circostanti la zona di studio.

La radiazione globale è la somma delle tre e, in Italia, in una bella giornata, può raggiungere un'intensità di 1000-1500 W/m². La media annuale degli apporti solari è di 4,7 kWh/giorno/m², ma gli apporti variano molto con le stagioni, si può infatti passare da un valore di 2,0 kWh/giorno/m² in Sicilia nel mese di dicembre, fino a 7,2 kWh/giorno/m² in luglio.

Gli impianti per la produzione di energia elettrica che sfruttano la tecnologia fotovoltaica hanno, come accennato, sì bisogno di vaste aree, ma anche numerosi vantaggi:

- assenza di qualsiasi tipo di emissioni inquinanti;
- risparmio dei combustibili fossili;
- estrema affidabilità (vita utile superiore a 25 anni);
- costi di manutenzione ridotti al minimo;

- modularità del sistema

I benefici ambientali ottenibili dall'adozione di sistemi fotovoltaici sono proporzionali alla quantità di energia prodotta, supponendo che questa vada a sostituire dell'energia altrimenti fornita da fonti convenzionali. Per produrre un kWh elettrico vengono bruciati mediamente l'equivalente di 2,56 kWh sotto forma di combustibili fossili e di conseguenza emessi nell'aria circa 0,47 kg di anidride carbonica (CO₂) (fattore di emissione del mix elettrico italiano alla distribuzione).

Si può dire quindi che ogni kWh prodotto dal sistema fotovoltaico evita l'emissione di 0,47 kg di anidride carbonica.

Un impianto fotovoltaico consente la riduzione di emissioni in atmosfera di gas che contribuiscono all'effetto serra e risparmio sul combustibile fossile, argomento già trattato in Premessa nel paragrafo "Attenzione per l'Ambiente", in cui sono stati stimate le quantità di emissioni evitate di questi gas nell'arco di vita dell'impianto, circa 30 anni.

Altri benefici imputabili al fotovoltaico sono: la riduzione della dipendenza dall'estero, la capillarità della produzione, svincolandosi dalle grandi centrali termoelettriche, e la diversificazione delle fonti energetiche.

Quindi si può affermare che un incremento dell'utilizzo delle fonti energetiche rinnovabili per la produzione di energia possa aiutare a colmare il sempre crescente fabbisogno energetico mondiale.

Principio di funzionamento

Il principio che sta alla base di questi impianti è l'effetto fotovoltaico, che si basa sulle proprietà di alcuni materiali semiconduttori (tra cui il silicio, opportunamente trattato) di generare elettricità una volta colpiti dai raggi del sole.

Il dispositivo in grado di convertire l'energia solare è propriamente detto modulo fotovoltaico, il cui elemento costruttivo di base è la cella fotovoltaica, luogo in cui si ha la vera e propria generazione di corrente.

I moduli fotovoltaici possono avere differenti caratteristiche sia dal punto di vista fisico che energetico, possono generare più o meno corrente, secondo il semiconduttore che li costituisce, ed avere rendimenti di conversione più o meno alti a seconda della qualità del materiale costruttivo.

Tale rendimento si attesta generalmente intorno al 20%, ciò sta ad indicare come per 100 unità di energia solare che colpiscono il modulo solo 20 si trasformano in elettricità; per ovviare a questi rendimenti non molto elevati, grazie alla struttura modulare dei pannelli, è possibile accoppiare più celle così da raggiungere potenze che oggi arrivano a 700 Watt di picco. In altre parole, considerando ad esempio la superficie di ogni modulo fotovoltaico da 72 celle si aggira intorno a 2,3/2,5 m², per

soddisfare il fabbisogno di un'utenza di 3 kW, tipico una abitazione italiana standard, si ha la necessità di installare circa 5 moduli corrispondenti ad una superficie captante di circa 12/13 m².

In riferimento alle tecnologie fotovoltaiche per impianti di taglia industriale, nel presente progetto sono state scelte e implementate le migliori tecnologie attualmente disponibili, che consentono al contempo di massimizzare la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile e minimizzare l'occupazione di suolo e l'utilizzo di risorse naturali.

Gli impianti fotovoltaici sono sistemi in grado di captare e trasformare l'energia solare in energia elettrica, impianti connessi ad una rete elettrica di distribuzione (grid-connected): l'energia viene convertita in corrente elettrica alternata e immessa nella rete.

Un impianto fotovoltaico è costituito da un insieme di componenti meccanici, elettrici ed elettronici che captano l'energia solare, la trasformano in energia elettrica, sino a renderla disponibile all'utilizzazione da parte dell'utenza.

Esso sarà quindi costituito dal generatore fotovoltaico e da un sistema di controllo e condizionamento della potenza.

Il rendimento di conversione complessivo di un impianto è il risultato di una serie di rendimenti, che a partire da quello della cella, passando per quello del modulo, del sistema di controllo della potenza e di quello di conversione, ed eventualmente di quello di accumulo, permette di ricavare la percentuale di energia incidente che è possibile trovare all'uscita dell'impianto, sotto forma di energia elettrica, resa al carico utilizzatore.

Nel seguito del paragrafo si descriveranno le tecniche e le tecnologie scelte per l'impianto in oggetto, con indicazioni sulle maggiori prestazioni sia elettriche che ambientali rispetto a quelle tradizionalmente usate nella progettazione di impianti fotovoltaici, nonché sulle soluzioni progettuali e operative adottate per minimizzare le emissioni e il consumo di risorse naturali.

Moduli fotovoltaici

Tra le tecnologie disponibili allo stato attuale per la realizzazione di moduli fotovoltaici per il presente progetto sono stati scelti Moduli in silicio monocristallino.

Il rendimento, o efficienza, di un modulo fotovoltaico è definito come il rapporto espresso in percentuale tra l'energia captata e trasformata in elettricità, rispetto all'energia totale incidente sul modulo stesso.

L'efficienza dei pannelli fotovoltaici è proporzionale al rapporto tra watt erogati e superficie occupata, a parità di tutte le altre condizioni (irraggiamento, radiazione solare, temperatura, spettro della luce solare, risposta spettrale, etc.).

L'efficienza di un pannello fotovoltaico diminuisce costantemente nel tempo, a causa di fenomeni di degradazione sia meccanica che elettrica, a scala macroscopica e microscopica (degradazione delle giunzioni, deriva elettronica, degradazione della struttura cristallina del silicio, etc.). Di fatto, la vita utile di un modulo fotovoltaico viene considerata della durata di 25-30 anni.

5.2 Producibilità Attesa

Quadro Generale

A livello territoriale, la provincia di Ferrara presenta condizioni di irraggiamento meno favorevoli rispetto alle regioni centrali e meridionali del nostro paese ma comunque di gran lunga accettabili, mentre sono estremamente più favorevoli nei confronti degli altri paesi del Centro-Nord Europa, in alcuni dei quali peraltro le applicazioni di questa tecnologia sono notevolmente maggiori, nonostante le condizioni ambientali peggiori.

In generale, la radiazione solare si presenta mediamente sulla fascia esterna dell'atmosfera terrestre con una potenza media di 1367 W/m² (costante solare) e con una distribuzione spettrale che spazia dall'ultravioletto all'infrarosso termico. Sulla superficie terrestre invece, a causa della rotazione della terra sul proprio asse e poiché l'asse di rotazione terrestre è inclinato di 23,5° rispetto al piano su cui giace l'orbita di rivoluzione della terra attorno al sole, l'inclinazione dei raggi solari incidenti su un piano posto sulla superficie e parallelo ad essa varia con l'ora del giorno oltre che dal giorno dell'anno. Di conseguenza per una valutazione dettagliata ed affidabile della potenza della radiazione solare complessiva raccolta da un modulo fotovoltaico occorrerà tener conto di molti fattori come: la latitudine, l'inclinazione e l'orientamento dei moduli, i tre componenti della radiazione solare, diretta, diffusa e di albedo (contributo solare dalla riflessione sul suolo o da ostacoli) oltre all'aleatorietà delle condizioni climatiche.

Al fine di fare stime di producibilità di un impianto fotovoltaico con una accuratezza sufficiente, si può fare riferimento ai dati storici sull'irraggiamento solare e in particolare alle medie mensili giornaliere su base annua di radiazione globale sul piano orizzontale fornite dalla Norma UNI 10349, sulla base della banca di dati di irraggiamento ufficiali rilevati in località sparse sul territorio italiano ed elaborati su medie statistiche, riporta i dati standardizzati di radiazione solare per i 101 capoluoghi di provincia. In particolare, sono disponibili le medie giornaliere mensili di radiazione solare diretta e di radiazione solare diffusa rapportate al piano orizzontale. Da questa andrebbe valutata la radiazione solare incidente su superficie inclinata, sono diversi i metodi di calcolo (tra i quali il più noto è quello di Liu-Jordan).

Tuttavia, questi i dati di radiazione contenuti nelle norme non sono sempre i più aggiornati ed inoltre al fine di modellizzare la producibilità energetica occorrono algoritmi di calcolo via via sempre più complessi e accurati.

Criterio di stima dell'energia prodotta

Al fine di stimare la producibilità energetica annua dell'impianto FV è stato utilizzato il software PVSyst (versione 7.2.8), software di riferimento per il settore fotovoltaico implementato dall'Università di Ginevra, diffusamente utilizzato e riconosciuto a livello internazionale come valido strumento per questo genere di simulazioni, su base di dati di irraggiamento del sito resi disponibili da dati Meteonorm.

Nel software PVSyst è stata quindi riprodotta la configurazione d'impianto adottata, inserendo informazioni geometriche relative alla disposizione dei moduli FV sulle relative strutture di sostegno, nonché le caratteristiche tecniche dei principali componenti d'impianto (moduli FV, inverter, cavi e trasformatori).

Ombreggiamento

Gli effetti di schermatura da parte di volumi all'orizzonte, dovuti ad elementi naturali (rilievi, alberi) o artificiali (edifici), determinano la riduzione degli apporti solari e il tempo di ritorno dell'investimento.

Il sito in esame non è soggetto a fenomeni di ombreggiamento significativo da parte di edifici, alberi, tralicci o altri elementi di tipo puntuale quali antenne, fili ecc...; dal momento che i moduli fotovoltaici sono posizionati a terra, la sporcizia sui pannelli, dovuta a polvere, terra ed agenti atmosferici ecc., in condizioni ordinarie di manutenzione, avrà un'incidenza non inferiore al 5%. Per cui, si considera un fattore di riduzione per ombreggiamenti (K) pari a 0,95, che corrisponde ad una perdita di produttività del 5%.

Di seguito il diagramma solare, relativo alla località oggetto dell'intervento. I diagrammi riportano le traiettorie del Sole (in termini di altezza e azimut solari) nell'arco di una giornata, per più giorni dell'anno. I giorni, uno per mese, sono scelti in modo che la declinazione solare del giorno coincida con quella media del mese. Nel riferimento polare, i raggi uniscono punti di uguale azimut, mentre le circonferenze concentriche uniscono punti di uguale altezza. Qui le circonferenze sono disegnate con passo di 10° a partire dalla circonferenza più esterna (altezza = 0°) fino al punto centrale (altezza = 90°). Nel riferimento cartesiano, gli angoli azimutale e dell'altezza solari sono riportati rispettivamente sugli assi delle ascisse e delle ordinate. In entrambi i diagrammi, a tratteggio sono riportate le linee relative all'ora: si tratta dell'ora solare vera, che differisce dal tempo medio scandito dagli usuali orologi.

Albedo

Bisogna inoltre tener conto del plus di radiazione dovuta alla riflettanza delle superfici (capacità di riflettere parte della luce incidente su una data superficie o materiale) della zona in cui è inserito l'impianto. Vengono pertanto definiti i valori medi mensili di albedo.



Per tenere conto del contributo di radiazione dovuta alla riflettanza delle superfici della zona in cui è inserito l'impianto, si sono individuati i valori medi mensili di albedo, considerando anche i valori presenti nella norma UNI 8477, pari a 0,2 (terreni con vegetazione secca).

Risultati e producibilità

La stima della producibilità è stata calcolata, come detto, con il programma PVsyst V7.2.8 ed è stata condotta per i due casi di impianto su inseguitori solari mono assiali Trackers e per moduli su postazione fissa:

Caso A: moduli su trackers P= 31,35 MWp;

Caso B: moduli su postazioni fisse, P= 2,746 MW;

La producibilità complessiva è risultata, come dai rapporti seguenti pari a:

$$\mathbf{E = 55.575 \text{ MWh/anno}}$$

di cui:

su trackers E= 51.680,00 MWh/anno

su fisse E= 3.895,00 MWh/anno

A. MODULI SU TRACKERS

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: Copparo

Variant: Copparo_Expected_TS600W (8.77M 4HF, 5m 1VT) 34MWp - 1648 (sin backtracking)_TRACKER

Tracking system

System power: 31.35 MWp

Copparo - Italy

Project summary

Geographical Site Copparo Italy	Situation Latitude 44.98 °N Longitude 11.01 °E Altitude 15 m Time zone UTC+1	Project settings Albedo 0.20
Meteo data Copparo SolarGIS Monthly aver. , period not spec. - Synthetic		

System summary

Grid-Connected System PV Field Orientation Tracking plane, horizontal N-S axis Axis azimuth 0 °	Tracking system Near Shadings Linear shadings	User's needs Unlimited load (grid)
System information PV Array Nb. of modules 52256 units Pnom total 31.35 MWp	Inverters Nb. of units 130 units Pnom total 26.00 MWac Grid power limit 27.00 MVA Grid lim. Pnom ratio 1.161	

Results summary

Produced Energy 51680 MWh/year	Specific production 1648 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR 82.94 %
Apparent energy 51680 MVAh		

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Near shading definition - Iso-shadings diagram	5
Main results	6
Loss diagram	7
Special graphs	8

General parameters

Grid-Connected System		Tracking system		Models used								
PV Field Orientation		Trackers configuration		Transposition Perez								
Orientation		Nb. of trackers 589 units		Diffuse Perez, Meteonorm								
Tracking plane, horizontal N-S axis		Sizes		Circumsolar separate								
Axis azimuth 0°		Tracker Spacing 5.00 m										
		Collector width 2.17 m										
		Ground Cov. Ratio (GCR) 43.4 %										
		Phi min / max. +/- 60.0°										
		Shading limit angles										
		Phi limits +/- 64.1°										
Horizon		Near Shadings		User's needs								
Free Horizon		Linear shadings		Unlimited load (grid)								
Bifacial system		2D Calculation										
Model		unlimited trackers										
Bifacial model geometry		Bifacial model definitions										
Tracker Spacing 5.00 m		Ground albedo average 0.14										
Tracker width 2.17 m		Bifaciality factor 70 %										
GCR 43.4 %		Rear shading factor 100.0 %										
Axis height above ground 2.10 m		Rear mismatch loss 3.0 %										
		Shed transparent fraction 4.0 %										
Monthly ground albedo values												
Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Year
0.11	0.13	0.14	0.16	0.16	0.18	0.18	0.17	0.14	0.12	0.11	0.11	0.14
Grid injection point												
Grid power limitation		Power factor										
Apparent power 27.00 MVA		Cos(phi) (leading) 1.000										
Pronm ratio 1.161												

PV Array Characteristics

PV module		Inverter	
Manufacturer Tine Solar		Manufacturer Huawei Technologies	
Model TSM-600DEG20C-20		Model SUN2000-215KTL-HS	
(Custom parameters definition)		(Custom parameters definition)	
Unit Nom. Power 600 Wp		Unit Nom. Power 200 kVA	
Number of PV modules 52256 units		Number of inverters 130 units	
Nominal (STC) 31.35 MWp		Total power 26000 kVA	
Modules 1633 Strings x 32 in series		Operating voltage 500-1500 V	
At operating cond. (50°C)		Max. power (↔35°C) 215 kVA	
Pmpp 26.70 MWp		Pronm ratio (DC:AC) 1.21	
U mpp 1000 V			
I mpp 26694 A			
Total PV power		Total inverter power	
Nominal (STC) 31354 kWp		Total power 26000 kVA	
Total 52256 modules		Nb. of inverters 130 units	
Module area 147801 m²		Pronm ratio 1.21	
Cell area 138269 m²			

Array losses

Array Soiling Losses		Thermal Loss factor		DC wiring losses				
Loss Fraction	1.5 %	Module temperature according to irradiance		Global array res.	0.29 mΩ			
		Uc (const)	30.0 W/m ² K	Loss Fraction	0.7 % at STC			
		Uv (wind)	1.2 W/m ² K/m/s					
LID - Light Induced Degradation		Module Quality Loss		Module mismatch losses				
Loss Fraction	1.5 %	Loss Fraction	-0.8 %	Loss Fraction 1.0 % at MPP				
Strings Mismatch loss								
Loss Fraction	0.1 %							
IAM loss factor								
Incidence effect (IAM): User defined profile								
0°	40°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	1.000	0.998	0.992	0.983	0.961	0.933	0.853	0.000

System losses

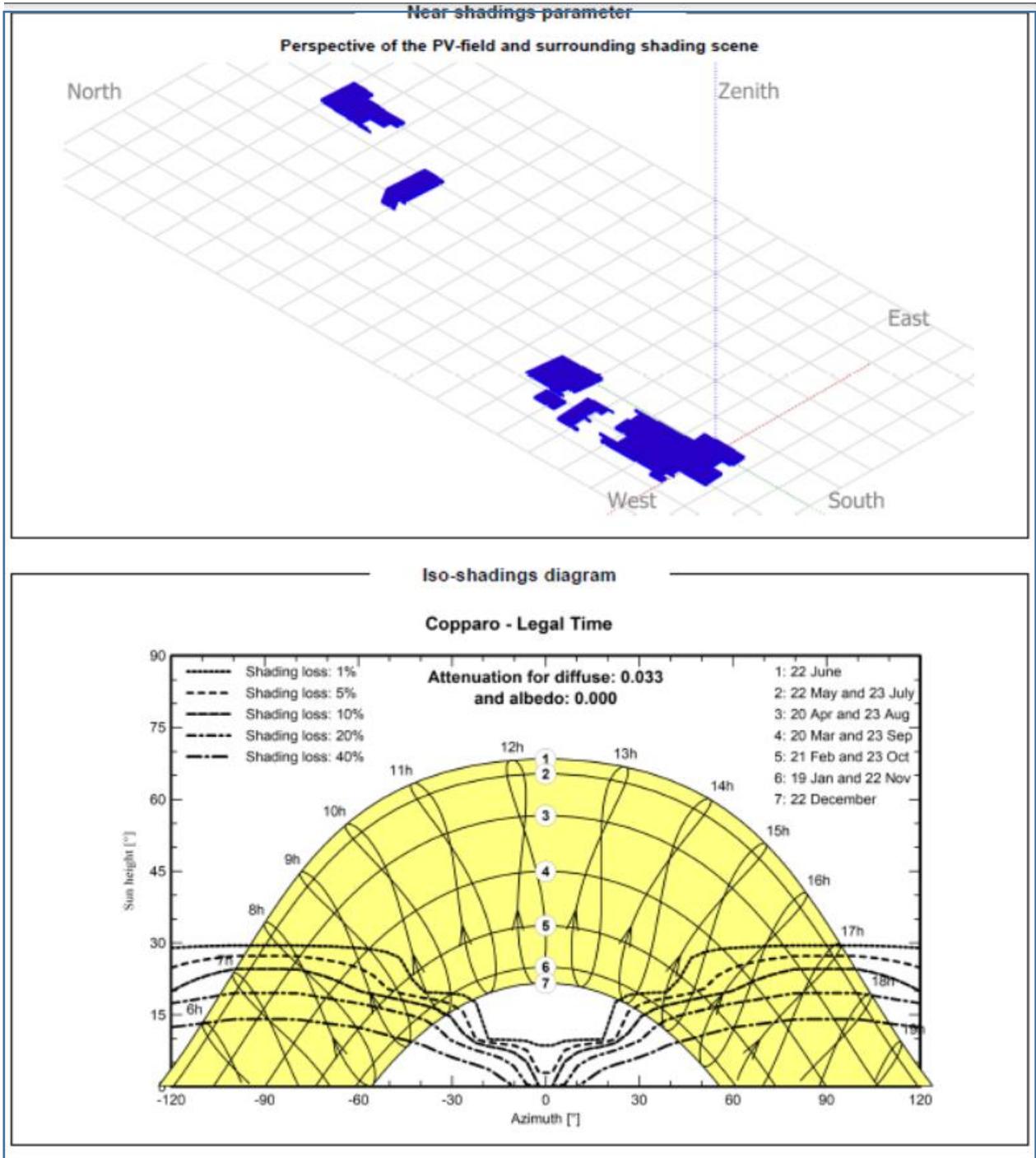
Auxiliaries loss	
Proportionnal to Power	4.0 W/kW
20.0 kW from Power thresh.	
Night aux. cons.	5.00 kW

AC wiring losses

Inv. output line up to MV transfo	
Inverter voltage	800 Vac tri
Loss Fraction	1.70 % at STC
Inverter: SUN2000-215KTL-H3	
Wire section (130 Inv.)	Copper 130 x 3 x 70 mm ²
Average wires length	171 m
MV line up to Injection	
MV Voltage	30 kV
Wires	Alu 3 x 1200 mm ²
Length	24550 m
Loss Fraction	2.20 % at STC

AC losses in transformers

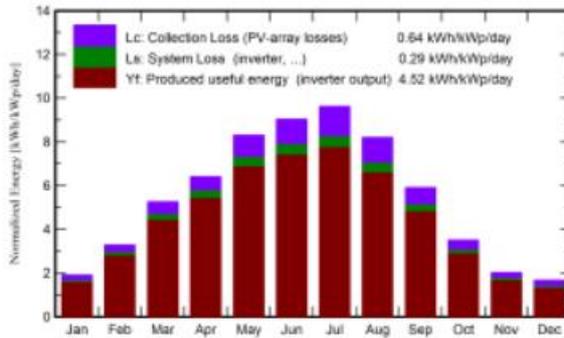
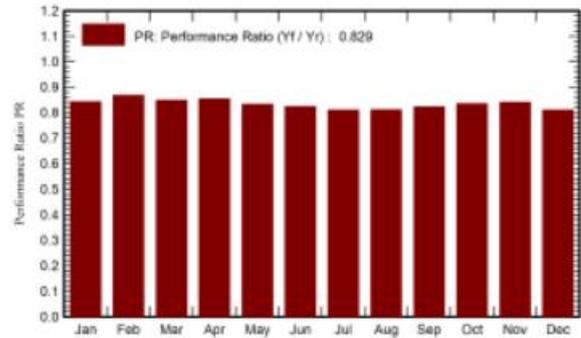
MV transfo	
Grid voltage	30 kV
Operating losses at STC	
Nominal power at STC	30776 kVA
Iron loss (24/24 Connexion)	46.16 kW
Loss Fraction	0.15 % at STC
Coils equivalent resistance	3 x 0.34 mΩ
Loss Fraction	1.65 % at STC



Main results
System Production

Produced Energy 51680 MWh/year
 Apparent energy 51680 MVAh

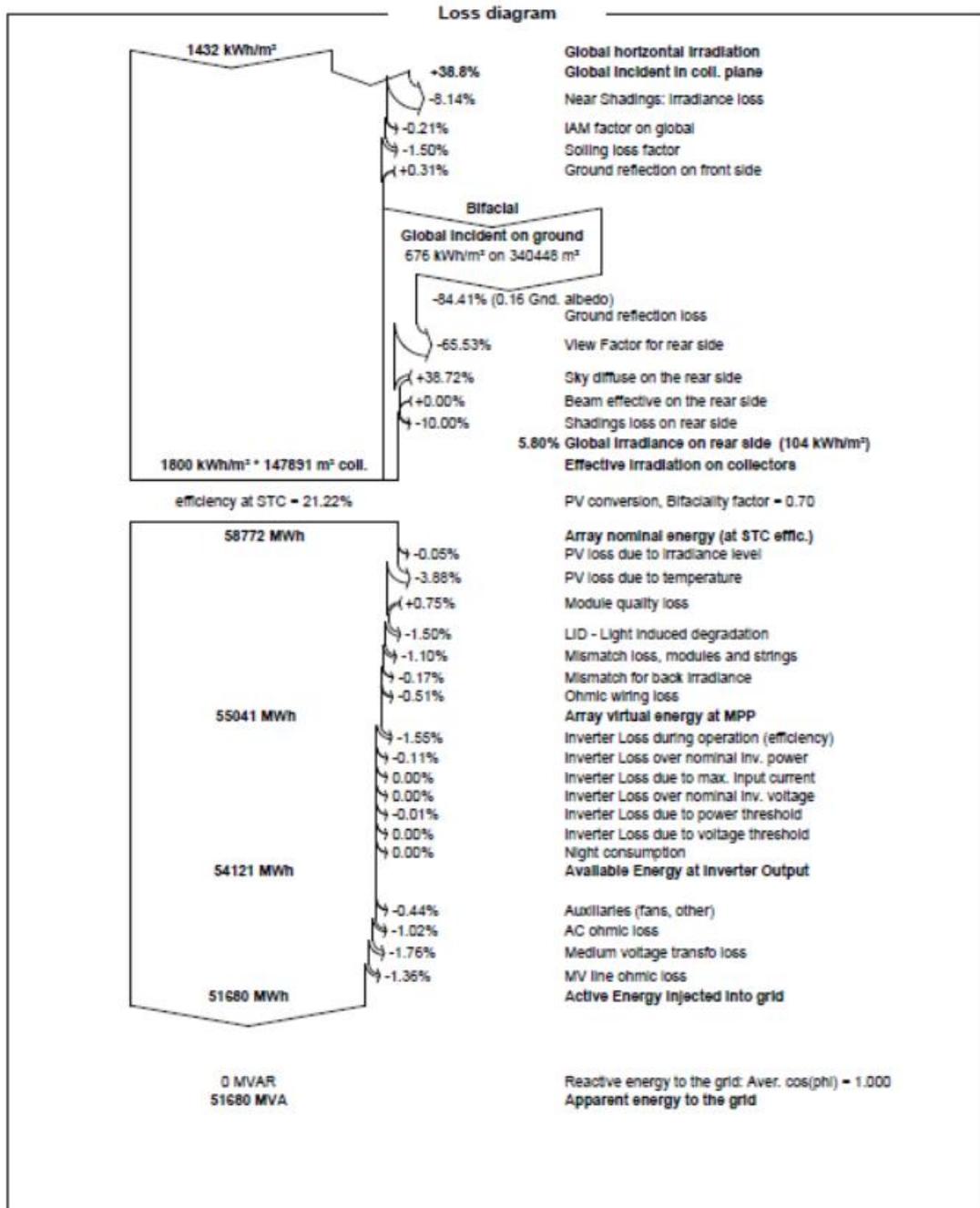
Specific production 1648 kWh/kWp/year
 Performance Ratio PR 82.94 %

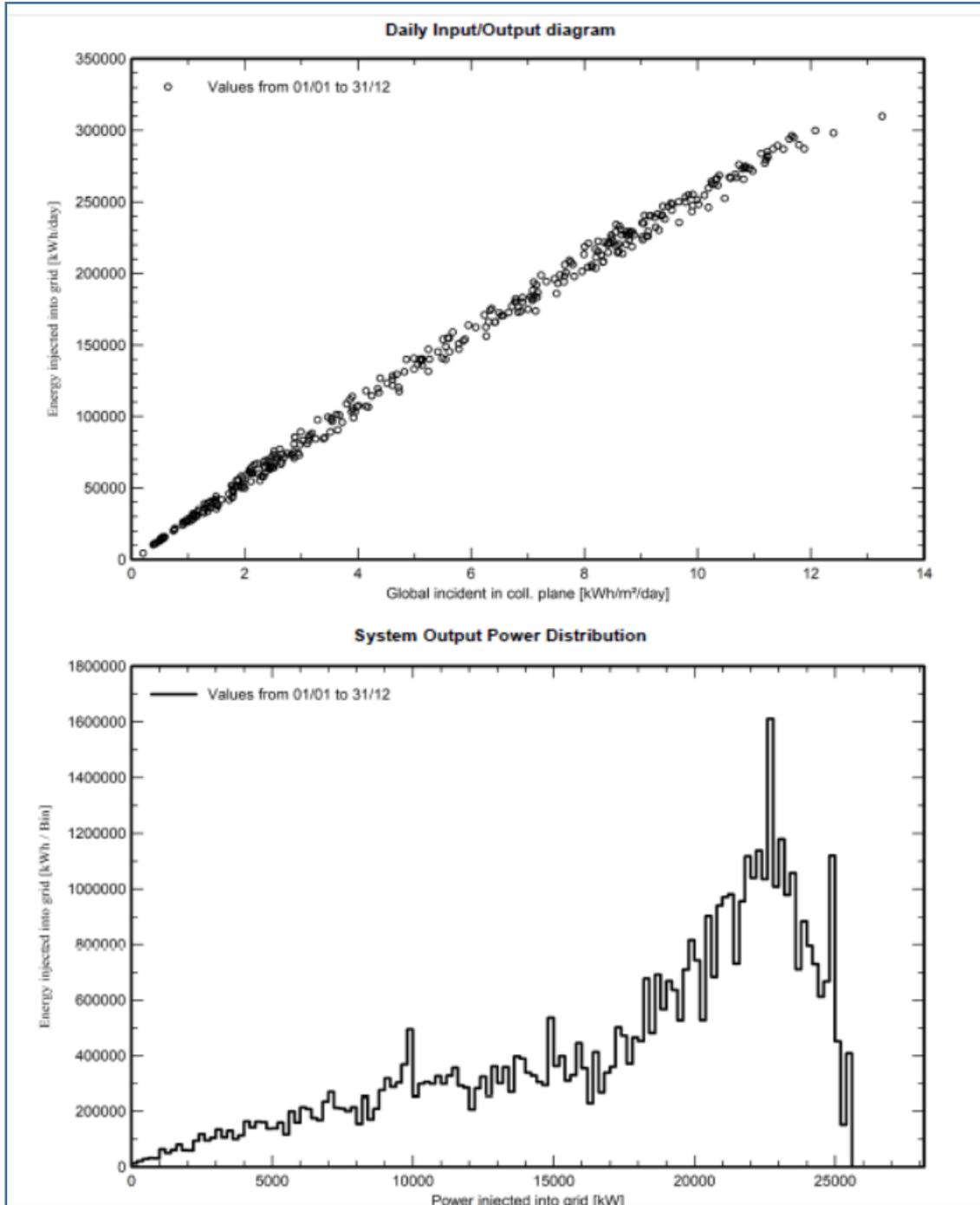
Normalized productions (per installed kWp)

Performance Ratio PR

Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR ratio
January	41.8	22.50	3.90	59.3	50.7	1663	1567	0.842
February	64.1	29.50	5.50	91.9	81.4	2638	2497	0.867
March	115.9	48.70	10.10	163.3	146.1	4613	4346	0.849
April	142.4	62.10	14.20	192.2	176.1	5477	5149	0.854
May	185.9	79.20	19.20	257.6	235.2	7152	6723	0.832
June	200.3	82.70	23.50	271.2	250.4	7471	7009	0.824
July	215.3	77.30	25.90	298.3	274.5	8081	7572	0.810
August	181.2	69.20	25.30	254.3	232.3	6890	6467	0.811
September	128.5	54.30	20.30	177.4	160.5	4869	4576	0.823
October	79.1	40.40	15.10	108.8	96.5	3016	2846	0.835
November	43.0	23.70	9.50	61.0	53.2	1707	1609	0.841
December	34.4	18.70	4.30	51.9	43.1	1403	1320	0.811
Year	1431.9	608.30	14.79	1987.3	1799.9	54980	51680	0.829

Legends

GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_Grid	Energy injected into grid
T_Amb	Ambient Temperature	PR	Performance Ratio
GlobInc	Global incident in coll. plane		
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings		





B. MODULI SU POSTAZIONI FISSE

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: Copparo

Variant: Copparo_Expected_TS600W (8.77M 4HF, 5m 1VT) 34MWp - 1419_FIXED

Sheds system

System power: 2746 kWp

Copparo - Italy

Project summary

Geographical Site Copparo Italy	Situation Latitude 44.96 °N Longitude 11.01 °E Altitude 15 m Time zone UTC+1	Project settings Albedo 0.20
Meteo data Copparo SolarGIS Monthly aver. , period not spec. - Synthetic		

System summary

Grid-Connected System	Sheds system	User's needs Unlimited load (grid)
PV Field Orientation Fixed plane Tilt/Azimuth 25 / 0 °	Near Shadings According to strings Electrical effect 80 %	
System information PV Array	Inverters	
Nb. of modules 4576 units Pnom total 2746 kWp	Nb. of units 11 units Pnom total 2200 kWac Pnom ratio 1.248	

Results summary

Produced Energy 3895 MWh/year	Specific production 1419 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR 85.80 %
Apparent energy 3895 MVAh		

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Near shading definition - Iso-shadings diagram	5
Main results	6
Loss diagram	7
Special graphs	8
P50 - P90 evaluation	9

General parameters

Grid-Connected System		Sheds system										
PV Field Orientation		Sheds configuration		Models used								
Orientation		Nb. of sheds	47 units	Transposition	Perez							
Fixed plane		Sizes		Diffuse	Perez, Meteonom							
Tilt/Azimuth	25 / 0 °	Sheds spacing	8.77 m	Circumsolar	separate							
		Collector width	5.27 m									
		Ground Cov. Ratio (GCR)	60.0 %									
		Shading limit angle										
		Limit profile angle	29.1 °									
Horizon		Near Shadings		User's needs								
Free Horizon		According to strings		Unlimited load (grid)								
		Electrical effect	60 %									
Bifacial system												
Model	2D Calculation											
	unlimited sheds											
Bifacial model geometry		Bifacial model definitions										
Sheds spacing	8.77 m	Ground albedo average	0.14									
Sheds width	5.27 m	Bifaciality factor	70 %									
Limit profile angle	29.1 °	Rear shading factor	10.0 %									
GCR	60.0 %	Rear mismatch loss	3.0 %									
Height above ground	1.50 m	Shed transparent fraction	4.0 %									
Monthly ground albedo values												
Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Year
0.11	0.13	0.14	0.16	0.16	0.18	0.18	0.17	0.14	0.12	0.11	0.11	0.14
Grid injection point												
Power factor												
Cos(phi) (leading)	1.000											

PV Array Characteristics

PV module		Inverter	
Manufacturer	Trina Solar	Manufacturer	Huawei Technologies
Model	TSM-600DEG20C.20	Model	SUN2000-215KTL-H3
(Custom parameters definition)		(Custom parameters definition)	
Unit Nom. Power	600 Wp	Unit Nom. Power	200 kVA
Number of PV modules	4576 units	Number of inverters	11 units
Nominal (STC)	2746 kWp	Total power	2200 kVA
Modules	143 Strings x 32 In series	Operating voltage	500-1500 V
At operating cond. (50°C)		Max. power (=>33°C)	215 kVA
Pmpp	2513 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.25
U mpp	1000 V		
I mpp	2513 A		
Total PV power		Total inverter power	
Nominal (STC)	2746 kWp	Total power	2200 kVA
Total	4576 modules	Nb. of inverters	11 units
Module area	12951 m ²	Pnom ratio	1.25
Cell area	12108 m ²		

Array losses

Array Soiling Losses		Thermal Loss factor		DC wiring losses				
Loss Fraction	1.5 %	Module temperature according to irradiance		Global array res.	3.5 mΩ			
		Uc (const)	30.0 W/m ² K	Loss Fraction	0.8 % at STC			
		Uv (wind)	1.2 W/m ² K/m/s					
LID - Light Induced Degradation		Module Quality Loss		Module mismatch losses				
Loss Fraction	1.5 %	Loss Fraction		Loss Fraction				
		-0.8 %		1.0 % at MPP				
Strings Mismatch loss								
Loss Fraction	0.1 %							
IAM loss factor								
Incidence effect (IAM): User defined profile								
0°	40°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	1.000	0.998	0.992	0.983	0.961	0.933	0.853	0.000

System losses

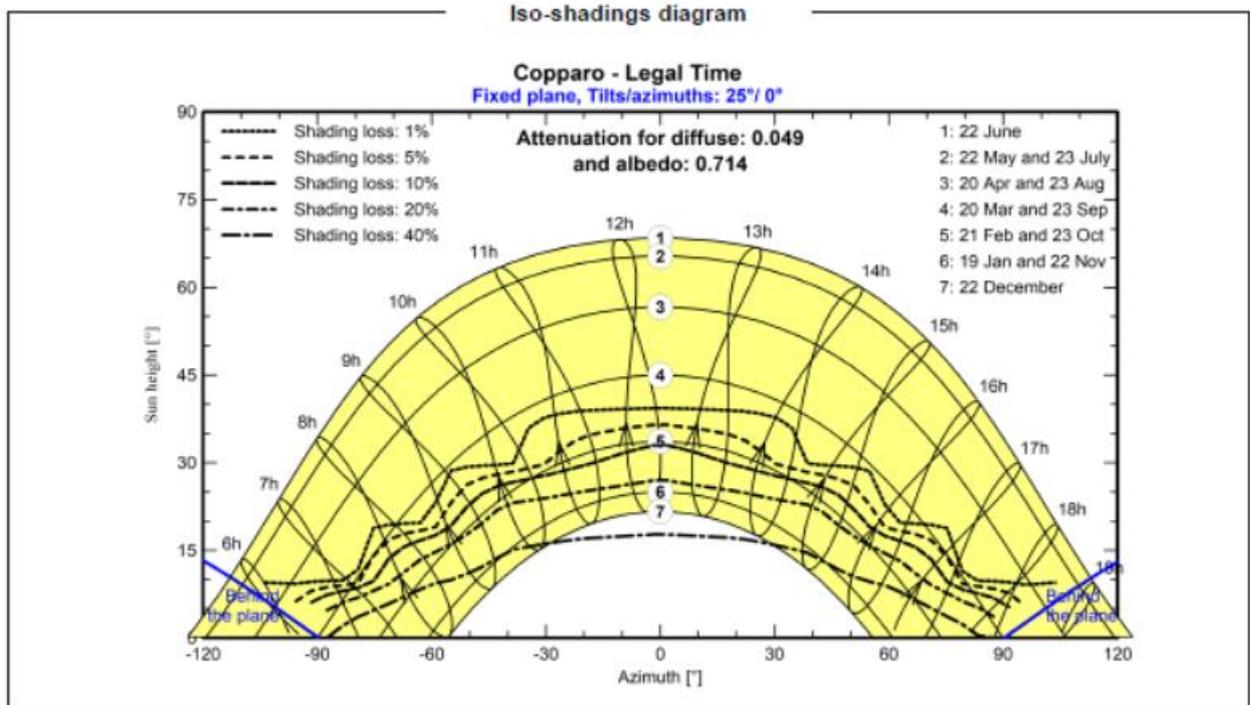
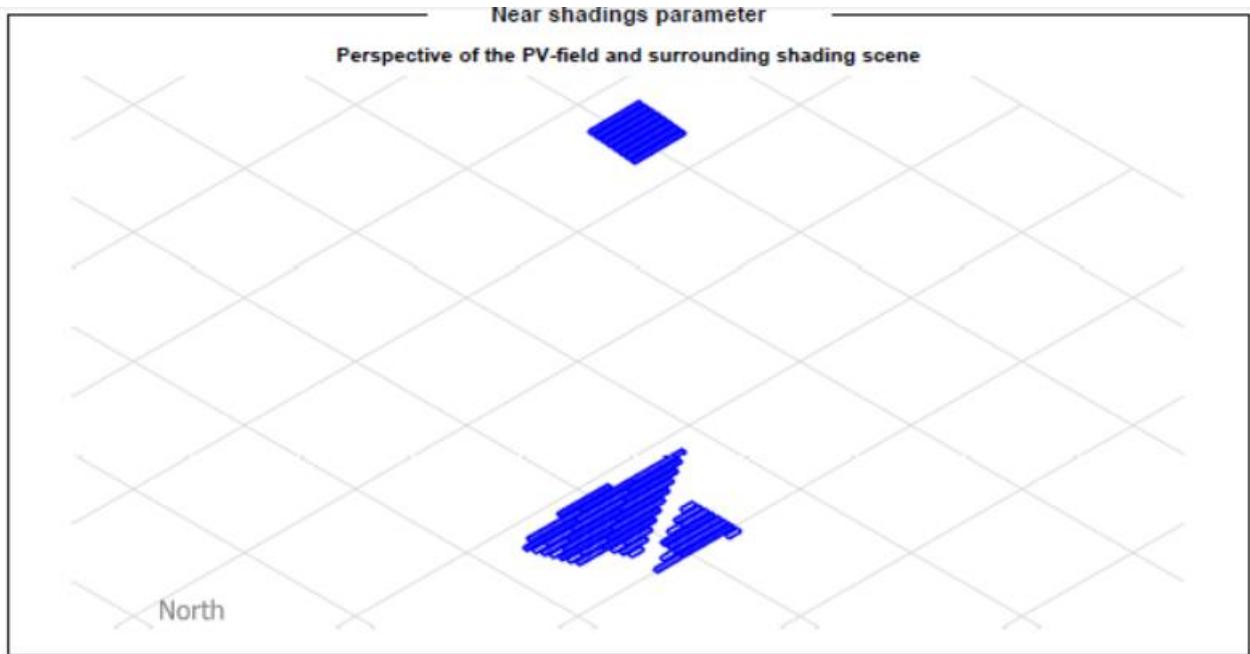
Auxiliaries loss	
Proportional to Power	4.0 W/kW
20.0 kW from Power thresh.	
Night aux. cons.	5.00 kW

AC wiring losses

Inv. output line up to MV transfo	
Inverter voltage	800 Vac tri
Loss Fraction	1.77 % at STC
Inverter: SUN2000-215KTL-H3	
Wire section (11 Inv.)	Copper 11 x 3 x 70 mm ²
Average wires length	172 m
MV line up to Injection	
MV Voltage	30 kV
Wires	Alu 3 x 1200 mm ²
Length	20600 m
Loss Fraction	0.16 % at STC

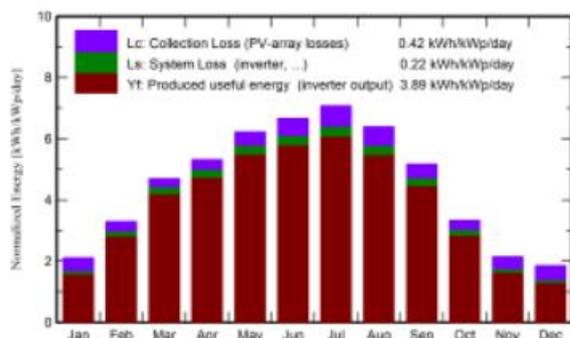
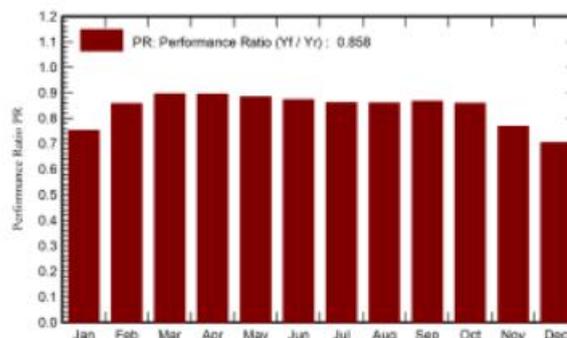
AC losses in transformers

MV transfo	
Grid voltage	30 kV
Operating losses at STC	
Nominal power at STC	2695 kVA
Iron loss (24/24 Connexion)	4.04 kW
Loss Fraction	0.15 % at STC
Coils equivalent resistance	3 x 3.92 mΩ
Loss Fraction	1.65 % at STC



Main results
System Production

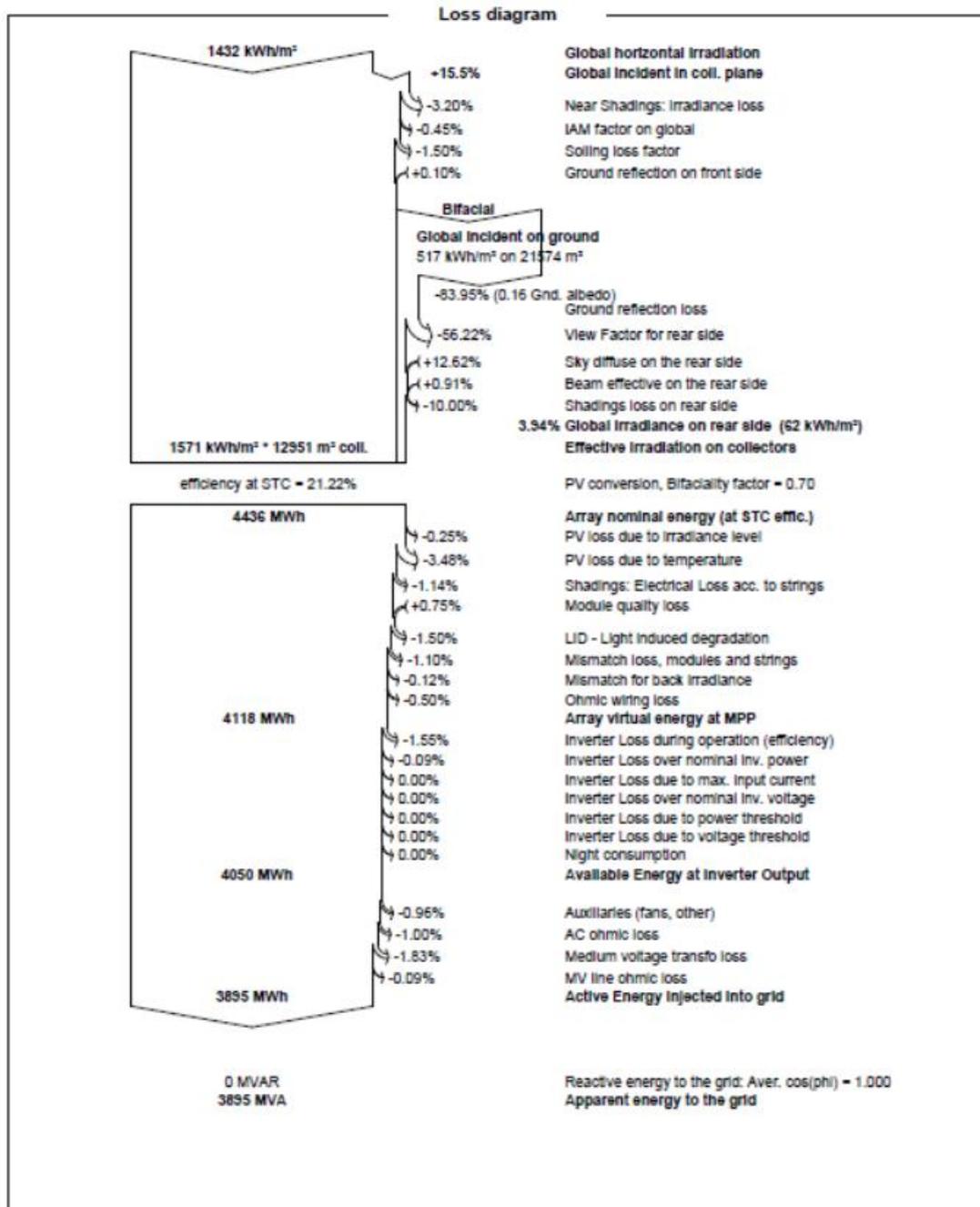
Produced Energy (P50)	3895 MWh/year	Specific production (P50)	1419 kWh/kWp/year	Performance Ratio PR	85.80 %
Produced Energy (P90)	3.80 GWh/year	Specific production (P90)	1385 kWh/kWp/year		
Produced Energy (P95)	3.78 GWh/year	Specific production (P95)	1375 kWh/kWp/year		
Apparent energy	3895 MVAh				

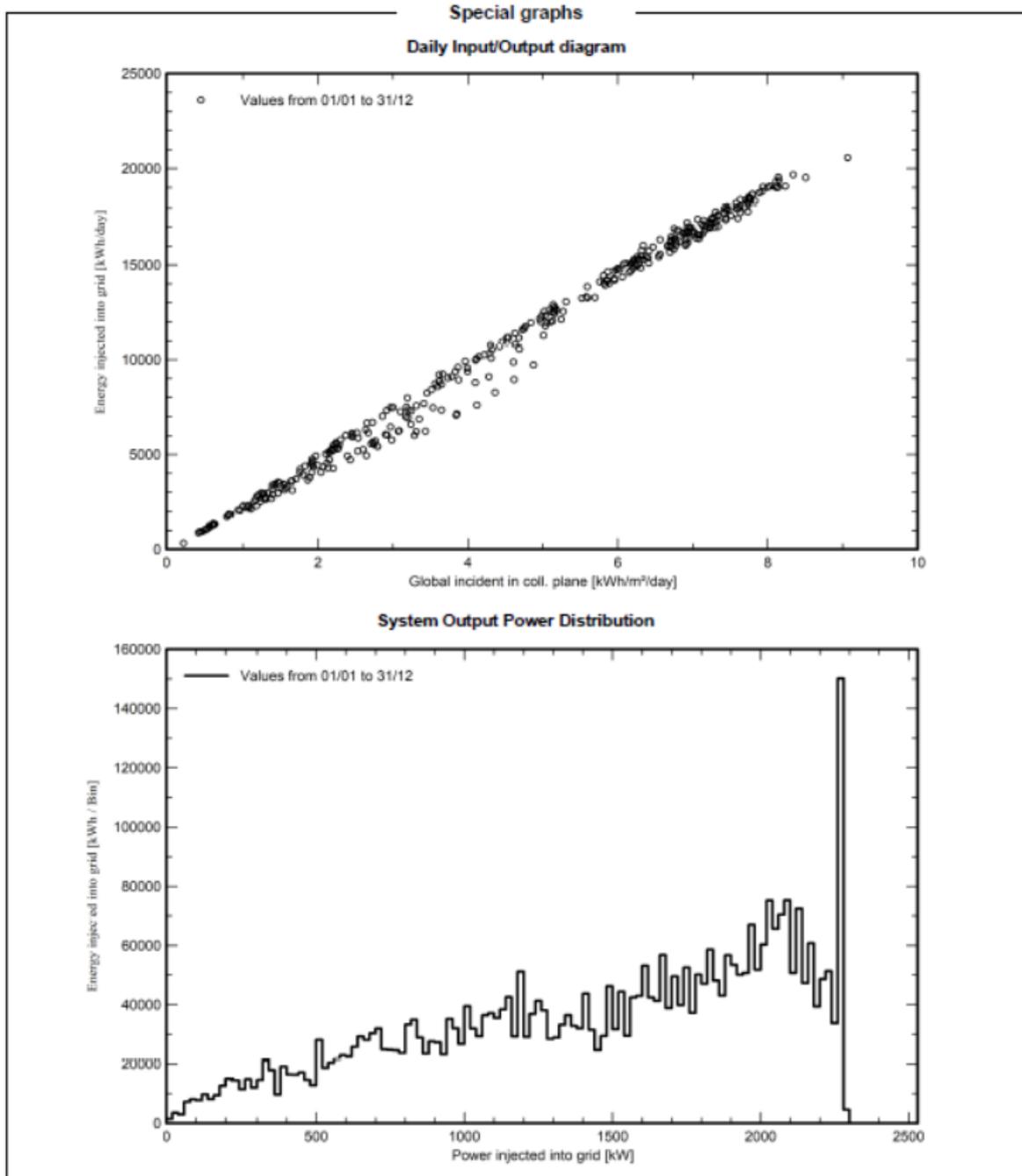
Normalized productions (per installed kWp)

Performance Ratio PR

Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR ratio
January	41.8	22.50	3.90	65.4	56.5	144.9	135.1	0.752
February	64.1	29.50	5.50	92.4	86.6	230.2	217.6	0.858
March	115.9	48.70	10.10	145.6	140.1	377.5	357.7	0.895
April	142.4	62.10	14.20	159.6	153.8	412.7	391.6	0.894
May	185.9	79.20	19.20	192.8	185.8	492.6	468.2	0.885
June	200.3	82.70	23.50	199.7	192.5	503.8	478.7	0.873
July	215.3	77.30	25.90	219.5	212.1	546.6	518.9	0.861
August	181.2	69.20	25.30	198.2	191.4	493.1	467.9	0.860
September	128.5	54.30	20.30	155.0	149.5	389.6	368.9	0.867
October	79.1	40.40	15.10	103.3	98.1	258.1	243.5	0.858
November	43.0	23.70	9.50	64.4	57.3	145.5	135.9	0.768
December	34.4	18.70	4.30	57.4	47.2	119.8	110.9	0.704
Year	1431.9	608.30	14.79	1653.4	1570.9	4114.3	3894.8	0.858

Legends

GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_Grid	Energy injected into grid
T_Amb	Ambient Temperature	PR	Performance Ratio
GlobInc	Global incident in coll. plane		
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings		





5.3 Benefici Ambientali

Attenzione per l'ambiente

Ad oggi la produzione di energia elettrica è per la quasi totalità proveniente da impianti termoelettrici che utilizzano combustibili sostanzialmente di origine fossile. Quindi, considerando l'energia stimata come produzione del primo anno e la perdita di efficienza dello 0,45 % per i successivi, le considerazioni successive valgono per il ciclo di vita dell'impianto pari a 30 anni.

Risparmio sul combustibile

Un utile indicatore per definire il risparmio di combustibile derivante dall'utilizzo di fonti energetiche rinnovabili è il fattore di conversione dell'energia elettrica in energia primaria [TEP/MWh].

Questo coefficiente individua le T.E.P. (Tonnellate Equivalenti di Petrolio) necessarie per la realizzazione di 1 MWh di energia, ovvero le TEP risparmiate con l'adozione di tecnologie fotovoltaiche per la produzione di energia elettrica.

Sulla base dei coefficienti di conversione adottati da FIRE in relazione a quanto previsto al punto 13 della nota esplicativa della circolare MISE del 18 dicembre 2014 ed applicando il coefficiente relativo a "elettricità prodotta in loco da idraulico, eolico, fotovoltaico e geotermia, si ha:

$$55.568 \times 0,187 = \mathbf{10.391,216 \text{ T.E.P.}}$$

Emissioni evitate in atmosfera

Inoltre, l'impianto fotovoltaico consente la riduzione di emissioni in atmosfera delle sostanze che hanno effetto inquinante e di quelle che contribuiscono all'effetto serra.

Sulla base dei dati precedentemente riportati possiamo assumere che la riduzione di emissioni in atmosfera sarà pari a:

$$55.568.000 \text{ kWh} \times 0,47 \text{ kg/kWh} = 26.116.960 \text{ kg pari a circa } 26.117 \text{ tn di CO}_2.$$

6. DESCRIZIONE TECNICA INTERVENTO PROGETTUALE

6.1 Descrizione Tecnica Dell'Impianto Fotovoltaico

6.1.1 Descrizione e caratteristiche generali - impianto fotovoltaico

6.1.1.1 Descrizione generale

L'impianto fotovoltaico "EG DAFNE" in comune di Copparo (FE) di potenza in DC di 34.099,20 kWp e potenza di immissione massima pari a 27.000 kW è costituito da moduli fotovoltaici, dimensioni 1,303x2,172, in parte su strutture mobili mono assiali (trackers) singolarmente in verticale con tilt, pitch di 5,00 m per i trackers e 8,70 m per i fissi con le seguenti configurazioni:

- Strutture fisse da da 4x8, 4x16 e 4x32 moduli;
- Trackers da 1x96 e 1x 64 moduli;

distribuiti nei vari Sotto Campi come segue:

- *Sotto Campo "A":* 86 trackers da 96 moduli, 10 trackers da 64 moduli, 8 strutture fisse da 32x4 moduli per complessivi 9.920 moduli;
- *Sotto Campo "B":* solo strutture fisse con 17 strutture da 32x4 moduli, 6 da 4x16 e 5 da 4x8 per complessivi 2.720 moduli;
- *Sotto Campo "C":* 52 trackers da 96 moduli, 12 trackers da 64 moduli, 4 strutture fisse da 32x4 moduli, 3 da 4x16 e 4 da 4x8 per complessivi 6.592 moduli;
- *Sotto Campo "D":* 96 trackers da 96 moduli, 13 trackers da 64 moduli per complessivi 10.048 moduli;
- *Sotto Campo "E":* 15 trackers da 96 moduli e 30 trackers da 64 moduli, per complessivi 3.360 moduli;
- *Sotto Campo "F":* 103 trackers da 96 moduli e 18 trackers da 64 moduli, per complessivi 11.040 moduli;
- *Sotto Campo "G":* 127 trackers da 96 moduli e 15 trackers da 64 moduli, per complessivi 13.152 moduli;

L'impianto fotovoltaico prevede l'utilizzo di moduli fotovoltaici con potenza nominale di 590 Wp con celle fotovoltaiche in silicio monocristallino, i quali, tra le tecnologie attualmente disponibili in commercio presentano rendimenti di conversione più elevati.

I moduli fotovoltaici sono posizionati su struttura fissa e mobile; su struttura fissa orientata a sud ed inclinata con tilt fisso di 20°, su struttura mobile con asse di rotazione orientata verso sud e angolo di tilt variabile tra 0° e 60°. La inter-distanza delle file è calcolata a partire da una distanza minima in funzione del tilt dei moduli



in modo da non creare ombreggiamento tra le file all'altezza del sole nel mezzogiorno del solstizio d'inverno.

Le strutture supporta un modulo per i trackers in verticale e quattro moduli per i fissi fissati ad un asse di rotazione o a un telaio in acciaio zincato, che ne forma il piano d'appoggio, a sua volta opportunamente incernierato ad un palo, anch'esso in acciaio zincato, che sarà collocato tramite infissione diretta nel terreno. Questa tipologia di struttura evita in generale l'esecuzione di opere di calcestruzzo e faciliterà enormemente sia la costruzione che la dismissione dell'impianto a fine vita, diminuendo drasticamente le modifiche subite dal suolo.

Le stringhe fotovoltaiche, derivanti dal collegamento dei moduli, saranno da 36 moduli; il collegamento elettrico tra i vari moduli avverrà direttamente sotto le strutture con cavi esterni graffettati alle stesse. Le stringhe saranno disposte secondo file parallele e collegate direttamente a ciascun ingresso degli inverter distribuiti multistringa di marca INGETEAM di tipo string INGECON SUN 160-TL.

Gli inverter con potenza nominale di 141kVA ($\cos\phi=1$) e 203 kWp sono collocati in posizione baricentrica rispetto ai generatori, in modo tale da ridurre le perdite per effetto Joule sulle linee di bassa tensione in corrente continua, e sono caratterizzati dalle seguenti caratteristiche: elevata resa (12 MPPT con efficienza massima 99,1%, funzione anti-PID integrata, compatibilità con moduli bifacciali), gestione intelligente (funzione scansione curva IV e diagnosi, tecnologia senza fusibili con monitoraggio intelligente delle correnti di stringa), elevata sicurezza (protezione IP65/NEMA4 e classe C5 anticorrosione, SPD tipo II sia per CC che CA, conforme a norme di sicurezza e codici di rete globali IEC).

L'energia viene convertita negli inverters, trasformando la tensione da 1500Vcc (continua) a 800 Vca (alternata)e, e viene trasportata, con linee indipendenti per ciascun inverter, per mezzo di cavi BT a 800 V direttamente interrati alle cabine di trasformazione BT/MT che innalzano la tensione da 800 V a 30kV.

Ciascun inverter verrà collegato al quadro di parallelo inverter, collocato nello scomparto di bassa tensione nelle cabine di trasformazione nel locale, equipaggiato con dispositivi di generatore (interruttori automatici di tipo magnetotermico o elettronici a controllo di massima corrente e cortocircuito) per ciascuna linea inverter e un interruttore automatico generale di tipo magnetotermico per mezzo del quale verrà effettuato il collegamento con l'avvolgimento BT del trasformatore BT/MT. Le cabine di trasformazione sono della tipologia plug-and-play, pre-assemblate in fabbrica, trasportabile in sito pronte per essere installate e rappresentano una soluzione funzionale con un considerevole risparmio di tempo e di costi, dal momento che vengono fornite in campo già assemblate sia meccanicamente che elettricamente, nonché rapidità e facilità nella fase di smontaggio a fine vita utile dell'impianto. Le principali caratteristiche delle cabine di trasformazione sono: trasformatori BT/MT 0,80/30 kV con potenza da 3.125 a 3400 kVA (Vcc% 6%, ONAN,

Dy11, IP54), quadro MT da 36kV 16kA conformi alla norma IEC 62271 isolati in gas sigillato ermeticamente a semplice manutenzione, quadro BT con interruttori e fusibili di protezione.

All'interno di ciascuna cabina di trasformazione è predisposto un quadro elettrico di media tensione, cella di arrivo linea e cella di protezione con un interruttore automatico con protezione 50, 51 e 51N per la protezione dei montanti di media tensione di alimentazione dei trasformatori, un sezionatore di linea sotto carico interbloccato con un sezionatore di terra, eventuali gruppi di misura dell'energia prodotta, un trasformatore per i servizi ausiliari.

Sarà realizzato un impianto di terra per la protezione dai contatti indiretti e sovratensione impulsiva al quale saranno collegate tutte le strutture metalliche di sostegno e le armature dei prefabbricati oltre che tutte le masse dei componenti elettrici di classe I. L'impianto fotovoltaico così descritto sarà dotato di sistema di monitoraggio e controllo dell'impianto, impianto di illuminazione perimetrale e area cabine, impianto antintrusione (videosorveglianza, allarme e gestione accessi).

Le varie cabine di trasformazione BT/MT saranno raggruppate in dorsali MT: due dorsali ciascuno per i Sotto Campi A e D, una dorsale per i Sotto campi B e C, una dorsale per il Sotto campo C, tre dorsali per i Sotto Campi F e G che confluiranno nella cabina di ricezione di campo del sito, per mezzo di linee elettriche in cavo interrato elettrificati a 30 kV che andrà ad innestarsi sulla corrispondente cella di arrivo linea del quadro elettrico di distribuzione in media tensione installato all'interno della cabina di ricezione di campo.

La cabina di ricezione del campo sarà localizzata su Via Bruno Rossi in posizione baricentrica rispetto ai Sotto Campi dove parte il cavidotto interrato di connessione in MT con i relativi cavi in fibra ottica di comunicazione dati alla Stazione Utente in prossimità della CP Enel 132 kV Codigoro e della nuova SE Terna di rete 380/132 kV. La stazione elettrica effettua la conversione 30/132kV e per mezzo di un cavidotto interrato in AT collega la Cabina Utente la futura stazione RTN 380/132 kV "Codigoro".

6.1.1.2 Elenco caratteristiche tecniche

Dati caratteristiche tecniche generali:

La centrale fotovoltaica avrà le seguenti caratteristiche generali:

- potenza fotovoltaica di 34.099,20 kWp;
- potenza apparente inverter prevista di 41.615 kVA
- potenza nominale disponibile (immissione in rete) pari a 27.000 kW
- produzione annua stimata: 55.568 MWh
- superficie disponibile: 54,23 ettari

- superficie occupata: 18,15 ettari
- viabilità interna al campo: 1,88 ha
- moduli FV (superficie netta): 16,08 ha
- cabine: 1,85 ha
- basamenti (pali ill. e videosorveglianza): 201 mq
- superficie mitigazione a verde (siepe): ~18.800 mq

Dati caratteristiche tecniche elettromeccaniche:

Il generatore fotovoltaico nella sua totalità tra i due siti sarà costituito da:

- n. 56.832 moduli fotovoltaici da 600 Wp;
- n. 29 strutture fisse da 4x32 moduli in orizzontale, 9 strutture fisse da 4x16 moduli in verticale e 9 strutture fisse da 4x8 moduli in orizzontale con le seguenti caratteristiche dimensionali:
 - ancoraggio a terra in pali in acciaio zincato infissi direttamente nel terreno senza fondazioni o plinti;
 - altezza minima da terra dei moduli 50 cm;
 - altezza massima da terra dei moduli $2,381\pm 0.3$ m;
 - pitch 8,7m;
 - tilt 20°.
- 479 strutture mobili mono assiali-trackers- da 1x96 moduli in verticale e 98 strutture mobili mono assiali-trackers- da 1x64 moduli in verticale, con le seguenti caratteristiche dimensionali:
 - ancoraggio a terra in pali in acciaio zincato infissi direttamente nel terreno senza fondazioni o plinti;
 - altezza minima da terra dei moduli 50 cm;
 - altezza massima da terra dei moduli $2,701\pm 0.3$ m;
 - pitch 5,0 m;
 - tilt compreso tra 0° e 60°
- n. 205 string-inverter INGECON SUN 160-TL che possono lavorare in conformità alle prescrizioni presenti del Codice di Rete, con configurazione illustrata nella sezione inverter.

Nell'impianto saranno inoltre presenti complessivamente:

- n. 12 cabine di trasformazione: trattasi di cabine prefabbricate, oppure container delle stesse dimensioni, ciascuna con superficie lorda complessiva pari a 6,058x2,896 mm ed altezza pari a 2,44 m costituite da più vani e al loro interno saranno installati:
 - trasformatore MT/BT;
 - quadro media tensione;
 - trasformatore per i servizi ausiliari;
 - quadri BT.

- n. 12 cabine storage per accumulo energia (BESS): trattasi di cabine prefabbricate, oppure container delle stesse dimensioni, ciascuna con superficie lorda complessiva pari a 12,192x2,896 mm ed altezza pari a 2,44 m costituite da più vani e al loro interno saranno installati:
 - serie di batterie agli ioni di litio tipo LIFePO4
 - trasformatore MT/BT;
 - quadro media tensione;
 - quadri MT/BT;
 - sezionatori.

- n. 1 cabina di ricezione MT e controllo: cabina prefabbricata avente volumetria lorda complessiva pari a 33000x6500x4000 mm, al loro interno saranno installati:
 - Locale Distribuzione con quadro di distribuzione di media tensione, trasformatore ausiliario MT/BT e quadro per i servizi ausiliari della centrale;
 - Locale Monitoraggio e Controllo con la componentistica dei sistemi ausiliari e monitoraggio;
 - rete elettrica interna a media tensione 30 kV per il collegamento tra le varie cabine di trasformazione e le cabine di ricezione;
 - rete elettrica interna a 1500V tra i moduli fotovoltaici e gli inverter
 - rete elettrica interna a 800V tra gli inverter e le cabine di trasformazione;
 - impianto di terra (posizionato lungo le trincee dei cavi di potenza) e maglia di terra delle cabine;

Dati caratteristiche tecniche civili:

Tutte le opere civili necessarie alla corretta collocazione degli elementi dell'impianto e al fine di garantire la fruibilità in termini di operazione e mantenimento dell'impianto nell'arco della sua vita utile:

- recinzione perimetrale a maglia metallica plastificata pari a ca. 1,90 ml dal terreno con circa 15 cm come misura di mitigazione ambientale, con pali in legno castagno infissi 100 cm;
- viabilità interna al parco larghezza tra 3 e 5 metri realizzata con un materiale misto cava di cava o riciclato spessore ca. 30-50cm;
- minima regolarizzazione del piano di posa dei componenti dell'impianto fotovoltaico (strutture e cabinati) in ogni caso con quote inferiori a 1 metro al fine di non introdurre alterazioni della naturale pendenza del terreno;
- scavi a sezione ampia per la realizzazione della fondazione delle cabine elettriche e della viabilità interna e a sezione ristretta per la realizzazione delle trincee dei cavidotti MT, BT e ausiliari, in ogni caso inferiori a 1 metro;
- canalizzazioni all'ingresso delle cabine, cavi inverter e cabine, cavi perimetrali per i sistemi ausiliari;
- basamenti dei cabinati (cabine di trasformazione BT/MT e cabine di ricezione) e plinti di fondazione delle palificazioni per illuminazione, videosorveglianza perimetrale e recinzione;
- pozzetti per le canalizzazioni perimetrali e gli accessi nelle cabine di trasformazione;
- opere di inerbimento del terreno nudo e piantumazione fascia arborea di protezione e separazione con l'installazione di adeguato impianto di irrigazione;
- eventuali drenaggi in canali aperti a sezione ristretta, a protezione della viabilità interna e delle cabine, nel caso si riscontrassero basse capacità drenanti delle aree della viabilità interna o delle aree di installazione delle cabine.

Dati caratteristiche tecniche sistemi ausiliari:

I sistemi ausiliari che saranno realizzati sono:

- sistema di controllo e monitoraggio impianto fotovoltaico;
- sistema antintrusione lungo l'anello perimetrale ed in prossimità dei punti di accesso e cabine, costituito da un sistema di videosorveglianza con telecamere fisse poste su pali in acciaio, da un sistema di allarme a barriere microonde (RX-TX di circa 60 m) con centralina di gestione degli accessi;



- sistema di illuminazione con fari LED 100W con riflettore con ottica antinquinamento luminoso posti su pali in acciaio, lungo l'anello perimetrale ed in prossimità dei punti di accesso e cabine;
- rete elettrica interna a bassa tensione per l'alimentazione dei servizi ausiliari di centrale (illuminazione perimetrale, controllo, etc.).
- rete telematica interna per la trasmissione dei dati del campo fotovoltaico;
- rete idrica per l'irrigazione della fascia arborea di mitigazione del verde.

6.1.1.3 Configurazione elettrica

La configurazione dell'impianto sarà la seguente:



FIGURA 6: CONFIGURAZIONE SOTTO CAMPI A-B-C



FIGURA 7 – CONFIGURAZIONE SOTTO CAMPI D-E-F-G

6.1.1.4 Elementi costituenti l'impianto fotovoltaico

Gli elementi principali dell'impianto fotovoltaico, in termini di componenti e opere, possono essere così riassunti e verranno dettagliati nei successivi paragrafi.

Componenti e opere elettromeccaniche

- moduli fotovoltaici;

- struttura di fissaggio moduli e inverter;
- inverter;
- cabine di trasformazione MT/BT (con i trasformatori e quadri di protezione e distribuzione);
- Storage (con accumulatori di energia)
- cabine di ricezione (con quadri di protezione, distribuzione e misura MT dell'impianto) e controllo;
- cavi elettrici e canalizzazioni di collegamento;
- terminali e le derivazioni di collegamento;
- impianto di terra;

Componenti e opere civili

- recinzione perimetrale;
- viabilità interna e esterna;
- movimentazione di terra;
- scavi e trincee;
- cabinati;
- basamenti e opere in calcestruzzo;
- pozzetti e camerette;
- drenaggi e regimazione delle acque meteoriche
- opere di verde

Componenti e opere servizi ausiliari

- sistema di monitoraggio;
- sistema antintrusione (videosorveglianza, allarme e gestione accessi);
- sistema di illuminazione;
- sistema idrico;

6.1.2 Componenti e opere elettromeccaniche

6.1.2.1 Moduli fotovoltaici

La scelta dei moduli deve garantire il grado di assoluta affidabilità, durabilità e rendimento anche in funzione delle temperature medie del sito di intervento. Selezione di fornitura moduli attuata tra fornitori con rating Tier-1.

I moduli saranno con celle di silicio monocristallino o policristallino con composizione vetro-tedlar con cornice, J-box sul retro con impiego di vetro temperato, resine EVA, strati impermeabili e cornice in alluminio. La scatola di giunzione, avente grado di protezione IP68, contiene i diodi di by-pass che garantiscono la protezione delle celle dal fenomeno di hotspot.

I cavi forniti a corredo saranno del tipo pre cablati sez min 4 mm² completi di connettori pre innestati tipo MC4 o similari. Ogni modulo sarà corredato di diodi bypass per minimizzare la perdita di potenza per fenomeni di ombreggiamento.

I moduli fotovoltaici saranno dotati di un'etichetta segnaletica contenente nome del fabbricante, numero del modello, potenza in Wp e numero di serie. Devono essere certificati secondo IEC 61215 e IEC 61730 rilasciate da laboratori accreditati secondo la norma ISO/IEC 17025 e avere Classe di isolamento Safety Class II e della Direttiva CEE 89/392.

Il collegamento meccanico tra i vari moduli e tra questi e le strutture metalliche secondarie di sostegno, verranno effettuati mediante profili in alluminio anodizzato con bulloneria in acciaio inossidabile o zincato.

La consistenza dei singoli campi elettrici, quindi numero dei moduli collegati in serie per costituire le singole stringhe e numero di stringhe collegate in parallelo all'interno dei rispettivi inverter, sono riportati negli elaborati grafici.

Il modulo fotovoltaico previsto, che può variare in base alla disponibilità del mercato, è il modello Trina VERTEX (o analoghi modelli di fornitori Tier 1) con potenza nominale di 590 Wp di dimensioni pari a 2.172x1.030x40 mm con caratteristiche analoghe a quelle riportate nella seguente specifica tecnica:

Preliminary
Mono Multi Solutions

Vertex

BIFACIAL DUAL GLASS MONOCRYSTALLINE MODULE

PRODUCT: TSM-DEG20C.20

PRODUCT RANGE: 580-600W

600W+

MAXIMUM POWER OUTPUT

0~+5W

POSITIVE POWER TOLERANCE

21.2%

MAXIMUM EFFICIENCY

- ### High customer value

 - Lower LCOE (Levelized Cost Of Energy), reduced BOS (Balance of System) cost, shorter payback time
 - Lowest guaranteed first year and annual degradation;
 - Designed for compatibility with existing mainstream system components
 - Higher return on investment
- ### High power up to 600W

 - Up to 21.2% module efficiency with high density interconnect technology
 - Multi-busbar technology for better light trapping effect, lower series resistance and improved current collection
- ### High reliability

 - Minimized micro-cracks with innovative non-destructive cutting technology
 - Ensured PID resistance through cell process and module material control
 - Resistant to harsh environments such as salt, ammonia, sand, high temperature and high humidity areas
 - Mechanical performance up to 5400 Pa positive load and 2400 Pa negative load
- ### High energy yield

 - Excellent IAM (Incident Angle Modifier) and low irradiation performance, validated by 3rd party certifications
 - The unique design provides optimized energy production under inter-row shading conditions
 - Lower temperature coefficient (-0.34%) and operating temperature
 - Up to 25% additional power gain from back side depending on albedo

Trina Solar's Vertex Bifacial Dual Glass Performance Warranty

Years	Guaranteed Power (%)
0	98.0%
30	85.0%

Comprehensive Products and System Certificates

IEC61215/IEC61730/IEC61701/IEC62716/UL61730

ISO 9001: Quality Management System

ISO 14001: Environmental Management System

ISO 14064: Greenhouse Gases Emissions Verification

ISO 45001: Occupational Health and Safety Management System

FIGURA 8: MODULO FOTOVOLTAICO-CARATTERISTICHE TECNICHE

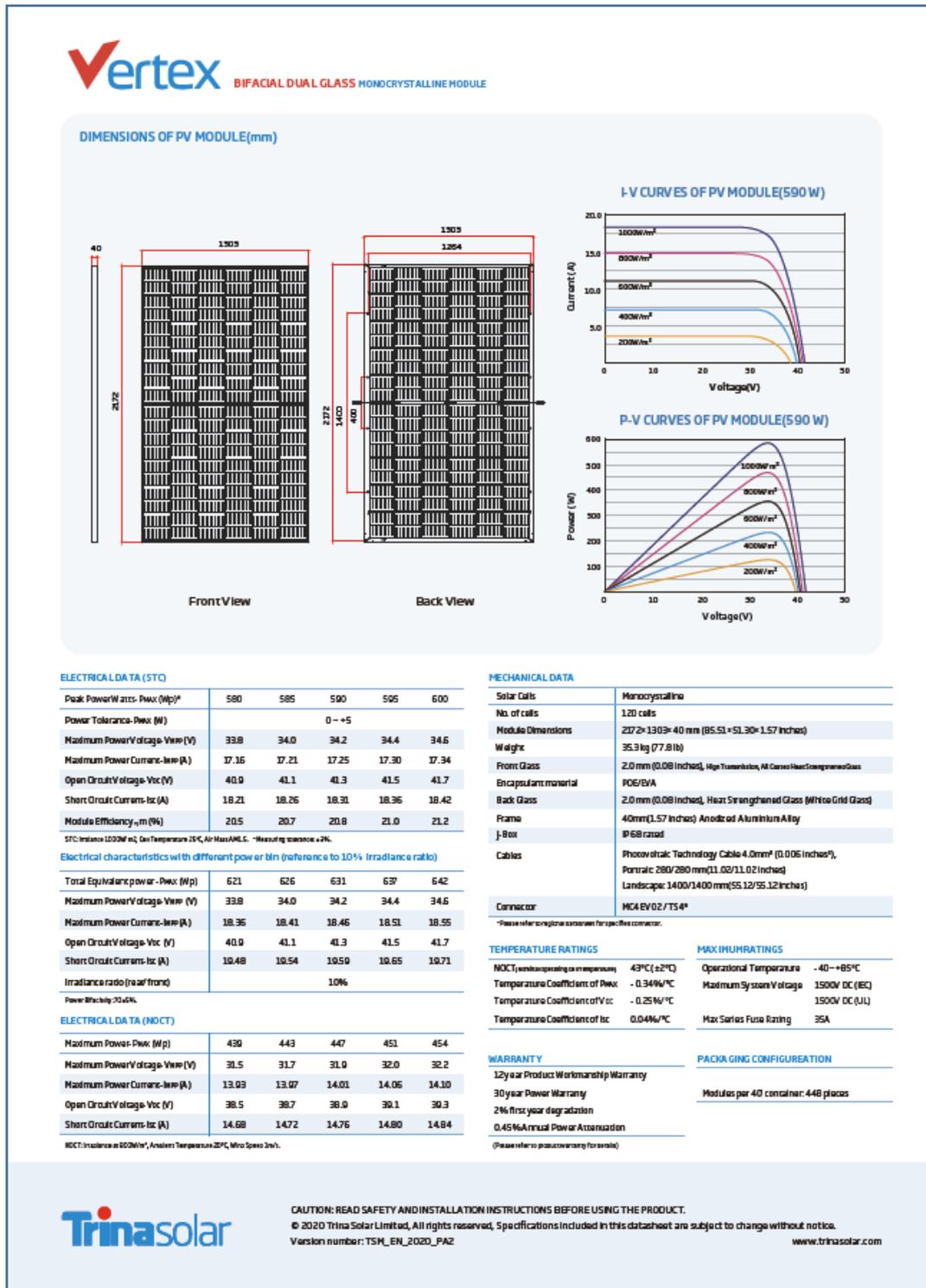


FIGURA 9: MODULO FOTOVOLTAICO-CARATTERISTICHE TECNICHE

6.1.2.2 Strutture di fissaggio

La struttura di sostegno dei moduli fotovoltaici sarà di tipo fisso, in acciaio zincato a caldo, adeguatamente dimensionati e ancorati al terreno con un sistema di vitoni o infissi nel terreno o tramite pali battuti. Come tipologia saranno mono palo per gli inseguitori mono assiali e bi palo per le strutture fisse, in base alla disponibilità di prodotto, soluzioni del tutto equivalenti da un punto di vista geologico e parimente utilizzabili.

Sono strutture completamente adattabile alle dimensioni del pannello fotovoltaico, alle condizioni geotecniche del sito ed alla quantità di spazio di installazione disponibile e l'intero sistema di supporto dei moduli è dimensionato in modo tale da resistere alle sollecitazioni dovute al carico vento e neve e alle sollecitazioni sismiche.

Saranno realizzate montando profili speciali in acciaio zincato a caldo, imbullonati mediante staffe e pezzi speciali. Le travi portanti orizzontali, posate su longheroni agganciati direttamente ai sostegni verticali, formeranno i piani inclinati per l'appoggio dei moduli con un tilt (angolo) fisso pari a 25° per il sito in oggetto.

Si compongono in generale dei seguenti elementi:

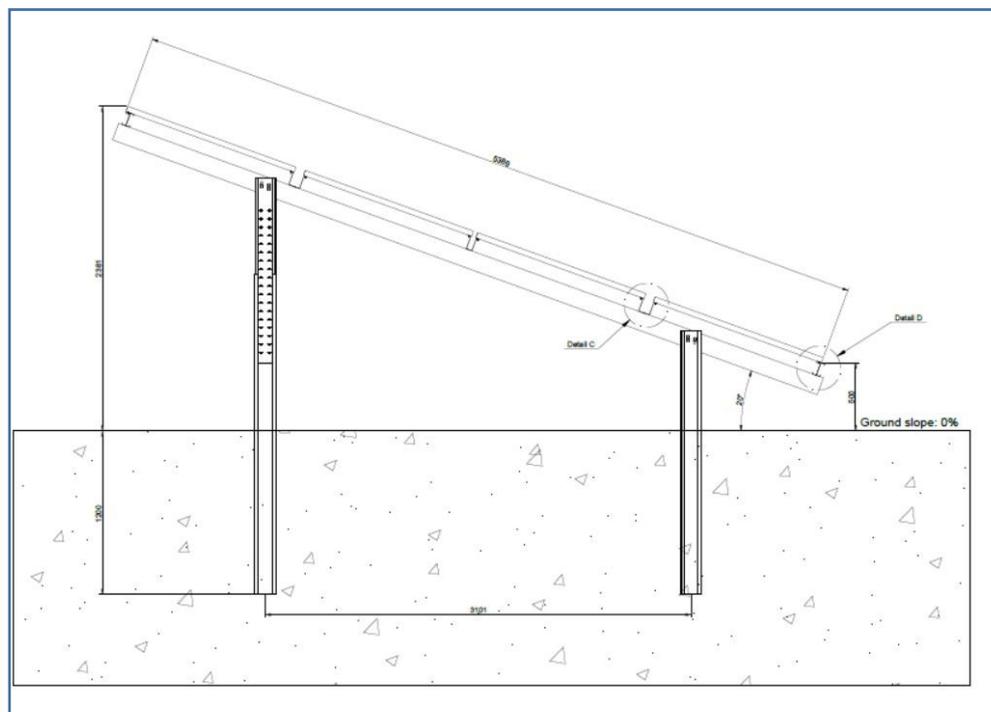


FIGURA 10: POSIZIONAMENTO DEI MODULI SU STRUTTURE FISSE

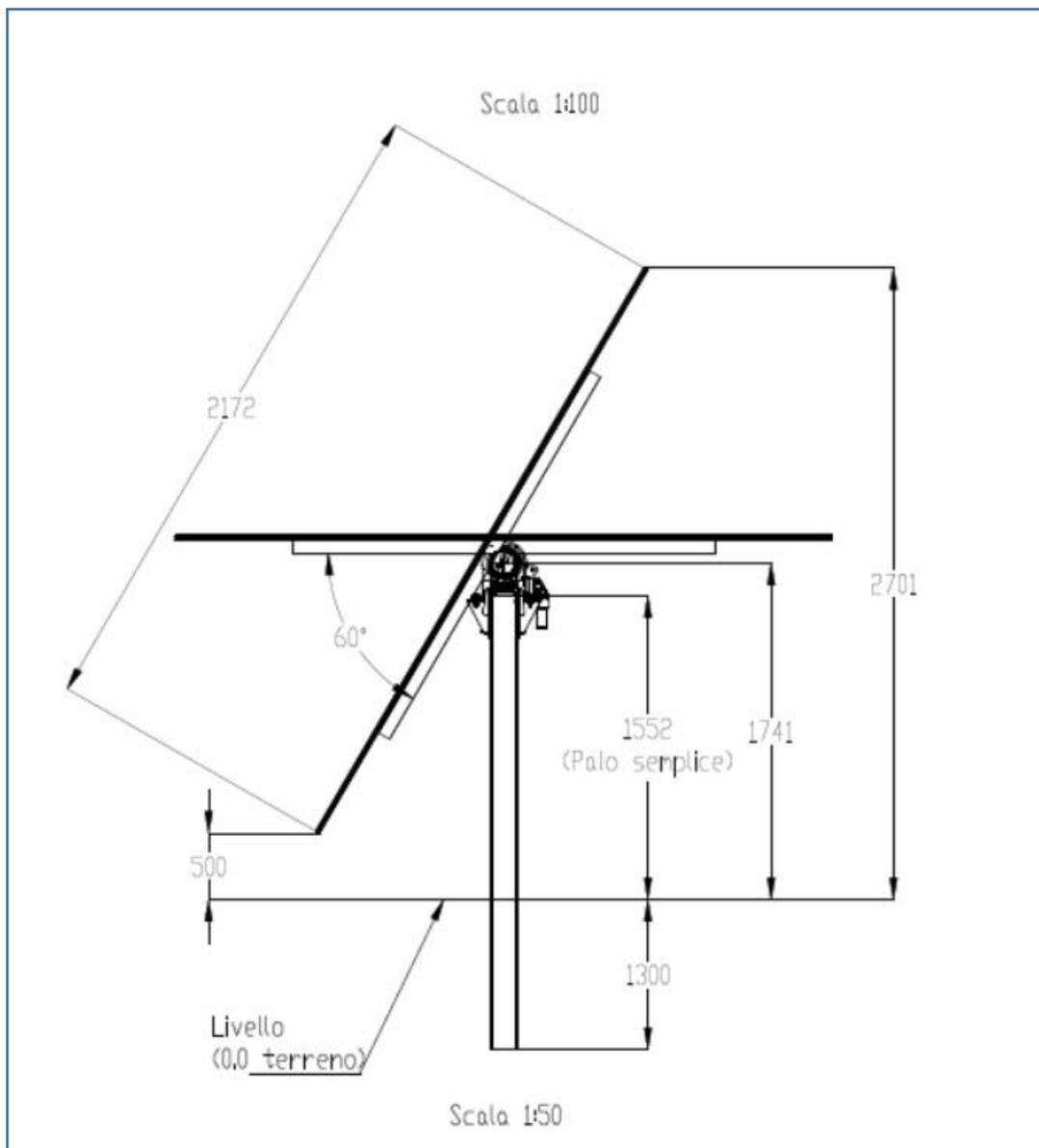


FIGURA 11: POSIZIONAMENTO DEI MODULI SU TRACKERS

Componenti meccanici della sottostruttura:

- (1) pali di lunghezza variabile in base alle caratteristiche geotecniche dell'area di infissione, generalmente caratterizzate da infissione nel suolo variabili tra 1.5 e 2.5 metri per le monopalo e tra 1,2 e 2 per le bipalo (la dimensione finale sarà calcolata in sede di progettazione esecutiva in base alle prove di estrazione e alle caratteristiche tecniche delle strutture);
- (2) testa palo in acciaio zincato a caldo;
- (3) corrente e profilo di supporto in acciaio zincato a caldo;
- (4) profili di supporto moduli, in acciaio zincato a caldo;

(5) morsetti per l'ancoraggio dei moduli ai profili.

Per quanto riguarda i pali di supporto collocati nel terreno, in fase esecutiva potrebbero essere adottati degli accorgimenti puntuali di protezione, in alcune aree soggette a erosione da scorrimenti meteorici superficiali o caratterizzate da terreni con caratteristiche geotecniche non idonee alla tipologia di palo ad infissione.

Saranno installati in totale:

- 479 TRACKERS da 96 moduli e 98 TRACKERS da 64 moduli;
- 19 strutture fisse con configurazione 4x32; 9 con configurazione 4x16 e 9 con configurazione 4x8;
- Caratteristiche Trackers; tilt 0°/60°
- Caratteristiche di installazione fisse: tilt 20 °, azimut 0.



FIGURA 12: CAMPO CON 4 MODULI IN ORIZZONTALE SU STRUTTURA FISSA



FIGURA 13: ISTALLAZIONE CON 4 MODULI IN ORIZZONTALE SU STRUTTURA FISSA



FIGURA 14: CAMPO CON SINGOLO MODULO IN VERTICALE SU INSEGUITORE



FIGURA 15 – INSTALLAZIONE SU INSEGUITORE MONO ASSIALE CON SINGOLO MODULO

6.1.2.3 Inverter

L'inverter è sostanzialmente il gruppo di conversione è idoneo al trasferimento della potenza dal generatore fotovoltaico alla rete, in conformità ai requisiti normativi tecnici e di sicurezza applicabili. I valori della tensione e della corrente di ingresso del gruppo di conversione sono compatibili con quelli del generatore fotovoltaico, mentre i valori della tensione e della frequenza in uscita sono compatibili con quelli della rete alla quale viene connesso l'impianto.

Nel presente progetto si considerano 2 scenari per quanto riguarda i sistemi di condizionamento della potenza (inverter) in modo da adattarsi alle migliori condizioni di mercato e ai requisiti della rete di immissione.

Il primo scenario contempla l'utilizzo di string-inverter:

Lo string-inverter è ubicato alla fine di una fila di tracker e fissato sul palo. L'inverter è installato all'aperto, e utilizza un sistema di raffreddamento ad aria "smart air



cooling” in modo da mantenere la temperatura interna nel range che evita un derating della potenza della macchina ed un veloce invecchiamento dei componenti elettronici.

Tutti gli inverter individuati per il progetto in esame sono di marca INGETEAM di tipo string INGECON SUN 160-TL, il design di impianto sarà tale per cui tutti gli inverter avranno la medesima taglia di potenze. Gli inverter selezionati sono del tipo string, con potenza nominale alla condizione di test standard di 141 kVA ($\cos\phi = 1$). Pertanto, l’inverter string gestisce un elevato numero di stringhe e di moduli; l’eventuale guasto di una delle macchine presenti avrebbe come conseguenza l’off line di una porzione significativa dell’intero generatore fotovoltaico.

Nella pagina che segue si riporta la scheda tecnica del prodotto:

160TL						
Valores de Entrada (DC)						
Rango pot. campo FV recomendado	95 - 136 kWp	113 - 162,5 kWp	141 - 203 kWp	148 - 213 kWp	153,5 - 220 kWp	162 - 233,5 kWp
Rango de tensión MPP ²⁾	576 - 1.250 V	692 - 1.250 V	864 - 1.250 V	908 - 1.250 V	936 - 1.250 V	994 - 1.250 V
Tensión máxima ²⁾	1.500 V					
Corriente máxima ³⁾	168 A					
Corriente de cortocircuito	250 A					
Entradas (STD / PRO)	1 / 20					
MPPT	1					
Valores de Salida (AC)						
Potencia nominal a 25 °C / 40 °C / 50 °C	92,8 kW / 85,9 kW / 83,8 kW	111,4 kW / 103,1 kW / 100,6 kW	139,3 kW / 128,9 kW / 125,8 kW	146,2 kW / 135,3 kW / 132 kW	150,9 kW / 139,6 kW / 136,2 kW	160,1 kW / 148,2 kW / 144,6 kW
Corriente máxima a 25 °C / 40 °C / 50 °C	134 A / 124 A / 121 A					
Tensión nominal	400 V	480 V	600 V	630 V	650 V	690 V
Frecuencia nominal	50 / 60 Hz					
Tipo de red	IT					
Factor de Potencia	1					
Factor de Potencia ajustable ⁴⁾	St. 0 - 1 (capacitivo / inductivo)					
THD ⁵⁾	<3%					
Rendimiento						
Eficiencia máxima	99,1%					
Euroeficiencia	98,7%					
Datos Generales						
Sistema de refrigeración	Ventilación forzada					
Caudal de aire	570 m ³ /h					
Consumo en stand-by	20 W					
Consumo nocturno	1 W					
Temperatura de funcionamiento	-25 °C a 60 °C					
Humedad relativa (sin condensación)	0 - 100%					
Grado de protección	IP65 / NEMA 4					
Interruptor diferencial	Si					
Altitud máxima	4.000 m					
Conexión	AC: Máxima sección: 240 mm ² (un cable) Conexión DC (PRO): 6 mm ² (20 pares de conectores PV-Stick) Permitido el cableado en cobre y aluminio, tanto en DC como en AC					
Marcado	CE					
Normativa EMC y de seguridad	EN 61000-6-1, EN 61000-6-2, EN 61000-6-3, EN 61000-6-4, EN 61000-3-2, EN 61000-3-3, EN 61000-3-11, EN 61000-3-12, EN 62109-1, EN 62109-2, IEC62103, EN 50178, FCC Part 15, IEC60068-2-1:2007, IEC60068-2-2:2007, IEC60068-2-14:2009, IEC60068-2-30:2005, IEC62116, IEC61683 y EN50530					
Normativa de conexión a red	DIN V VDE V 0126-1-1, Arrêté du 23 avril 2008, EN 50438, EN 50439, EN 50549, CEI 0-21, CEI 0-16 VDE-AR-N 4105:2011-08, G59/3, P.D.12.3, AS4777.2, BDEW, IEC 62116, IEC 61727, UNE 206007-1, ABNT NBR 16149, ABNT NBR 16150, Brazilian Grid Code, South African Grid Code, Chilean Grid Code, DEWA 2.0, Jordanian Grid Code, Thailand MEA & PEA requirements					
<p>Notas: ¹⁾ V_{MPP,min} es para condiciones nominales (V_{AC}=1 p.u. y Factor de potencia=1). V_{MPP,min} dependerá de la tensión de red (V_{AC}), de acuerdo con esta relación: V_{MPP,min}=1.44*V_{AC}. ²⁾ El inversor no entra en funcionamiento hasta que V_{dc} <1.425 V ³⁾ La corriente máxima por conector FV es 20 A para la versión PRO. ⁴⁾ Rango de ajuste extendido para puntos de trabajo nominales. ⁵⁾ Para potencia y tensión AC nominales de acuerdo con la norma IEC 61000-3-4.</p>						
<p>Rendimiento INGECON® SUN 160TL [600 Vac] Vdc = 1.075 V</p>						
<p>Dimensiones y pesos (mm)</p> <p>160TL STD 75 kg. 160TL PRO 78 kg.</p>						

FIGURA 16 – SCHEDA TECNICA STRING - INVERTER



Il secondo scenario contempla l'utilizzo di inverter centrali:

Gli inverter centrali sono posizionati in un edificio prefabbricato e dotato di ventilazione forzata in modo da mantenere la temperatura interna nel range che evita un derating della potenza della macchina ed un veloce invecchiamento dei componenti elettronici.

Nelle pagine seguenti si riportano una immagine e la scheda tecnica del prodotto:

SG3125HV-MV-30/ SG3400HV-MV-30

Preliminary

SUNGROW
Clean power for all

Turnkey Station for 1500 Vdc System MV Transformer Integrated



HIGH YIELD

- Advanced three-level technology, max. inverter efficiency 99%

EASY O&M

- Integrated zone monitoring and MV parameters monitoring function for online analysis and trouble shooting
- Modular design, easy for maintenance
- Convenient external touch screen

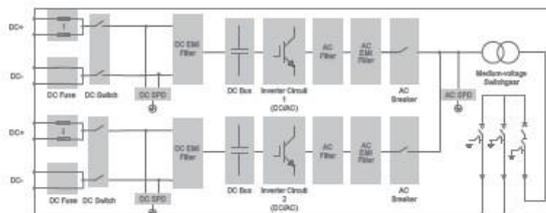
SAVED INVESTMENT

- Low transportation and installation cost due to 20-foot container design
- DC 1500V system, low system cost
- Integrated MV transformer, switchgear, and LV auxiliary power supply
- Q at night function optional

GRID SUPPORT

- Compliance with standards: IEC 61727, IEC 62116
- Low / High voltage ride through (L / HVRT)
- Active & reactive power control and power ramp rate control

CIRCUIT DIAGRAM



EFFICIENCY CURVE (SG3125HV-30)

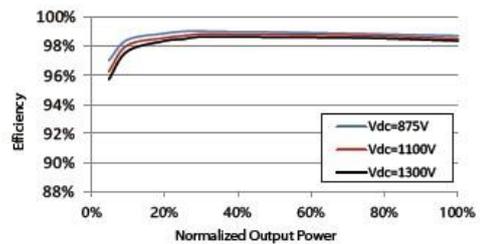


FIGURA 17: IMMAGINE DEL PRODOTTO

SG3125HV-MV-30/SG3400HV-MV-30

Type designation	SG3125HV-MV-30	SG3400HV-MV-30
Input (DC)		
Max. PV input voltage	1500 V	
Min. PV input voltage / Start-up input voltage	875 V / 915 V	
MPP voltage range for nominal power	875 – 1300 V	
No. of independent MPP inputs	2	
No. of DC inputs	18 / 22 / 24 / 28 (max. 24 for floating system)	
Max. PV input current	3997 A	
Max. DC short-circuit current	10000 A	
PV array configuration	Negative grounding or floating	
Output (AC)		
AC output power	3125 kVA @ 50 °C / 3437 kVA @ 45 °C	3437 kVA @ 45 °C
Max. inverter output current	3308 A	
AC voltage range	20 kV – 35 kV	
Nominal grid frequency / Grid frequency range	50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 65 Hz	
THD	< 3 % (at nominal power)	
DC current injection	< 0.5 % In	
Power factor at nominal power / Adjustable power factor	> 0.99 / 0.8 leading – 0.8 lagging	
Feed-in phases / connection phases	3 / 3	
Efficiency		
Inverter max. efficiency	99.0%	
Inverter Euro. efficiency	98.7%	
Transformer		
Transformer rated power	3125 kVA	3437 kVA
Transformer max. power	3437 kVA	3437 kVA
LV / MV voltage	0.6 kV / (20 – 35) kV	
Transformer vector	Dy11	
Transformer cooling type	ONAN (Oil-natural, air-natural)	
Oil type	Mineral oil (PCB free) or degradable oil on request	
Protection		
DC input protection	Load break switch + fuse	
Inverter output protection	Circuit breaker	
AC MV output protection	Circuit breaker	
Overvoltage protection	DC Type I + II / AC Type II	
Grid monitoring / Ground fault monitoring	Yes / Yes	
Insulation monitoring	Yes	
Overheat protection	Yes	
Q at night function	Optional	
General Data		
Dimensions (W*H*D)	6058 * 2896 * 2438 mm	
Weight	15 T	
Degree of protection	IP54 (Inverter: IP65)	
Auxiliary power supply	5 kVA (optional: max. 40 kVA)	
Operating ambient temperature range	-35 to 60 °C (> 50 °C derating)	-35 to 60 °C (> 45 °C derating)
Allowable relative humidity range (non-condensing)	0 – 100 %	
Cooling method	Temperature controlled forced air cooling	
Max. operating altitude	1000 m (standard) / > 1000 m (optional)	
Display	Touch screen	
Communication	Standard: RS485, Ethernet; Optional: optical fiber	
Compliance	CE, IEC 62109, IEC 61727, IEC 62116	
Grid support	Q at night function (optional), L/HVRT, active & reactive power control and power ramp rate control	

FIGURA 18: SCHEDA TECNICA DEL PRODOTTO

6.1.2.4 Cablaggio interno ai capi fotovoltaici

Il cablaggio interno al campo fotovoltaico relativo alla parte di potenza del sistema prevede tre tipologie di connessioni: la prima collega le stringhe ai combiner box posti in campo, la seconda prevede il collegamento tra i combiner box e le trasformer station, la terza ed ultima tipologia riguarda l'anello di media tensione che inizia e termina in corrispondenza della cabina di consegna.

STRINGA/INVERTER

Normalmente sono posati a portata di mano, posti all'esterno e sottoposti agli agenti atmosferici. Occorre pertanto che siano in grado di resistere alle sollecitazioni meccaniche e atmosferiche cui possono essere sottoposti durante l'esercizio.

Generalmente si utilizzano cavi solari del tipo FG21M21 per cablare i moduli di una stringa e cavi ordinari posati all'interno di tubi protettivi per gli altri collegamenti del circuito in c.c.

DESCRIZIONE

Cavo unipolare flessibile stagnato per collegamenti di impianti fotovoltaici. Isolamento e guaina realizzati con mescola elastomerica senza alogeni non propagante la fiamma.

Conduttore

Corde flessibile di rame stagnato, classe 5

Isolante

HEPR - tipo G21

Guaina esterna

Mescola elastomerica reticolata senza alogeni tipo M21

Colore anime

Nero

Colore guaina

Blu, rosso, nero

CARATTERISTICHE TECNICHE

Tensione massima: 1800 V c.c. - 1200 V c.a.

Temperatura massima di esercizio: 90°C

Temperatura minima di esercizio: -40°C

Temperatura minima di posa: -40°C

Temperatura massima di corto circuito: 250°C

Sforzo massimo di trazione: 15 N/mm²

Raggio minimo di curvatura: 4 volte il diametro esterno massimo

CONDIZIONI DI IMPIEGO

Per l'interconnessione di elementi di impianti fotovoltaici. Adatti per l'installazione fissa all'esterno e all'interno, entro tubazioni in vista o incassate o in sistemi chiusi simili. Adatti per la posa direttamente interrata o entro tubo interrato.

Per il dimensionamento del cavo, la tensione nominale (fornita dal costruttore) deve essere coordinata con quella del campo FV; assumendo come tensione nominale del circuito in c.c. la tensione di stringa a vuoto incrementata cautelativamente del 20%, la scelta del cavo va effettuata in modo tale da rispettare la condizione:

$1,2 U_{ocstringa} \leq 1,5 \cdot U_o$ nel caso di sistemi floating o con un polo a terra

$1,2 U_{oc stringa} \leq 1,5 \cdot U$ nel caso di sistemi con punto centrale a terra

dove:

✓ $U_{oc stringa}$ è la tensione a vuoto di stringa [V];

✓ U_o è la tensione di isolamento verso terra del cavo, dichiarata dal costruttore [V];

✓ U è la tensione di isolamento tra due conduttori isolati qualsiasi nel cavo, dichiarata dal costruttore [V].

Scelto il tipo di cavo da utilizzare si procede al dimensionamento della sezione applicando il criterio termico.

In accordo al criterio termico, la sezione S di un cavo è scelta tra quelle che, nelle condizioni di posa previste dal progetto, assicurano una portata del cavo I_z non inferiore alla corrente di impiego I_B del circuito.

Nel circuito in corrente continua, la corrente di impiego è pari a:

$I_B = 1,25 \cdot I_{sc}$ per il cavo della singola stringa;

Ai fini del corretto dimensionamento occorre verificare che:

$I_B \leq I_z = I_o \cdot K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \cdot K_4$

dove:

- I_o è la portata del cavo in condizioni standard, il cui valore è deducibile dalle tabelle della norma CEI-UNEL 35024/1 e 35026 per i cavi ordinari, o fornito direttamente dal costruttore nel caso di cavi solari;
- K_1 , K_2 , K_3 e K_4 sono dei fattori di correzione da applicare qualora le condizioni di posa siano diverse da quelle standard:
 - K_1 fattore di correzione per temperatura di posa diversa da quella standard;
 - K_2 fattore di correzione per gruppi di più circuiti installati nello stesso cavidotto;

- K_3 fattore di correzione per cavi interrati per profondità di interrimento diversa da quella standard;
- K_4 fattore di correzione per resistività termica del terreno diversa da quella standard.

I valori K_2 , K_3 e K_4 sono deducibili dalle suddette norme.

Il valore di K_1 invece si calcola con la seguente espressione:

$$K_1 = \sqrt{[(\theta_s - \theta_a) / (\theta_s - \theta_0)]}$$

in cui:

- θ_s è la temperatura di funzionamento ininterrotto del cavo, pari a 70°C per cavi ordinari in PVC e 90°C se in EPR. Per i cavi solari viene fornito dal costruttore ed in genere è intorno a 120°C;
- θ_a è la temperatura di posa, assunta pari a 80°C per posa su retro dei moduli, 40°C per posa in tubo o canale protettivo esposto al sole, 35°C per posa all'interno di locale contenente inverter e quadri campo;
- θ_0 è la temperatura di riferimento per il calcolo della portata in condizioni standard, pari a 20°C per i cavi ordinari in posa interrata, 30°C per i cavi ordinari in posa in aria, il valore fornito dal costruttore per i cavi solari (in genere 60°C).

Scelta la sezione del cavo è necessario che la caduta di tensione percentuale sul lato corrente continua non superi un valore massimo pari al 2%.

La limitazione della caduta di tensione non dipende dalla necessità di mantenere elevata la tensione in ingresso all'inverter ma da quella di limitare le perdite di energia sulla sezione in c.c.

Ai fini del calcolo della massima caduta di tensione, è stata applicata la seguente formula:

$$\Delta V\% = r \cdot L \cdot I_{sc} / (5 \cdot U_{MPP})$$

dove:

- ✓ I_{sc} è la corrente di cortocircuito di stringa;
- ✓ r è la resistenza del cavo [Ω/km];
- ✓ L è la lunghezza del cavo che collega un polo della stringa all'inverter [m];
- ✓ U_{MPP} è la tensione di stringa nel punto di massima potenza calcolata a 25°C [V].

COMBINER INVERTER/QUADRI BT

I cavi della sezione in corrente alternata sono quelli che consentono di collegare gli inverter ai quadri elettrici di bassa tensione.

Il loro dimensionamento è stato effettuato applicando il criterio termico.



In accordo al criterio termico, la sezione S di un cavo è scelta tra quelle che, nelle condizioni di posa previste dal progetto, assicurano una portata del cavo I_z non inferiore alla corrente di impiego I_B del circuito, assunta pari alla massima corrente erogabile da ciascun inverter (134.9 A circa).

Le linee saranno posate all'interno di tubazione protettiva in PVC, ad una profondità di posa di 1,20 m misurato dall'estradosso superiore del tubo. I tubi protettivi avranno un diametro almeno 1,3 volte quello del cavo o del cerchio circoscritto ai cavi, per permettere un facile infilaggio. All'interno della trincea di scavo la presenza dei cavi elettrici verrà segnalata con apposito nastro di segnalazione che verrà posato lungo lo scavo.

Tipologia di cavo

FG16OR16-0,6/1 kV

DESCRIZIONE

Conduttore

Conduttore a corda rotonda flessibile di rame rosso ricotto

Isolamento

Gomma HEPR ad alto modulo qualità G16 che conferisce al cavo elevate caratteristiche elettriche, meccaniche e termiche

Riempitivo

termoplastico, penetrante tra le anime (solo nei cavi multipolari)

Guaina

In PVC speciale di qualità R16, colore grigio

Colore

Grigio

CARATTERISTICHE FUNZIONALI

Tensione nominale U_0/U : 600/1000 V c.a. 1500 V c.c.

Tensione massima U_m : 1200 V c.a. 1800 V c.c. anche verso terra

Tensione di prova industriale: 4000 V

Temperatura massima di esercizio: 90°C

Temperatura minima di esercizio: -15°C (in assenza di sollecitazioni meccaniche)

Temperatura massima di corto circuito: 250°C



CARATTERISTICHE PARTICOLARE

Buona resistenza agli oli e ai grassi industriali. Buon comportamento alle basse temperature. Resistente ai raggi UV.

MARCATURA

FG16OR16 0,6/1 kV, Cca-s3,d1,a3

CONDIZIONI DI POSA E TIPO DI IMPIEGO

Temperatura minima di posa: 0°C

Raggio minimo di curvatura consigliato: 4 volte il diametro del cavo

Massimo sforzo di trazione consigliato: 50 N/mm² di sezione del rame

Riferimento Guida CEI 20-67 per quanto applicabile:

Il cavo è adatto per l'alimentazione di energia nell'industria, nei cantieri, nell'edilizia residenziale. Per posa fissa all'interno e all'esterno, anche in ambienti bagnati; per posa interrata diretta e indiretta. Per all'installazione all'aria aperta, su murature e strutture metalliche, su passerelle, tubazioni, canalette e sistemi simili. Adatto per installazioni a fascio in ambienti a maggior rischio in caso d'incendio.

COLLEGAMENTI QUADRI BT / TRASFORMATORE

Si utilizzerà la medesima tipologia di cavo descritta al paragrafo precedente (FG16OR16 0,6/1 kV) Ciascun trasformatore verrà collegato al quadro elettrico generale di bassa tensione con cavi, in genere FG16OR16 0,6/1 kV, o condotti sbarre, dimensionati per portare almeno la corrente nominale secondaria del trasformatore. I cavi possono essere posati in cunicoli, passerelle, canali, tubi, sottopavimento o galleggiante.

In line a generale, si ritiene di uniformare la sezione dei cavi, considerando il valore di massima corrente pari a 1500 A, utilizzando cinque corde ognuna di sezione pari a 630 mmq per ogni fase e considerando le seguenti condizioni di esercizio:

- temperatura di esercizio del conduttore 90°C
- temperatura ambiente per posa in aria: 30°C
- temperatura del terreno per posa interrata: 20°C
- resistività termica del terreno: 1°C m/W

I cavi in parallelo devono avere la stessa sezione e lunghezza per favorire una corretta ripartizione del carico; inoltre i cavi di una stessa fase devono essere disposti, per quanto possibile, in modo simmetrico rispetto centro del fascio di cavi (per uniformare le mutue induttanze).

I condotti sbarre devono avere una corrente nominale superiore alla corrente nominale secondaria del trasformatore e una corrente nominale ammissibile di breve durata uguale o superiore alla corrente di cortocircuito nel punto di installazione.

Circa la forma di segregazione del quadro generale BT non esistono prescrizioni normative.

COLLEGAMENTI MT

La terza tipologia di collegamento dei componenti in campo è quella relativa alla parte di media tensione, tali collegamenti sono quelli che interessano tutti i quadri di media tensione presenti in campo, sia quelli nelle transformer station che nella cabina di consegna. Cavi con conduttore in alluminio ad elica visibile per collegamenti tra cabine di trasformazione e le grandi utenze. Sigla di designazione ARG7H1R, colore guaina rosso.

Condizioni di impiego comuni

Adatti per il trasporto di energia tra le cabine di trasformazione e le grandi utenze; particolarmente indicati nei luoghi con pericolo d'incendio, nei locali dove si concentrano apparecchiature, quadri e strumentazioni dove è fondamentale la loro salvaguardia. Ammessa la posa interrata in conformità all'art. 4.3.11 della norma CEI 11-17. Consigliabile dove lo stoccaggio è ad alto rischio di furto.

Condizioni di posa

I cavi dovranno essere posati rispettando il raggio minimo di curvatura per diametro D (mm):

- $R = 10D$

Sforzo massimo di tiro 50 N/mmq.

COLLEGAMENTO IN CASO DE INVERTER CENTRALI

Stringhe

Le stringhe fotovoltaiche normalmente sono installate a portata di mano, all'esterno e sottoposte agli agenti atmosferici. Occorre pertanto che siano in grado di resistere alle sollecitazioni meccaniche e atmosferiche cui possono essere sottoposte durante la vita dell'impianto.

Generalmente si utilizzano cavi solari del tipo FG21M21 per cablare i moduli di una stringa e cavi ordinari posati all'interno di tubi protettivi per gli altri collegamenti del circuito in c.c.



DESCRIZIONE

Cavo unipolare flessibile stagnato per collegamenti di impianti fotovoltaici. Isolamento e guaina realizzati con mescola elastomerica senza alogeni non propagante la fiamma.

Conduttore

Corda flessibile di rame stagnato, classe 5

Isolante

HEPR - tipo G21

Guaina esterna

Mescola elastomerica reticolata senza alogeni tipo M21

Colore anime

Nero

Colore guaina

Blu, rosso, nero

CARATTERISTICHE TECNICHE

Tensione massima: 1800 V c.c. - 1200 V c.a.

Temperatura massima di esercizio: 90°C

Temperatura minima di esercizio: -40°C

Temperatura minima di posa: -40°C

Temperatura massima di corto circuito: 250°C

Sforzo massimo di trazione: 15 N/mm²

Raggio minimo di curvatura: 4 volte il diametro esterno massimo

CONDIZIONI DI IMPIEGO

Per l'interconnessione di elementi di impianti fotovoltaici. Adatti per l'installazione fissa all'esterno e all'interno, entro tubazioni in vista o incassate o in sistemi chiusi simili. Adatti per la posa direttamente interrata o entro tubo interrato.

Cavi C.C quadri di parallelo stringhe – Inverter

Generalmente si utilizzano cavi solari del tipo Al-XZ1

DESCRIZIONE

Cavo unipolare in alluminio privo di alogeni e ignifugo.

Conduttore

Rigido di alluminio, classe 2

Isolante

XLPE, tipo DIX3

Guaina esterna

Mescola speciale priva di alogeni, tipo FLAMEX DMO1

Colore anime

Nero

Colore guaina

Nero

CARATTERISTICHE TECNICHE

Tensione: 0.6/1 kV

Temperatura massima di esercizio: 90°C

Temperatura minima di esercizio: -40°C

Temperatura minima di posa: -40°C

Temperatura massima di corto circuito: 250°C

Raggio minimo di curvatura: 5 volte il diametro esterno massimo

CONDIZIONI DI IMPIEGO

Si tratta di un cavo per installazioni fisse, in reti di distribuzione pubblica a bassa tensione. Adatto per installazioni interne, esterne e interrate.

Per il dimensionamento del cavo, la tensione nominale (fornita dal costruttore) deve essere coordinata con quella del campo FV; assumendo come tensione nominale del circuito in c.c. la tensione di stringa a vuoto incrementata cautelativamente del 20%, la scelta del cavo va effettuata in modo tale da rispettare la condizione:

$1,2 U_{ocstringa} \leq 1,5 \cdot U_o$ nel caso di sistemi floating o con un polo a terra

$1,2 U_{oc stringa} \leq 1,5 \cdot U$ nel caso di sistemi con punto centrale a terra

dove:

✓ $U_{oc stringa}$ è la tensione a vuoto di stringa [V];

✓ U_o è la tensione di isolamento verso terra del cavo, dichiarata dal costruttore [V];

✓ U è la tensione di isolamento tra due conduttori isolati qualsiasi nel cavo, dichiarata dal costruttore [V].

Scelto il tipo di cavo da utilizzare si procede al dimensionamento della sezione applicando il criterio termico.

In accordo al criterio termico, la sezione S di un cavo è scelta tra quelle che, nelle condizioni di posa previste dal progetto, assicurano una portata del cavo I_z non inferiore alla corrente di impiego I_B del circuito.

Nel circuito in corrente continua, la corrente di impiego è pari a:

$$I_B = 1,25 \cdot I_{sc} \text{ per il cavo della singola stringa;}$$

Ai fini del corretto dimensionamento occorre verificare che:

$$I_B \leq I_z = I_0 \cdot K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \cdot K_4$$

dove:

- I_0 è la portata del cavo in condizioni standard, il cui valore è deducibile dalle tabelle della norma CEI-UNEL 35024/1 e 35026 per i cavi ordinari, o fornito direttamente dal costruttore nel caso di cavi solari;
- K_1 , K_2 , K_3 e K_4 sono dei fattori di correzione da applicare qualora le condizioni di posa siano diverse da quelle standard:
 - K_1 fattore di correzione per temperatura di posa diversa da quella standard;
 - K_2 fattore di correzione per gruppi di più circuiti installati nello stesso cavidotto;
 - K_3 fattore di correzione per cavi interrati per profondità di interramento diversa da quella standard;
 - K_4 fattore di correzione per resistività termica del terreno diversa da quella standard.

I valori K_2 , K_3 e K_4 sono deducibili dalle suddette norme.

Il valore di K_1 invece si calcola con la seguente espressione:

$$K_1 = \sqrt{[(\theta_s - \theta_a) / (\theta_s - \theta_0)]}$$

in cui:

- θ_s è la temperatura di funzionamento ininterrotto del cavo, pari a 70°C per cavi ordinari in PVC e 90°C se in EPR. Per i cavi solari viene fornito dal costruttore ed in genere è intorno a 120°C;
- θ_a è la temperatura di posa, assunta pari a 80°C per posa su retro dei moduli, 40°C per posa in tubo o canale protettivo esposto al sole, 35°C per posa all'interno di locale contenente inverter e quadri campo;
- θ_0 è la temperatura di riferimento per il calcolo della portata in condizioni standard, pari a 20°C per i cavi ordinari in posa interrata, 30°C per i cavi ordinari in posa in aria, il valore fornito dal costruttore per i cavi solari (in genere 60°C).

Scelta la sezione del cavo è necessario che la caduta di tensione percentuale sul lato corrente continua non superi un valore massimo pari al 2%.

La limitazione della caduta di tensione non dipende dalla necessità di mantenere elevata la tensione in ingresso all'inverter ma da quella di limitare le perdite di energia sulla sezione in c.c.

Ai fini del calcolo della massima caduta di tensione, è stata applicata la seguente formula:

$$\Delta V\% = r \cdot L \cdot I_{sc} / (5 \cdot U_{MPP})$$

dove:

- ✓ I_{sc} è la corrente di cortocircuito di stringa;
- ✓ r è la resistenza del cavo [Ω/km];
- ✓ L è la lunghezza del cavo che collega un polo della stringa all'inverter [m];
- ✓ U_{MPP} è la tensione di stringa nel punto di massima potenza calcolata a 25°C [V].

6.1.2.5 Combiner Box

Nel caso del secondo scenario, le stringhe verranno collegate ai box di parallelo ubicati su appositi supporti alloggiati sotto le strutture (o direttamente sulle strutture di sostegno dei moduli), protetti da agenti atmosferici, e saranno realizzati poliestere rinforzato con fibre di vetro, dotato di guarnizioni a tenuta stagna grado isolamento IP65 cercando di minimizzare le lunghezze dei cavi di connessione.

I suddetti quadri di campo realizzano il sezionamento ed il parallelo delle stringhe dei moduli provenienti dal campo fotovoltaico. All'interno saranno presenti dispositivi di sezionamento costituiti da portafusibili con tensione nominale di esercizio 1500Vdc e interruttore di manovra e sezionamento per il parallelo stringhe. I dispositivi interni al box sono tutti prettamente passivi incluso il morsetto per il collegamento a terra dello scaricatore di sovratensione.

Dai box partiranno i cavi di collegamento fino alla cabina di trasformazione in cui sono contenuti gli inverter.

Le cassette di parallelo stringhe presentano le seguenti caratteristiche:

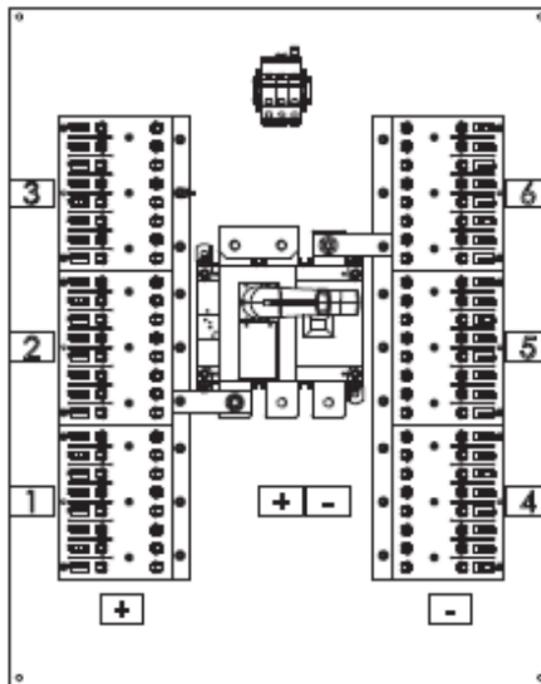
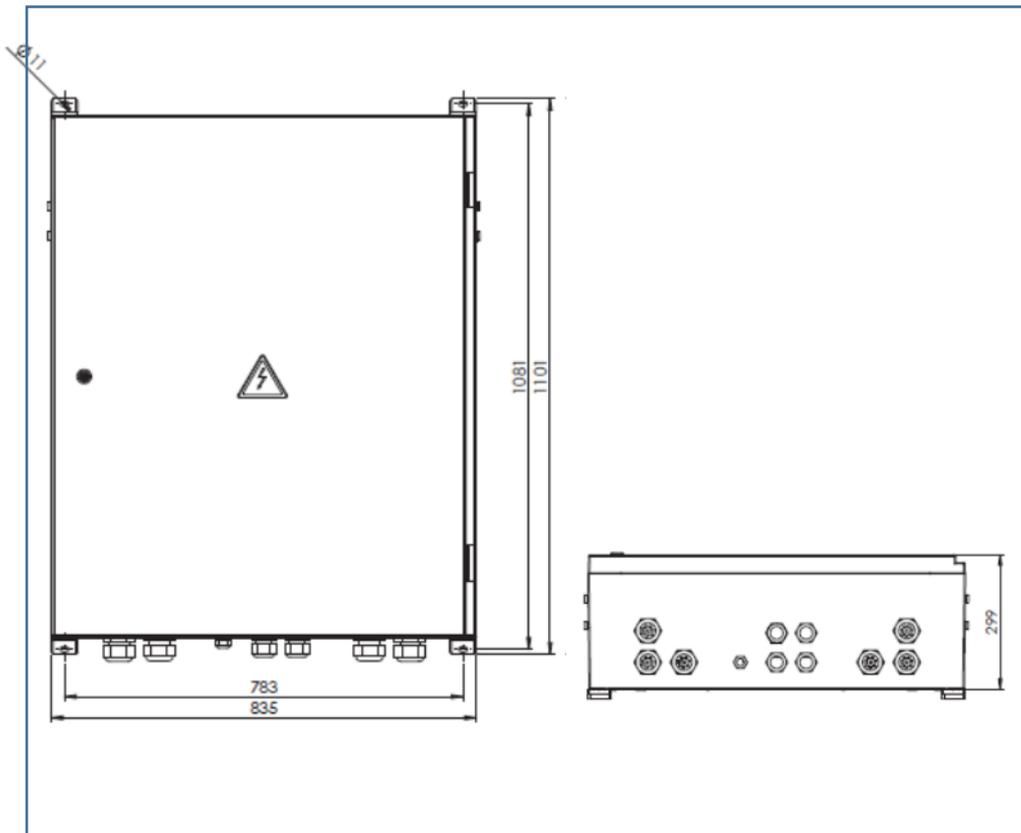


FIGURA 19: COMBINER BOX

6.1.2.6 Connessioni AT/MT

La connessione alla sottostazione utente MT/AT viene effettuata da parte in media tensione a 30 kV mediante linea in cavo. L'impianto va collegato in antenna a 132 kV su nuova Stazione Elettrica (SE) di Trasformazione 380/132 kV da inserire in entrata alla linea RTN 380 kV "Ravenna Canala – Porto Tolle" e alle linee RTN 132 kV afferenti alla Cabina Primaria Codigoro ricollegata in doppia antenna alla suddetta Stazione Elettrica.

I gruppi di misura sono di proprietà del distributore e devono essere installati in apposito locale contatori, la misura fiscale sarà eseguita in corrispondenza del quadro MT posto in sottostazione utente, in corrispondenza della linea in arrivo dal campo. I gruppi di misura sono di proprietà del distributore e devono essere installati in apposito locale contatori, la misura fiscale sarà eseguita in corrispondenza del quadro MT posto in sottostazione utente, in corrispondenza della linea in arrivo dal campo.

Il contatore deve essere derivato dalle sbarre MT a mezzo di TA e TV montati in uno scomparto installato nel locale a disposizione dello stesso ente distributore (la misura in bt costituisce caso eccezionale e viene effettuata con particolari modalità). Le dimensioni e la dislocazione del locale a disposizione dell'ente distributore e del locale contatori devono essere oggetto di preventivo accordo con l'ente distributore di energia elettrica. I suddetti locali devono risultare accessibili allo stesso distributore anche in assenza degli utenti. La cabina di trasformazione deve risultare conforme alle vigenti disposizioni legislative e alle norme CEI applicabili. In particolare, il manufatto in cemento o muratura della cabina deve essere conforme alle disposizioni dell'ente distributore e alle seguenti prescrizioni legislative:

- a) Legge n. 1086 del 5 novembre 1971
- b) Circolare M.LL.PP. n. 20244 del 30 giugno 1980 (parte C)
- c) Circolare C.S.LL.PP. n. 6090 punto 4.6
- d) Legge n. 64 del 2 febbraio 1974
- e) D.M. 24 febbraio 1986
- f) D.M. 3 dicembre 1987
- g) Circolare M.LL.PP. n. 31104 del 16 marzo 1989
- h) D.M. 12 febbraio 1982
- i) Circolare M.LL.PP. n. 22631 del 24 maggio 1982

Le apparecchiature elettriche installate in cabina devono essere rispondenti alle specifiche norme CEI applicabili.

Qualora i trasformatori installati siano isolati in olio e il contenuto d'olio complessivo dei trasformatori installati in cabina superi i 500 kg deve essere predisposta idonea

vasca di raccolta olio in accordo con quanto previsto dal D.Lgs 81/08 e dalle norme CEI 11-1.

Lo schema elettrico di cabina deve essere esposto in posizione facilmente visibile.

6.1.2.7 Schemi di allacciamento

Lo schema di cabina deve essere conforme a quanto previsto dal documento di unificazione CEI 0-16 "Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica". Eventuali modifiche allo stesso derivante da eventuali disposizioni dell'ente distributore più recenti potranno essere prese in considerazione. Le modalità di alimentazione saranno funzione della potenza impegnata, del numero di trasformatori e della configurazione della rete MT. Il dispositivo generale deve essere costituito a partire dal lato MT da una terna di lame di messa a terra, da un sezionatore tripolare e da un interruttore fisso/interruttore estraibile. Devono inoltre essere realizzati tutti gli interblocchi del caso per evitare manovre errate. In particolare, la terna di lame di terra dello scomparto arrivo della sezione ricevitrice deve essere vincolata con un dispositivo di blocco meccanico sigillato dal distributore (la manovra in chiusura della terna di lame di messa a terra deve essere possibile solo previa autorizzazione dell'ente distributore); la terna di lame di messa a terra dello scomparto protezione generale/protezione trasformatore deve essere interbloccata meccanicamente con il sezionatore (la manovra di chiusura della terna di lame di messa a terra deve essere possibile solo a sezionatore aperto); il sezionatore deve essere interbloccato meccanicamente con l'interruttore (la manovra di apertura del sezionatore deve essere possibile solo a interruttore aperto); la porta dello scomparto arrivo/protezione trasformatore deve essere interbloccata meccanicamente con la terna di lame di messa a terra (la porta deve potersi aprire solo se la terna di lame di messa a terra è nella posizione di chiuso). La protezione contro le sovracorrenti deve essere realizzata per mezzo dell'interruttore dello scomparto protezione generale azionato da idoneo relè la cui taratura deve essere concordata con l'ente distributore (settori tecnici della distribuzione del compartimento di appartenenza).

La protezione contro i guasti di terra deve essere realizzata per mezzo di rilevatori di corrente omopolare alimentati tramite trasformatore toroidale. Anche la protezione contro i guasti di terra deve avere taratura concordata con l'ente distributore.

6.1.2.8 Impianto di ventilazione

Il locale utente, (vano ove sono alloggiate le apparecchiature di proprietà dell'utente quali il trasformatore, gli scomparti MT e bt, gruppi di continuità assoluta, soccorritori,...) deve essere dotato di idoneo sistema di ventilazione naturale/forzata (o di condizionamento) atto a garantire che nel periodo estivo con trasformatore/i a pieno carico la temperatura interna non superi comunque i 40°C.

Raffreddamento con ventilazione forzata

Deve essere previsto un elettroventilatore con portata calcolata (valore indicativo) con la formula $Q=0.5 \cdot P \text{ m}^3/\text{s}$ (P: perdite totali in kW del trasformatore e delle altre apparecchiature) comandato da termostato ambiente attraverso un contattore che entrerà in funzione ogniqualvolta la temperatura all'interno della cabina risultasse eccessivamente elevata.

Raffreddamento con ventilazione naturale

Devono essere previste due aperture, una d'entrata di aria fresca di sezione $S=0,18 \cdot P/H^{1/2}$ situata nella parte bassa del locale (P: somma delle perdite in kW delle apparecchiature, H: differenza d'altezza tra l'apertura d'ingresso e quella d'uscita) l'altra d'uscita dell'aria calda $S'=1,1 \cdot S$ situata possibilmente nella parte opposta del locale ad un'altezza H dall'apertura d'ingresso.

Raffreddamento con impianto di condizionamento

Tale impianto è da realizzare nei locali in cui sono alloggiate prevalentemente apparecchiature di tipo elettronico (centraline impianti speciali, PLC,...). Devono essere previste unità esterne ed interne aventi idonea potenzialità frigorifera

6.1.2.9 Impianto luce, FM e speciali in cabina

L'impianto elettrico BT di cabina dovrà comprendere l'impianto di illuminazione generale dimensionato per avere un livello di illuminamento medio non inferiore a 200-250 lx, un impianto di illuminazione di emergenza (con corpi del tipo autoalimentato o alimentati da soccorritore) che garantisca per circa due ore un illuminamento medio pari a circa 10 lx ed un impianto forza motrice (FM) costituito da quadretti prese CEE interbloccate di servizio. La dotazione impiantistica della cabina sarà completata con eventuali impianti speciali (rivelazione incendi, spegnimento, antintrusione...). Le dimensioni dei cunicoli e/o delle tubazioni annegate nella platea della cabina per il passaggio dei conduttori devono avere dimensioni appropriate. In particolare, si dovranno evitare eccessivi stipamenti dei cavi, raggi di curvatura eccessivamente ridotti e promiscuità tra cavi per MT, cavi per bt e cavi per impianti speciali.

6.1.2.10 Impianto di terra e accessori

Lungo le pareti, ad una altezza di circa 50 cm, dovrà essere realizzato un collettore di terra costituito da un anello in piatto di rame o di acciaio zincato da 30x5 mm. L'anello dovrà essere collegato alla rete elettrosaldata presente nella platea di fondazione almeno in corrispondenza degli angoli di ciascun locale. Al collettore dovranno essere collegate tutte le parti metalliche e le apparecchiature di cabina. In particolare:

- a) Porte e finestre metalliche
- b) Carpenterie dei quadri elettrici
- c) Carcasse dei trasformatori
- d) Centri stella del /i trasformatore/i
- e) Rotaie dei trasformatori
- f) Passerelle e canaline metalliche (se necessario)

I collegamenti a terra di parti mobili dovranno essere realizzati con treccia di rame avente sezione minima pari a 35 mm. Il collettore sarà poi collegato al dispersore esterno mediante almeno due conduttori di terra aventi sezione adeguata. Il dispersore sarà possibilmente costituito da un anello lungo il sedime della cabina, realizzato in corda di rame nudo da 35mmq (sezione minima) o altro materiale equivalente.

Il dispersore sarà integrato con elementi verticali (picchetti) e sarà collegato ai ferri di armatura della fondazione.

Dovranno essere forniti i seguenti accessori (dotazione minima):

- a) Tappeto isolante 24 kV, posizionato a pavimento sul fronte degli scomparti di media tensione per tutta la loro lunghezza
- b) Quadro con evidenziato lo schema elettrico della cabina da installare a parete
- c) Estintori in numero e tipo indicato negli altri elaborati di progetto fissati a parete in posizione opportuna
- d) Tavolino con sedia ed armadietto
- e) Lampada portatile di emergenza con batterie sempre in carica
- f) Cartelli monitori previsti dal D.Lgs 81/08

6.1.2.11 Sistema di distribuzione TN

La protezione contro i contatti indiretti, in un sistema TN, deve essere garantita mediante una o più delle seguenti misure:

- a) tempestivo intervento delle protezioni di massima corrente degli interruttori preposti alla protezione delle linee, e, laddove ciò non risultasse possibile, tramite protezioni di tipo differenziale;
- b) utilizzo di componenti di classe II;
- c) realizzazione di separazione elettrica con l'uso di trasformatore di isolamento.

Per la protezione contro i contatti indiretti nei sistemi TN è necessario che in ogni punto dell'impianto sia rispettata la condizione:

$$I_a \leq \frac{U_0}{Z_g}$$

dove:

U_0 è la tensione di fase (stellata)

Z_g è l'impedenza dell'anello di guasto

I_a è la corrente di intervento in 5 s, 0.4 s o 0,2 s (a seconda del caso) del dispositivo di protezione.

Tempi di intervento non superiori a 0.4 s sono prescritti per tutti i circuiti terminali. Per i circuiti di distribuzione (dove le probabilità di guasto sono minori), sono ritenuti sufficienti tempi di intervento pari a 5 s. Nell'impossibilità di soddisfare a tale relazione con i dispositivi magnetotermici preposti alla protezione delle linee è previsto il ricorso a sistemi di protezione differenziali.

Nei tratti della rete di distribuzione dove è previsto il sistema TN-C il dispositivo differenziale non può essere utilizzato. Nel caso di utilizzo, a diversi livelli dell'impianto, di più dispositivi differenziali, dovrà essere garantita la selettività di intervento.

6.1.2.12 Trasformatori MT/BT e BT/BT

Nel presente paragrafo vengono definiti i requisiti principali che dovranno essere soddisfatti dai trasformatori di potenza MT/bt e bt/bt laddove presenti.

I trasformatori dovranno essere, per quanto possibile, costruiti secondo procedure normalizzate così da garantire la reperibilità sul mercato per tutta la durata di vita prevista e dovranno essere adatti per sopportare le sollecitazioni termiche e dinamiche derivanti da un eventuale corrente di guasto. Si dovranno inoltre limitare i rumori e le vibrazioni emesse dalla macchina al di sotto delle soglie imposte per legge. I trasformatori di potenza dovranno essere di tipo a basse perdite con struttura interna incapsulata per gli avvolgimenti in media tensione e sul lato di b.t. impregnata in resina epossidica con le seguenti caratteristiche costruttive:



Circuito magnetico

Il circuito magnetico dovrà essere costituito da lamierini a cristalli orientati con taglio dei giunti a 45 gradi con struttura molecolare ad alto tenore di silicio in modo da limitare le perdite nel ferro alla classificazione "a basse perdite".

Avvolgimenti

L'avvolgimento di bassa tensione dovrà essere realizzato con lastra di Al, con purezza superiore al 99,5%, dovrà essere isolato in classe F con l'impiego di resina epossidica.

L'avvolgimento di media tensione dovrà essere realizzato con piatto di AL a spigoli arrotondati. I trasformatori dovranno essere forniti completi di sonde termiche con relativa centralina di allarme, di golfari di sollevamento e di carrello.

Caratteristiche elettriche

Le prestazioni elettriche dovranno essere comprese nell'ambito dei valori limite previsti per la classificazione delle macchine a "basse perdite" esemplificate nelle taglie di seguito indicate per macchine MT/bt:

- a) Potenza nominale (KVA) 100
- b) Classe di tensione (KV) 30 - 30
- c) Tensione di c.c. (%) 6 - 6
- d) Gruppo Dyn11
- e) Classe di isolamento F/F e per macchine bt/bt:
- f) Classe di tensione (KV) 1.1/3
- g) Tensione di c.c. (%) 6
- h) Gruppo YNyn0
- i) Classe di isolamento F/F

Il valore della tensione di alimentazione primaria dovrà essere, in linea di massima 10/20/30 kV con possibilità di modifica del rapporto di trasformazione in relazione al valore della tensione primaria.

I trasformatori dovranno essere costruiti secondo le normative vigenti in materia. In presenza di valori di tensione di rete, sul lato media tensione di valore inferiore a 30 kV, dovranno essere fornite unità a doppio primario fino alla tensione di 30 kV.

Accessori

Il trasformatore dovrà essere completo di tutti gli accessori necessari per il suo funzionamento ottimale. Si dovranno fornire almeno i seguenti dispositivi e accessori:

- a) Ruote di scorrimento bidirezionali e relativi dispositivi per il bloccaggio alle rotaie o al pavimento;

- b) Ganci per il traino dei trasformatori nei due sensi ortogonali;
- c) Golfari di sollevamento;
- d) Elettroventilatori per incremento della potenza (se richiesti esplicitamente);
- e) Targa di identificazione con evidenziati i dati caratteristici del trasformatore, ubicata in posizione visibile sia nel caso di macchina a giorno (entro box di muratura) sia nel caso di macchina entro box di protezione (tramite oblò di ispezione);
- f) Due prese di messa a terra, con bullone di tipo antiallentante, contrassegnate secondo le norme;
- g) Variatore di tensione a vuoto sull'avvolgimento di media tensione, con prese $\pm 2 \times 2,5\%$;
- h) Termometro a quadrante per l'indicazione della temperatura negli avvolgimenti, dotato di due contatti indipendenti per segnalazione di allarme e scatto;
- i) Centralina di controllo grandezze significative (temperatura, pressione e livello) completa di morsettiera per la raccolta di tutti i circuiti di protezione e allarme, ubicata in posizione facilmente accessibile dal fronte, in grado di generare un segnale di allarme qualora una delle grandezze controllate superi una soglia reimpostata;
- j) Attrezzi speciali per l'esercizio e la manutenzione.

Collegamenti di bassa tensione

I collegamenti tra trasformatori e quadri generali di bassa tensione all'interno delle cabine elettriche dovranno essere eseguiti in blindosbarra a cinque conduttori, $3F+N/2+PE/2$, per potenze di trasformazione superiori a 400 kVA, mentre per tagli uguali od inferiori a 400 kVA saranno in cavo di tipo non propagante l'incendio, grado di isolamento 4, con conduttori in rame rivestiti di guaine. I cavi di potenza dovranno essere di tipo unipolare mentre gli ausiliari potranno essere multipolari.

Collegamenti di Media Tensione

Collegamenti di media tensione tra i quadri e i trasformatori dovranno essere eseguiti con cavi di media tensione unipolari di tipo ARG7H1R – 18/30 kV con sezione come previsto da progetto. I cavi dovranno essere conformi alle Norme CEI 20-29/20-11/20-13 e dovranno essere forniti completi di terminazioni adatte per terminali di tipo "prefabbricate" sui terminali MT sulle macchine di trasformazione. I cavi MT e bt dovranno essere fissati alle pareti del locale (o al box di protezione trasformatore) con adeguati telai di sostegno ed in modo tale che risulti agevole e poco "distruttiva" l'estrazione del trasformatore in caso di manutenzione e/o sostituzione, Tutti i collegamenti ausiliari andranno posati entro guaine protettive e le connessioni andranno eseguite entro cassette dedicate di tipo isolante. Dovrà comunque essere garantito un grado di protezione IP30. I collegamenti saranno infine contrassegnati in modo leggibile e permanente con le stesse sigle riportate negli schemi elettrici.

Box di contenimento trasformatori di potenza

I trasformatori di potenza (nel caso in cui non siano contenuti all'interno di locale dedicato) dovranno essere contenuti in appositi alloggiamenti così costituiti:

- a) n.1 carpenteria metallica modulare, costituita da una struttura autoportante in lamiera di acciaio, sp. 30/10 mm e da una serie di elementi, sp. min. 20/10 mm, di completamento (porte e pannelli di tamponamento). Per l'accessibilità allo scomparto dovranno essere previste 2 porte anteriori apribili a cerniera. Dimensioni di ingombro indicative: per trafo 125 160 KVA 1350 L x 1950 H x 1500 p mm;
- b) n. 1 verniciatura RAL 7030, secondo ciclo normalizzato
- c) n. 1 sistema di ventilazione naturale
- d) n. 1 sbarra Cu di messa a terra
- e) n. 2 oblò per visualizzazione interno scomparto
- f) n. 1 serratura di sicurezza (chiave asportabile solo a porte anteriori chiuse)
- g) n. 1 sistema di illuminazione interno scomparto, provvisto di relativo interruttore di comando; (lampada sostituibile dall'esterno scomparto)
- h) n. 1 serie di targhette indicatrici e di sequenza manovre - staffe per supporto/ammarraggio cavi MT e BT
- i) n. 2 rotaie scorrimento Trafo - set minuterie a completamento scomparto. Gli scomparti dovranno avere dimensioni tali da contenere in modo agevole i trasformatori e permettere lo smaltimento del calore da essi prodotto, dovranno essere non rumorosi in presenza, di sollecitazioni elettrodinamiche ed immuni dalla generazione di scariche parziali anche in presenza di sovratensioni nei limiti previsti dalla normativa.

6.1.2.13 Quadri elettrici

Quadri di media tensione

I quadri di media tensione dovranno essere di tipo protetto realizzati affiancando scomparti completamente normalizzati, contenenti componenti di media tensione pure normalizzati, progettati singolarmente ed assemblati in modo che soddisfino i criteri di impianto e gli schemi indicati negli elaborati di progetto.

Caratteristiche tecniche

Caratteristiche ambientali:

- a) Temperatura ambiente massima 40°C
- b) Temperatura ambiente media (rif. 24 h) 35°C
- c) Temperatura ambiente minima -10°C

- d) Umidità relativa massima 25°C 90%
- e) Installazione all'interno di un fabbricato in muratura

Caratteristiche elettriche:

- a) Livello di isolamento nominale 24 kV
- b) Tensione di esercizio 30 kV
- c) Frequenza nominale $50 \pm 2,5\%$ Hz
- d) Sistema elettrico trifase
- e) Stato del neutro isolato
- f) Tensione di tenuta a 50Hz per 1 min. 50 kV
- g) Tensione di tenuta ad impulso 125 kV
- h) Corrente nominale sbarre principali e derivate 1250A
- i) Corrente nominale amm.le di breve durata per 1 sec. 16 kA
- j) Tensione nominale circuiti ausiliari 230V-24V-50Hz
- k) Tensione nominale circuiti illuminazione e riscaldamento 230V-50Hz
- l) Grado di protezione a vano chiuso IP2XC

Rispondenza a norme tecniche e leggi antinfortunistiche:

per quanto non espressamente precisato nel presente Capitolato, i quadri dovranno essere rispondenti alle norme CEI vigenti in materia al momento della realizzazione.

Caratteristiche costruttive e composizione

I quadri saranno costituiti da scomparti affiancati in esecuzione segregata, compartimentati in celle elementari metallicamente segregate le une dalle altre in modo da impedire la propagazione di eventuali archi interni. Ogni cella elementare dovrà essere dimensionata per sostenere le sollecitazioni prodotte dalle formazioni di arco interno e pertanto dovrà essere classificata "resistente ad arco interno su fronte". Le celle di scomparto saranno conformi allo schema di distribuzione di ogni cabina elettrica e precisamente:

- a) Ingresso alimentazione
- b) Scomparto di sezionamento generale e TA
- c) Scomparto di risalita se necessario
- d) Scomparto strumenti di misura (TV) e fusibili se necessario
- e) Scomparto di sezionamento e protezione linee MT in arrivo
- f) Scomparto protezione trasformatori e TA protezioni
- g) Scomparto con scaricatori di sovratensione

- h) Canalina interconnessioni ausiliarie
- i) Cassetta per apparecchiature di bassa tensione
- j) Sbarre di collegamento

Prescrizioni costruttive e funzionali degli scomparti e delle relative celle di compartimentazione

- **Cella sbarre principali**

La cella sbarre di ciascun scomparto dovrà essere adeguatamente compartimentata mediante interruttore di manovra di tipo rotativo che in posizione di aperto dovrà evitare l'accesso alle parti in tensione. Opportuni diaframmi isolanti dovranno segregare in modo univoco in direzione verticale ed orizzontale. L'accesso alle sbarre sarà possibile solo a quadro completamente fuori tensione tramite pannelli sbullonabili con l'uso di utensili specifici.

- **Cella ingresso**

La cella interruttore dovrà essere disposta nella parte frontale dello scomparto. In sommità la cella dovrà essere equipaggiata di interruttore di manovra di tipo rotativo segregato in SF6 o entro custodia sottovuoto di portata 1250/630A a 30kV in grado di compartimentare lo scomparto sbarre. L'interruttore generale di manovra dovrà essere assemblato alla carpenteria in modo da impedire contatti con parti in tensione, sia con interruttore in posizione di inserito sia in posizione di sezionato. La cella di arrivo dell'alimentazione dovrà essere segregata dalle celle di sbarra previste in sommità al quadro. La messa a terra della linea in arrivo dovrà essere possibile solo dallo scomparto uscita. L'interruttore sezionatore dovrà poter assumere, rispetto alla parte fissa del quadro le seguenti posizioni:

- a) Inserito: circuiti principali ed ausiliari collegati elettricamente
- b) Sezionato: circuiti principali sezionati e circuiti ausiliari elettricamente collegati Le posizioni di cui sopra dovranno essere rilevate da dispositivi meccanici e segnalate a distanza tramite contatti elettrici di fine corsa portati in morsettiera.

La cella dovrà contenere:

- a) Sezionatore di terra con potere di interruzione da 16 kA
- b) Trasformatori toroidali
- c) Divisori capacitivi di presenza tensione

Sulla porta dovranno essere previsti gli oblò di ispezione interna.

- **Cella strumenti di bassa tensione**

Nella cella strumenti, prevista sopra la cella interruttore, dovrà essere contenuta tutta l'apparecchiatura di bassa tensione di normale impiego. In particolare:

- a) Le morsettiere e la cavetteria (in apposite canalette) per le interconnessioni fra gli scomparti e per l'allacciamento dei cavetti ausiliari
- b) Gli accessori ausiliari dell'interruttore e dello scomparto (strumenti di misura, relè di protezione, dispositivi di comando e segnalazione, fusibili, interruttori di bassa tensione, ecc.)
- c) I contatti ausiliari di posizione dell'interruttore (inserito/sezionato)
- d) L'alimentazione del circuito di sgancio

- **Cella interruttore automatico in gas o sottovuoto**

Dovrà essere prevista a monte dei collegamenti in cavo

Sarà equipaggiata con:

- a) Sezionatore rotativo di segregazione del vano sbarre dal vano interruttore
- b) Interruttore automatico in esafluoruro "SF6" di tipo estraibile a comando motorizzato per il ricaricamento delle molle
- c) Trasformatori amperometrici di alimentazione delle protezioni a relè o a microprocessore
- d) Protezioni 50-51-51N in allestimento integrato su interruttore o in unità multifunzione
- e) Collegamento seriale delle misure e degli allarmi nel caso di adozione di centralina di protezione a microprocessore e /o di contatti ausiliari per la remotizzazione degli allarmi digitali nel caso di impiego di relè diretti ed indiretti
- f) Divisori capacitivi
- g) Contatti ausiliari per la segnalazione dello stato di manovra delle protezioni
- h) Terminali di MT per collegamenti in cavo
- i) Bobina di sgancio emergenza

- **Canaletta interconnessioni**

All'interno si dovranno prevedere canalette per la raccolta delle connessioni ausiliarie fra i vari scomparti e verso l'impianto esterno. Il fronte del quadro e le coperture dovranno essere integri ed esenti da lavorazioni addizionali.

- **Sicurezze funzionali e antinfortunistiche**

Con tutti i circuiti a media tensione attivi dovranno essere possibili, senza pericolo, le seguenti attività:

- a) Dall'esterno del quadro mantenendo la continuità del suo involucro ed il grado di protezione per esso prescritto:

- Comando elettrico di apertura degli apparecchi di interruzione e sezionamento per i quali esso è previsto in progetto
- Comando meccanico di apertura e chiusura degli apparecchi privi di comando elettrico; per i sezionatori dovrà essere possibile anche il bloccaggio in posizione di "chiuso" o di "aperto" a mezzo dispositivo di blocco con chiave asportabile • Controllo diretto a vista, senza dover ricorrere all'apertura di portelle, della posizione dell'interruttore
- Verifica della presenza della tensione sulle linee a media tensione raccordate al quadro e della corrispondenza delle fasi

b) Dopo l'apertura di portelle incernierate dotate di blocchi elettrici tali da rendere inaccessibili le apparecchiature sotto tensione a frontale aperto:

- Manovre di separazione e reinserzione degli apparecchi "estraibili"
- Comando meccanico di apertura e chiusura di apparecchi di interruzione
- Ispezioni in servizio degli apparecchi elettrici a bassa tensione di protezione, comando, segnalazione e misura

• **Circuiti a media tensione**

I circuiti principali saranno costituiti da un unico sistema a sbarre di rame argentato nelle giunzioni e rivestito in resina epossidica. Le sbarre così rivestite dovranno essere adatte per le relative correnti nominali con i limiti di sovratemperatura ammessi dalle Norme e a resistere termicamente alle correnti di breve durata previste. I supporti isolanti delle sbarre, dei sezionatori, dei fusibili, dei contatti fissi degli apparecchi estraibili dovranno essere in araldite od in resina epossidica di analoghe caratteristiche isolanti. Le sbarre, unitamente ai relativi supporti isolanti di cui sopra, dovranno resistere agli sforzi meccanici derivanti dai valori massimi iniziali delle correnti di breve durata previste. Non saranno ammessi diaframmi con materiali isolanti per conseguire il livello di isolamento prescritto; il loro uso sarà consentito per la compartimentazione delle valvole fusibili in modo da ostacolare l'innesco dell'arco tra le fasi nel caso di una loro esplosione. Tutti i materiali isolanti impiegati dovranno avere e mantenere nel tempo elevate caratteristiche dielettriche e meccaniche; in particolare avranno un'ottima resistenza alle scariche superficiali e non propagheranno la fiamma. L'impiego di cavi unipolari, anche di media tensione, per derivare dalle sbarre i TV od apparecchi interni al quadro, non sarà consentito.

• **Circuiti di terra**

Tutte le parti metalliche, i sezionatori di terra ed i secondari dei trasformatori di misura dovranno essere allacciati mediante conduttori ad una sbarra colletttrice di rame disposta lungo tutto il quadro. Tale sbarra dovrà essere allacciata al sistema di terra generale dell'impianto. Essa dovrà essere dimensionata secondo quanto prescritto dall'art. 20 delle Norme CEI 17-6. Tutti i conduttori di terra dovranno avere

guaina giallo-verde e dovranno essere dimensionati per la corrente di breve durata ammissibile prevista per il quadro senza che si generino sollecitazioni termiche tali da deteriorare gli isolanti e la conformazione stessa dei conduttori e che possano resistere agli sforzi elettromeccanici senza subire deformazioni permanenti o manifestare rotture. Per le portelle incernierate e le serrande, l'interconnessione con la carpenteria, o direttamente con la barra di terra, dovrà essere realizzata mediante conduttori flessibili di sezione minima pari a 16 mmq. Per la messa a terra degli apparecchi estraibili dovranno essere previsti appositi contatti a tulipano con pinze di tenuta in modo che, nelle operazioni di estrazione ed inserzione, siano i primi a stabilire il contatto e gli ultimi ad interromperlo. La barra di terra del quadro di media tensione dovrà essere provvista di opportuni attacchi per il collegamento intermedio di tutti i moduli e di attacchi di estremità per il collegamento alla barra generale di cabina elettrica.

• **Circuiti ausiliari**

All'interno di ciascuna cella ausiliari di b.t., dovrà essere prevista una morsettiera terminale alla quale faranno capo i circuiti di misura e di protezione (secondari dei TA e dei TV) ed i circuiti di comando e segnalazione relativi alle apparecchiature installate nello scomparto. All'interno della cella strumenti dello scomparto protezione trasformatore dovrà essere installata la centralina di rilevamento della temperatura delle colonne del trasformatore. La morsettiera dovrà essere costituita da morsetti componibili in melammina e dovrà avere una numerazione progressiva. I singoli morsetti dovranno essere con fissaggio a vite del tipo antivibrante, adatti a ricevere conduttori delle seguenti sezioni:

- a) Fino a 6 mmq, per i circuiti amperometrici, voltmetrici, delle alimentazioni e termocoppie
- b) Fino a 10 mmq per i circuiti dei resistori anticondensa e per le alimentazioni in classe 0

I morsetti dei circuiti voltmetrici dovranno essere del tipo sezionabile; quelli dei circuiti amperometrici del tipo sezionabile-cortocircuitabile.

I circuiti ausiliari dovranno essere eseguiti mediante cavi e/o conduttori aventi le seguenti caratteristiche:

- a) Avere conduttori flessibili in rame con sezione:
 - non inferiore a 1,5 mm² per i circuiti normali (comunque di sezione tale da non causare cadute di tensione superiori del 3% del valore nominale nei casi di solenoidi, resistenze, ecc.)
 - non inferiore a 2,5 mm² per i circuiti di misura voltmetrici ed amperometrici
 - non avere sezione inferiore a 4 mm² per l'alimentazione delle resistenze anticondensa
- b) Avere un isolamento adatto per le seguenti tensioni di esercizio:

- U₀/U 0,6/1 kV per i cavi con guaina
 - U₀/U 0,45/0,75 kV per cavi senza guaina
- c) Non essere propaganti l'incendio secondo le Norme CEI 20-22/2, 20-35, 20-36.

Negli eventuali attraversamenti delle lamiere metalliche di divisione i cavi e/o i conduttori dovranno avere il rivestimento isolante non direttamente a contatto con la lamiera, ed essere opportunamente protetti con materiali non metallici resistenti all'invecchiamento e non propaganti la fiamma. Le canalette in plastica contenenti i vari conduttori di cablaggio interno agli scomparti dovranno essere di materiale autoestinguento e non dovranno essere occupate per più del 70% della loro sezione. In corrispondenza dei terminali, che dovranno essere del tipo a pressione preisolati, i conduttori saranno corredati di contrassegni la cui siglatura dovrà corrispondere a quella riportata sugli schemi elettrici approvati dalla Direzione Lavori. I conduttori dei collegamenti agli apparecchi montati su portelle dovranno essere raggruppati in fasci flessibili disposti, ancorati e protetti in modo tale da escludere deterioramento meccanico e sollecitazioni sui morsetti durante il movimento delle ante. Tutti i circuiti in arrivo e partenza dovranno far capo a morsettiere terminali ubicate in posizione facilmente accessibile e da concordare con la Committente; a queste morsettiere dovranno inoltre essere connessi tutti i contatti di relè, strumenti, apparecchi, anche se non utilizzati, eccezione fatta per quelli che sono collegati ad apparecchi contenuti nello stesso quadro.

Tutte le indicazioni di stato e i comandi di ogni apparecchiatura del circuito di potenza dovranno essere riportati in morsettiere per poter essere telecomandati dal posto operatore del sub-centro.

• **Interruttori**

Gli interruttori dovranno essere del tipo ad isolamento in SF₆ o con camere di interruzione sottovuoto di primario Costruttore. Dovranno essere muniti di comando motorizzato di chiusura ed apertura, nonché di segnalazioni di dette posizioni visibili dall'esterno a cella chiusa. Gli interruttori dovranno essere inoltre predisposti per il comando elettrico a distanza di chiusura ed apertura. Per i contatti di fine corsa, relativi alle posizioni assunte dall'interruttore, dovranno essere disponibili e riportati in morsettiere n. 5 contatti ausiliari in apertura e n. 5 in chiusura liberi da tensione. I circuiti di bassa tensione dell'interruttore dovranno far capo ad un apposito connettore ad innesto. Per la sicurezza di esercizio dovranno essere previsti i seguenti blocchi e dispositivi sull'interruttore:

a) blocco meccanico che impedisce l'inserzione e la disinserzione dell'interruttore quando lo stesso è in posizione di chiuso

b) blocco meccanico che non permette la chiusura manuale od elettrica dell'interruttore nelle posizioni intermedie fra inserito e sezionato

- c) blocco meccanico che impedisce l'inserzione dell'interruttore quando è chiuso il relativo sezionatore di terra
- d) blocco meccanico che non permette la chiusura manuale od elettrica dell'interruttore se non è inserito il connettore dei circuiti ausiliari ed impedisce l'estrazione dello stesso ad interruttore chiuso
- e) blocco a chiave che non permette la chiusura manuale od elettrica dell'interruttore se non è inserita la chiave; la stessa rimane bloccata ad interruttore chiuso
- f) blocco meccanico che impedisce l'estrazione dell'interruttore se l'otturatore metallico, azionato meccanicamente, non è bloccato nella posizione di chiuso ad interruttore asportato; sarà escluso l'accesso involontario alle parti in tensione.

- **Sezionatori di terra**

I sezionatori di terra dovranno essere equipaggiati di comando manuale locale. Il comando dovrà essere corredato di blocco, di contatti ausiliari di fine corsa liberi da tensione, dei quali, 2 NA + 2 NC a disposizione e riportati in morsettiera. I sezionatori di terra saranno inoltre provvisti di:

- a) blocco meccanico che impedisce la chiusura del sezionatore quando l'interruttore è in posizione di inserito, o viceversa, impedisce lo spostamento dell'interruttore verso la posizione di inserito quando il sezionatore è in posizione di chiuso
- b) blocco a chiave, con chiave asportabile che permette di bloccare il sezionatore in posizione di "aperto o "chiuso"
- c) blocco meccanico, che impedisce l'apertura della portella della cella cavi di potenza quando il sezionatore è nella posizione di "aperto"
- d) blocco meccanico, che impedisce di aprire il sezionatore quando la portella della cella cavi di potenza è aperta.

- **Trasformatori di misura**

I riduttori di corrente dovranno essere tali da resistere termicamente alle correnti di breve durata e meccanicamente ai loro valori massimi iniziali. I trasformatori di misura dovranno essere scelti in modo da garantire il corretto funzionamento degli apparecchi di protezione e misura da essi alimentati. I trasformatori di corrente destinati al rilievo delle correnti sulle linee in arrivo ed in partenza dal quadro dovranno essere sistemati in posizione fissa nella cella linea. Qualunque sia la funzione dei TA installati in posizione fissa, una volta aperto il pannello di chiusura della cella nella quale sono sistemati, si dovrà poter accedere facilmente ai loro morsetti per operare serraggi, cambi di rapporto (ove previsti), ecc. senza necessità di rimuovere i TA o qualsiasi altro apparecchio o collegamento esistente nella cella. In particolare, i trasformatori di misura dovranno essere conformi alle Norme CEI 38.3 per quanto riguarda le prove di misura delle scariche parziali. Per evitare sovratensioni che si potrebbero generare in seguito al verificarsi di fenomeni di

ferrorisonanza, i TV dovranno essere costruiti con un avvolgimento secondario a triangolo aperto con un'adeguata resistenza. La resistenza dovrà essere compresa nella fornitura del quadro.

- **Segnalatori e blocchi di presenza tensione**

Ogni sezione di quadro dovrà essere munita di un dispositivo di segnalazione presenza tensione sulla linea in arrivo od in partenza. Il dispositivo dovrà essere applicato a ciascuna fase, dovrà essere costituito da lampade a bassa tensione alimentate da partitori capacitivi. La segnalazione dovrà essere efficace anche quando la tensione di linea scenderà al 70% della tensione nominale. Le lampade dovranno essere poste ben visibili accanto al comando manuale del sezionatore di terra e dovranno essere intercambiabili dall'esterno del quadro.

- **Relè ed interruttori ausiliari**

Ciascun apparecchio dovrà essere munito di custodia di protezione. Tutti i tipi di relè dovranno essere in esecuzione estraibile. Gli interruttori di protezione dei circuiti ausiliari dovranno essere adatti ad interrompere le massime correnti di guasto a cui possono essere assoggettati. Gli interruttori destinati ai circuiti di comando degli apparecchi a media tensione dovranno essere dotati di contatti ausiliari per segnalazione d'interruttore aperto.

- **Resistenze anticondensa**

Ogni scomparto di quadro dovrà essere munito di una o più resistenze anticondensa complete di un termostato che le inserisca o disinserisca automaticamente.

- **Illuminazione interna della cella**

Le celle dovranno essere munite di armature per illuminazione, complete di lampade a incandescenza che si accenderanno dall'esterno a mezzo di interruttori predisposti nell'involucro esterno del quadro. La sostituzione delle lampade contenute nelle celle potrà essere eseguita senza rimuovere parti di altri circuiti.

- **Particolarità costruttive**

a) La struttura del quadro dovrà essere costruita in modo che per l'intervento o la manovra (in particolare estrazione ed inserzione) degli apparecchi d'interruzione non si verifichino vibrazioni capaci di provocare scatti intempestivi delle apparecchiature elettromeccaniche di protezione ed ausiliarie o comunque compromettere il corretto funzionamento dei diversi "organi"; inoltre dovrà essere predisposta l'ampliabilità in opera del quadro da

entrambe le estremità senza necessità di operare forature, tagli o saldature neppure sulle barre collettrici.

b) Tutte le celle impiegate dovranno essere d'acciaio al carbonio lisce, piane, lucide e decapate.

c) Tutte le celle dovranno essere munite di portelle corredate di robuste cerniere e di un fermo che ne limiti e fissi l'apertura ad un'angolazione conveniente sia per la rimozione degli apparecchi contenuti nella cella sia per evitare l'urto contro i pannelli adiacenti. I pannelli asportabili facenti parte, dell'involucro "cella sbarre principali" dovranno essere invece muniti di viteria di fissaggio imperdibile.

d) L'accessibilità per controlli o per la sostituzione di qualsiasi apparecchio o componente dovrà essere garantita nelle condizioni di massima sicurezza.

e) Gli oblò d'ispezione dovranno essere corredate di materiale trasparente autoestinguento tale da resistere al calore ed assicurare un'adeguata resistenza meccanica.

f) La bulloneria impiegata nella costruzione del quadro dovrà essere di materiale non soggetto ad ossidazione.

g) Verniciatura La verniciatura dovrà essere di tipo elettrostatico a polvere ed il trattamento dovrà essere effettuato come segue:

- **Sgrassaggio**

Sgrassaggio a spruzzo, a caldo eseguito in tunnel con prodotti fosfosgrassanti contenenti fosfati alcalini e tensio-attivi non ionici biodegradabili

a) temperatura di lavoro 50 a 60° C

b) pressione di spruzzo 1,8 a 2 Atm

- **Lavaggio**

Lavaggio a spruzzo, eseguito in tunnel con acqua di fonte a temperatura ambiente a) temperatura di lavoro 10 a 30° C b) pressione di spruzzo 1,8 a 2 Atm

- **Passivazione**

Passivazione a spruzzo, eseguita in tunnel con acqua a temperatura ambiente con prodotti passivanti esenti da cromo atti a migliorare la resistenza alla corrosione degli strati fosfatici, non infiammabili, contenenti polimeri organici, derivanti da sostanze naturali ad alto peso molecolare, completamente biodegradabili

a) temperatura di lavoro 10 a 30°C

b) pressione di spruzzo 1,8 a 2 Atm

- **Essiccazione**

Dopo essere stati sottoposti alle fasi di preparazione, i componenti dovranno venir fatti passare nel forno di essiccazione per preparare le superfici a ricevere le polveri di verniciatura

a) temperatura di lavoro 160°C

b) tempo di permanenza 15 minuti

- **Verniciatura**

Verniciatura elettrostatica alle polveri eseguita utilizzando un rivestimento termoidratante in polvere di tipo epossipoliestere applicato con doppio strato sulle pareti interne ed esterne con le seguenti caratteristiche

- a) pressione di spruzzo 2 a 2,5 Atm
- b) tensione di lavoro 450 a 100 KV
- c) spessore minimo 45 Micron
- d) brillantezza 65 + 10 gloss
- e) punto di colore RAL 7030 grigio perla (standard)

- **Essiccazione**

L'indurimento delle polveri applicate dovrà avvenire in forno alla temperatura di reticolazione e di indurimento pari a:

- a) temperatura 160° C
- b) tempo di permanenza 30 a 40 minuti
- c) La struttura meccanica degli scomparti dovrà essere modulare ed assemblabile per sezioni così da consentire il posizionamento dei quadri nei locali di installazione senza che si verifichino rotture, deformazioni nelle strutture murarie, abrasioni sulle carpenterie o avarie alle apparecchiature elettriche in essi installate.

- **Documentazione tecnica**

A corredo dei quadri sarà fornita la seguente documentazione:

- a) disegno di ingombro del quadro
- b) disegno della sezione tipica
- c) cataloghi illustrativi
- d) schemi elettrici unifilari e multifilari
- e) schemi elettrici funzionali
- f) schemi dei circuiti ausiliari
- g) schemi delle morsettiere di interno
- h) manualistica di manutenzione ordinaria e straordinaria
- i) elenco apparecchiature di dotazione
- j) certificati ufficiali attestanti la rispondenza dei quadri alle Norme CEI 17-6 e/o IEC 298 e DPR 547 nonché delle prove di tipo eseguite
- k) documentazione delle prove di tipo

- **Parti di ricambio ed attrezzi speciali**

Per ogni quadro saranno fornite le seguenti parti di ricambio ed attrezzature:

- a) n. 3 portalampe complete di cospetto colorata per ogni tipo
- b) n. 3 divisori capacitivi e n. 1 gruppo motore di manovra interruttore
- c) n. 1 tema di fusibili per protezione lato primario TV
- d) tutti gli attrezzi speciali necessari per l'operazione di inserzione-estrazione apparecchiature e di manovra delle stesse.

- **Collaudi e prove**

Tutte le prove di collaudo previste dalle norme CEI dovranno essere eseguite in contraddittorio con i rappresentanti della Direzione Lavori e si svolgeranno presso le officine del Costruttore. I costi per l'effettuazione delle prove di accettazione saranno a carico dell'Appaltatore. Per essere sottoposto a prove il quadro dovrà essere completamente montato, collegato internamente e messo a punto presso l'Officina del Costruttore. Elenco delle prove:

- a) Prove di accettazione

- prova di tensione a frequenza industriale dei circuiti di potenza
- prove di tensione dei circuiti ausiliari
- prova di funzionamento meccanico
- prova dei dispositivi ausiliari
- verifica dei cablaggi

- b) Prove di tipo L'Appaltatore dovrà produrre copia dei certificati relativi alle prove di tipo realizzate da un laboratorio indipendente attestanti la rispondenza del quadro e delle apparecchiature alle Norme sopraccitate. In particolare, è richiesta dimostrazione delle seguenti prove:

- prova di corrente di breve durata nei circuiti principali per un valore non inferiore a 30 KA e nel circuito di protezione;
- prova di riscaldamento per un valore di corrente nominale non inferiore a 1250A.

6.1.3 Componenti e opere civili

Le opere civili necessarie per la realizzazione della centrale fotovoltaica consistono nei seguenti tipi di intervento:

6.1.3.1 Recinzione perimetrale

L'area su cui sorgerà l'impianto fotovoltaico sarà completamente recintata con una recinzione altezza pari a 1,90 ml dal terreno e distaccata dal terreno di circa 15 cm come misura di mitigazione ambientale più asole di 0,20x1,00 per consentire il passaggio della piccola e media fauna terrestre.

La recinzione sarà realizzata in rete a maglia metallica plastificata 5 x 5 cm con filo con diametro 2,5 mm, con vivagni di rinforzo in filo di ferro zincato e sarà fissata al terreno con pali verticali di supporti in legno castagno infissi nel suolo a 100 cm. distanti gli uni dagli altri 2.5 ml.

L'accesso all'area sarà garantito attraverso cancelli a doppia anta a battente di larghezza pari a 5 m, idoneo al passaggio dei mezzi pesanti. Il cancello sarà realizzato in acciaio zincato a caldo con supporti in acciaio 15 x 15 cm e fissato su trave di fondazione in cemento armato.

6.1.3.2 Viabilità interna

La circolazione dei mezzi all'interno dell'area sarà garantita dalla presenza di una apposita viabilità per il collegamento delle cabine MT/BT, disposte all'interno dell'area sulla quale sorgerà la centrale fotovoltaica al fine di garantire la fruibilità ad esse, e strade per poter accedere alle vele fotovoltaiche per la manutenzione ordinaria e straordinaria.

Per la esecuzione di questa viabilità sarà effettuato uno sbancamento di 30-50 cm, ed il successivo riempimento con un materiale misto cava di cava o riciclato. Le strade avranno una larghezza tra 3 e 5 metri e avranno una pendenza trasversale del 3% per permettere un corretto deflusso delle acque piovane. Il raggio delle strade interne sarà adeguato al trasporto di tutti i materiali durante la fase di costruzione e durante le fasi di O&M.

La fondazione stradale sarà eseguita con tout-venant di cava, costituiti da materiali rispondenti alle norme CNR UNI 10006 e relativo costipamento 95% della densità AASHO modificata.

6.1.3.3 Viabilità esterna

L'area risulta ben servita dalla viabilità pubblica principale, trovandosi in adiacenza di strade comunali direttamente connesse alle Strade Provinciali e Strade Comunali, pertanto, non sarà necessario realizzare nuove strade all'esterno dell'impianto fotovoltaico.

Sarà realizzata una viabilità esterna alla recinzione per consentire l'arrivo agli accessi dai parchi con caratteristiche analoghe a quella della viabilità interna.

6.1.3.4 Movimentazione terra

Non sono previsti sbancamenti e terrazzamenti, al fine di non alterare il naturale deflusso delle acque. La tipologia di struttura di fissaggio moduli proposta è perfettamente in grado di adeguarsi alle pendenze naturali del terreno.

Non si renderà necessaria neanche una minima regolarizzazione del piano di posa dei componenti dell'impianto fotovoltaico.

Nel seguente paragrafo si riporta il riepilogo della movimentazione terra per regolarizzazione del piano di posa.

6.1.3.5 Scavi

Saranno eseguite due tipologie di scavi:

- gli scavi a sezione ampia per la realizzazione della fondazione delle cabine elettriche e della viabilità interna;
- gli scavi a sezione ristretta per la realizzazione delle trincee dei cavidotti MT, BT e ausiliari.

Entrambe le tipologie saranno eseguite con mezzi meccanici o, qualora particolari condizioni lo richiedano, a mano, evitando scoscendimenti e franamenti e, per gli scavi dei cavidotti, evitando che le acque scorrenti sulla superficie del terreno si riversino nei cavi.

In particolare:

- gli scavi per la realizzazione della fondazione delle cabine si estenderanno fino ad una profondità di ca. 80 cm;
- gli scavi quelli per la realizzazione della viabilità interna saranno eseguiti mediante scotico del terreno fino alla profondità di ca. 30-50 cm.
- gli scavi per la realizzazione dei cavidotti avranno profondità variabile in genere tra 0,50 m e 1,00 m;

Il rinterro dei cavi e cavidotti, a seguito della posa degli stessi, avverrà su un letto di materiale permeabile arido (sabbia o pietrisco minuto) su fondo perfettamente spianato e privo di sassi e spuntoni di roccia, e riempimento con materiale permeabile arido o terra proveniente da scavi o da cava, con elementi di pezzatura non superiori a 30 mm, eseguito per strati successivi di circa 30 cm accuratamente costipati.

opere	Quantità ml	Area di scavo	totale mc
Trincee linee BT	4.088	0,8x1,2	3.924,00
Trincee linee sicurezza	8.133	0,8x1,2	7.808,00
Trincee linee MT	8.914	0,8x1,2	8.557,00
Trincee linee MT	700	1,2x1,2	1.008,00
Cavidotto esterno	15.900	0,80x1,2	15.264,00
Strade	6.744	0,40x5,00	13.488,00
Basamenti cabine	12	26,30x4,90	1.546,00
Cabina elettrica	1	25,4x12,0	305,00
Stazione Utente		a stima	250,00
Se Terma		a stima	7.500,00

Tabella 4: riassuntiva della movimentazione terra necessaria per gli scavi a sezione ampia e ristretta.

6.1.3.6 Trincee

Per i cavi interrati la Norma CEI 11-17 prescrive che le minime profondità di posa fra il piano di appoggio del cavo e la superficie del suolo sono rispettivamente di:

- 0,5 m per cavi con tensione fino a 1000 V;
- 0,8 m per cavi con tensione superiore a 1000 V e fino a 30 kV (su suolo privato tale profondità può essere ridotta a 0,6 m);
- 1,2 m per cavi con tensione superiore a 30 kV (su suolo privato tale profondità può essere ridotta a 1,0 m).

Nei casi di cavi posati in condutture interrate, le distanze tra tubi adiacenti saranno poste ad almeno la metà ($1/2$) del diametro esterno del tubo.

Lo strato finale di riempimento della trincea sarà compattato utilizzando compattatori leggeri o utilizzando autocarri leggeri per evitare qualsiasi danno ai cavi.

Le condutture coinvolte da attraversamento di strade, canali di drenaggio o attraversamenti di servizi sotterranei devono essere protetti meccanicamente con opportuna protezione.

In caso di attraversamenti sia longitudinali che trasversali di strade pubbliche con occupazione della carreggiata devono essere applicate in generale le prescrizioni dell'art. 66 del Regolamento di esecuzione e di attuazione del nuovo Codice della Strada (DPR 16/12/92, n. 945) e, se emanate, le disposizioni dell'Ente proprietario della strada.

Canalizzazioni ad altezza ridotta su strada pubblica sono ammesse soltanto previa accordo con l'Ente proprietario della strada ed a seguito di comprovate necessità di eseguire incroci e/o parallelismi con altri servizi che non possano essere realizzati aumentando la profondità di posa dei cavi.

In base alle precedenti considerazioni, si giustificano le sezioni adottate per gli scavi, rappresentate nelle Tavole allegate. Le sezioni di scavo rappresentate con sezioni tipiche includono tutte le tipologie di trincee che si rendono necessarie:

- trincee per passaggio cavi MT;
- trincee per cavi BT per trasmissione di potenza dagli inverter;
- trincee per cavi DC per collegamento di condutture per stringhe dai moduli agli inverter,
- trincee per cavi BT e dati che contengono condutture per il passaggio cavi di alimentazione e comunicazione dei circuiti ausiliari e perimetrali.

Le trincee dei circuiti di potenza conterranno anche la corda o piattina che costituirà la maglia di terra dell'impianto.

Segnalazione cavi elettrici c.a. interrati

All'interno dello scavo e a circa 30-40 cm al di sopra delle linee, il passaggio cavo sarà segnalato e identificato mediante l'utilizzo di nastri di 100 mm di larghezza, disposti per tutta la lunghezza del percorso con colori diversi a seconda del tipo di servizio e recanti la dicitura specifica come descritto di seguito:

Per linee BT: Nastro verde o giallo con avviso di presenza cavo elettrico;

Per linee MT: Nastro rosso con avviso di presenza cavo elettrico di media tensione.

6.1.3.7 Cabinati

Saranno installati i seguenti cabinati:

- n. 12 cabine (SKID) di trasformazione BT/MT (dimensioni in pianta 6,058x2,438 m e 2,896 m di altezza): cabinati in container in acciaio;
- n.12 cabine (Storage) (BESS)
- n.1 cabina di ricezione e controllo (dimensioni in pianta 16,45x4,00m e 3,00 m di altezza) di campo: in elementi prefabbricati.

Il dettaglio delle caratteristiche costruttive e degli elementi elettrici inclusi nei cabinati è esplicitato nei paragrafi della relazione tecnica delle opere elettriche.

Di seguito sono riportate le tipologie e dimensioni fisiche degli elementi:

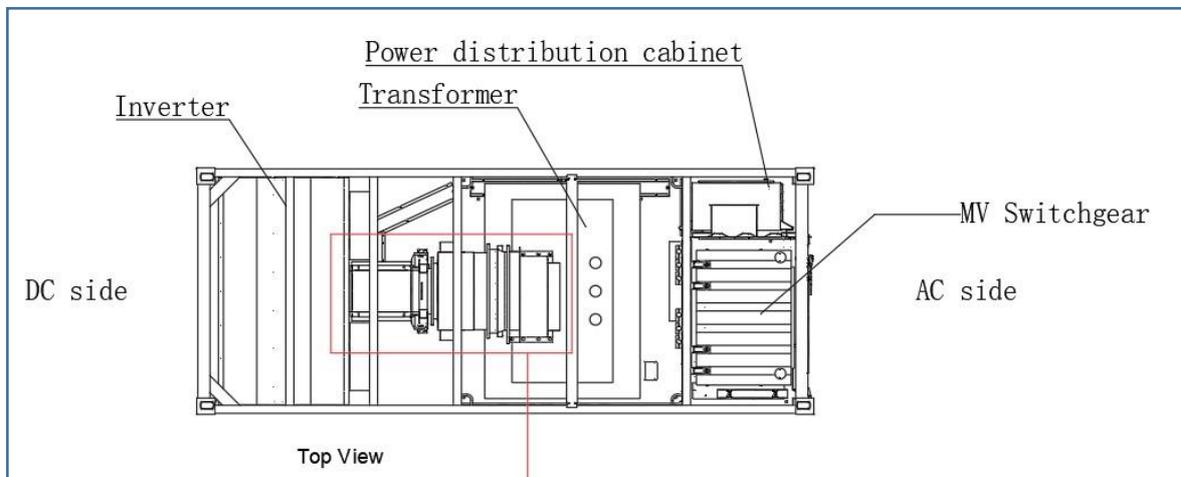


FIGURA 20: PIANTA CABINA DI TRASFORMAZIONE BT/MT

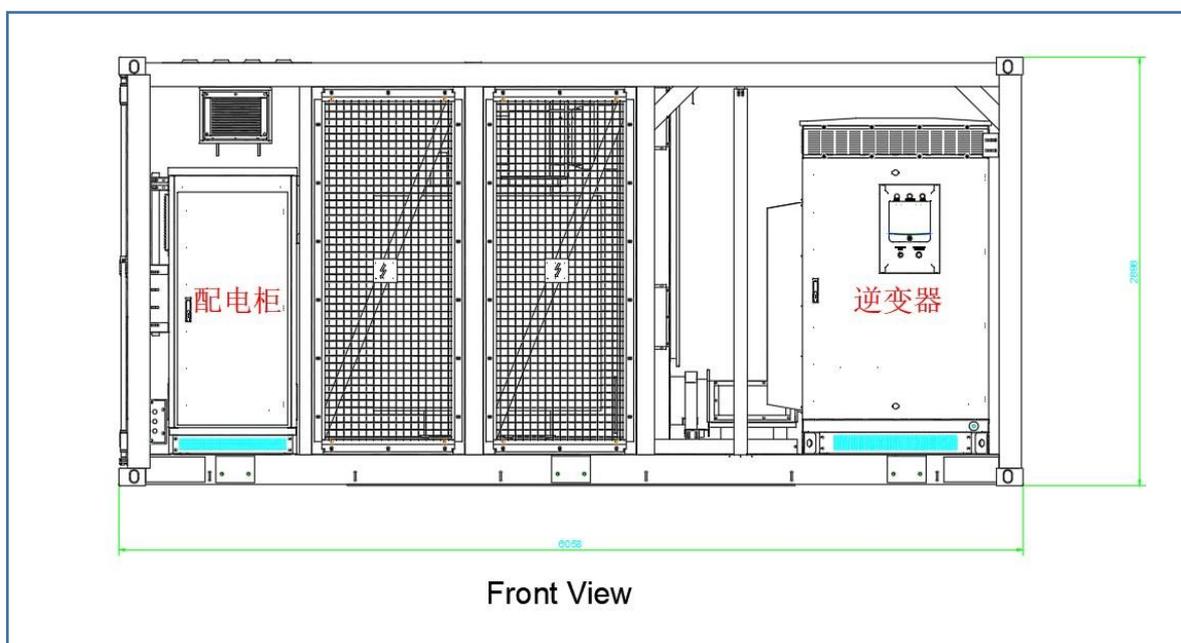


FIGURA 21: PROSPETTO CABINA DI TRASFORMAZIONE BT/MT

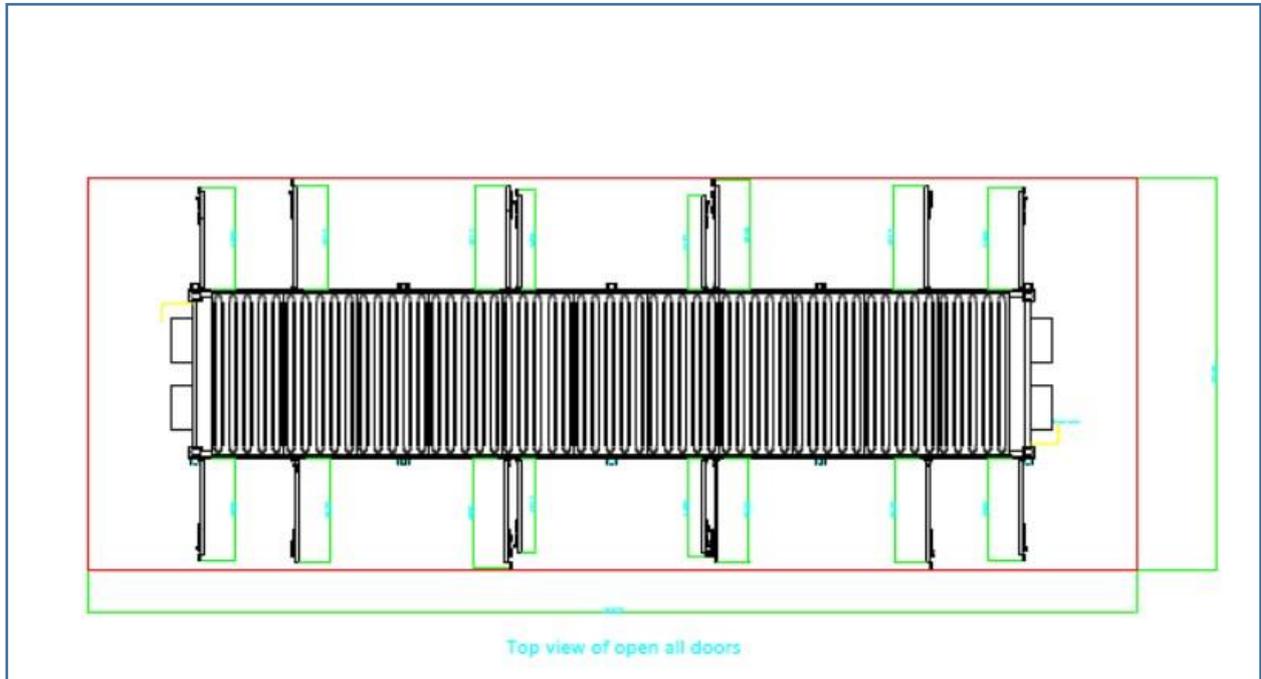


FIGURA 22: CABINATO PER STORAGE (BESS) VISTA DALL'ALTO

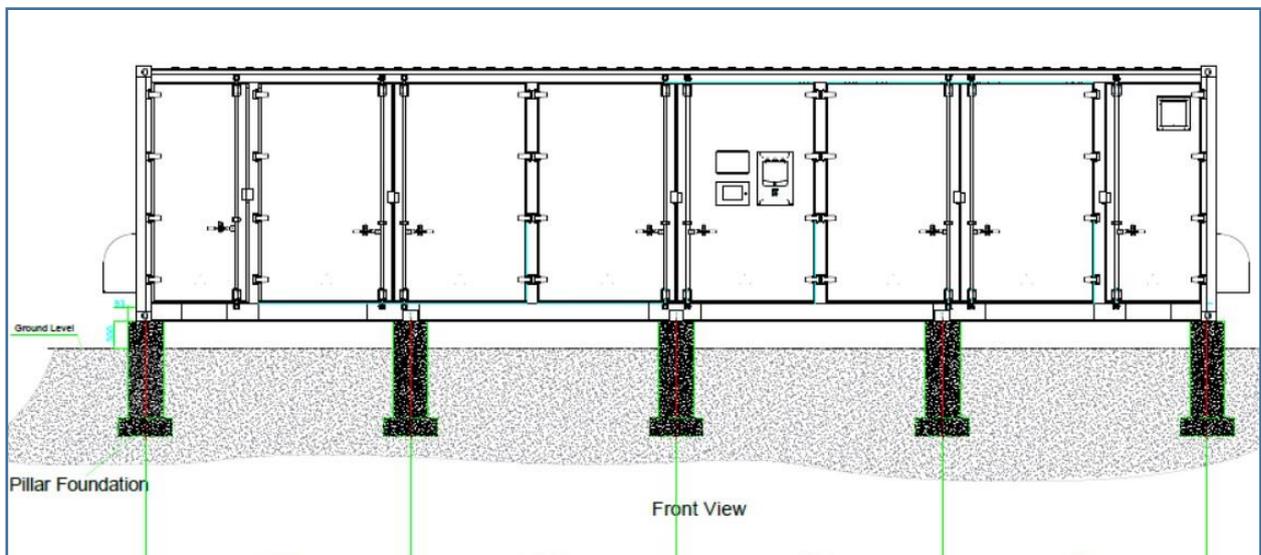


FIGURA 23: CABINATO PER BATTERIE (BESS) PROSPETTO PRINCIPALE

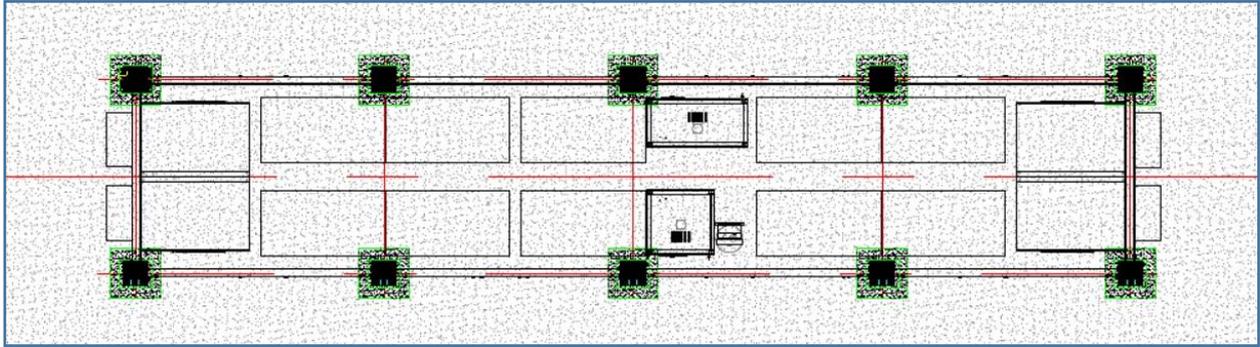


FIGURA 24: CABINATO PER BATTERIE (BESS) PROSPETTO PIANTA FONDAZIONI

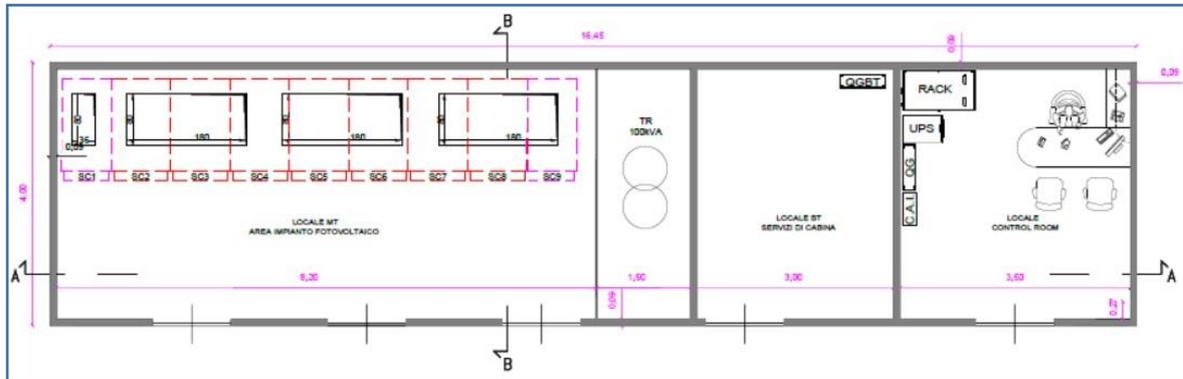


FIGURA 25: PIANTA CABINA ELETTRICA DI RICEZIONE E CONTROLLO

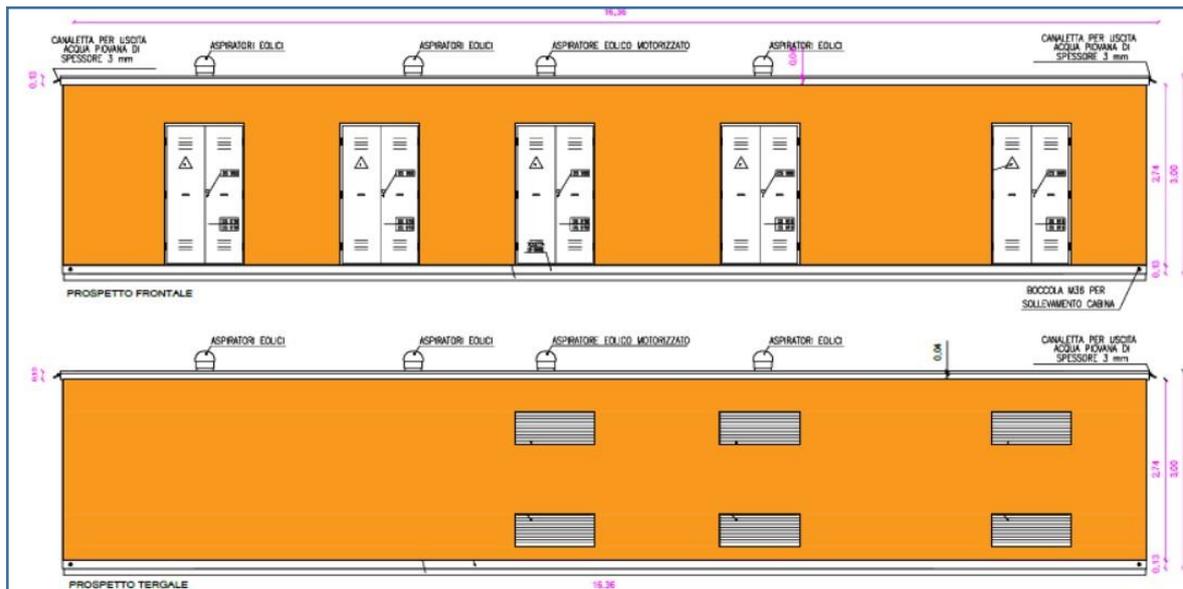


FIGURA 26: PROSPETTI PRINCIPALI CABINA ELETTRICA DI RICEZIONE E CONTROLLO

6.1.3.8 Basamenti e opere in calcestruzzo

Verranno realizzati dei basamenti in calcestruzzo con scavo di profondità mediamente intorno a 80-90 cm e comunque non superiore a 1,2 m.

I basamenti in calcestruzzo comprenderanno:

- basamenti dei cabinati (cabine di trasformazione BT/MT e cabina di ricezione);
- basamenti dei cabinati (cabine di trasformazione BT/MT e cabine per accumulatori);
- plinti di fondazione dei pali della illuminazione e videosorveglianza perimetrale: conglomerato cementizio per formazione di blocco di fondazione per pali, con resistenza caratteristica a compressione non inferiore a R_{ck} 20 N/mm²; con formazione di foro centrale (anche mediante tubo di cemento roto compresso o PVC annegato nel getto) e fori di passaggio dei cavi.

opera	Parti uguali	quantità	Totale (mc)
Cabine di campo MT	12	6,10x2.50x0,30	54,90
Cabina Elettrica e control room	1	16,50x4,00x0,40	26,40
Sistemi di accumulo trasformazione	12	6,10x2.50x0,30	54,90
Sistemi di accumulo accumulatori	12	(0,3x0,40x1,50+0,60x0,60x0,30)x10	34,56
Basamenti pali per CCTV	203	0,40x0,40x0,80	25,98
totale			196,74

Tabella 5: riassuntiva del cemento necessario per la realizzazione delle opere di calcestruzzo da realizzarsi in sito.

6.1.3.9 Pozzetti e camerette

L'impiego di pozzetti o camerette sarà limitato ai casi di reale necessità, per facilitare la posa dei cavi lungo percorsi tortuosi o per migliorare ispezionabilità dei giunti; saranno posizionati nei pressi delle cabine per consentire l'accesso dei cavi interrati alle condutture in ingresso alle cabine; saranno altresì posizionati nei pressi dei pali di illuminazione/video sorveglianza al fine di consentire lo smistamento delle condutture ai dispositivi localizzati nelle immediate vicinanze.

I pozzetti saranno realizzati in cemento con resistenza caratteristica a compressione non inferiore a $R_{ck} 20 \text{ N/mm}^2$, con fondo aperto formato con misto granulometrico per uno spessore di 20 cm, al fine di evitare il ristagno dell'acqua all'interno. Le coperture saranno chiusini prefabbricati in cemento armato prefabbricato o materiale di caratteristiche adeguate (policarbonato, acciaio, etc).

In fase di realizzazione dei pozzetti e relativa collocazione dei cavi occorrerà tener presente che:

- si devono potere introdurre ed estrarre i cavi senza recare danneggiamenti alle guaine; quindi, i fori devono essere dotati di adeguati colletti e condutture guida;
- il percorso dei cavi all'interno deve potersi svolgere ordinatamente rispettando i raggi di curvatura.

6.1.3.10 Drenaggi e regimentazione delle acque meteoriche

Non si rileva necessità di un sistema di regimentazione delle acque o di modifica dei dreni naturali esistenti, in quanto la superficie dell'impianto fotovoltaico sarà quasi totalmente permeabile; le strutture di fissaggio moduli saranno tali da non ostacolare il normale deflusso delle acque superficiali, e le cabine creeranno un impedimento sostanzialmente minimo. Le strade saranno realizzate in materiale inerte drenante, per cui sarà garantita il normale scorrimento delle acque superficiali.

In ogni caso, nella eventualità in cui le proprietà drenanti della viabilità interna o delle aree di installazione delle cabine non riescano a far fronte a una regimentazione delle acque di fronte ad eventi meteorici di significativa importanza, un sistema di regimentazione può essere integrato al lato della viabilità interna e/ perimetrale e/o in prossimità delle cabine per mezzo della costruzione di cunette drenanti realizzate effettuando uno scavo a sezione ristretta, di tipo aperto o rivestito con geo tessuto e riempito con stabilizzato di piccola pezzatura.

6.1.3.11 Opere di verde

Saranno eseguite le seguenti opere:

- Inerbimento del terreno nudo: semi, formato da un miscuglio di varietà diverse (composizione in peso: 20% *Poa pratensis*, 10% *Lolium perenne* cv. Sirtaky, 35%

Festuca arundinacea cv. Silver Hawk, 35% Festuca arundinacea cv. Prospect Green), fertilizzazione alla semina con Concime NP 7-16 CaO Zn C ed insetticida antiforiche.

- Piantumazione fascia arborea di protezione e separazione, con la messa a dimora di specie arboree, arbustive e cespugliose autoctone;
- Installazione dell'impianto di irrigazione fascia arborea, mediante impianto automatizzato e temporizzato, composto da una tubazione in polietilene ad alta densità o polivinilidene atossico, comprensivo di raccorderia, irrigatori, valvole ed innesti rapidi.

6.1.4 Componenti e opere servizi ausiliari

I servizi ausiliari della centrale fotovoltaica consistono nelle seguenti tipologie:

6.1.4.1 Sistema di monitoraggio

Il sistema sarà dotato di un sistema scada di monitoraggio delle prestazioni energetiche e degli allarmi elettrici, installato all'interno dei cabinet, la cui struttura risponda a condizioni di modularità e di rispetto dei blocchi funzionali fondamentali di cui si compone generalmente un sistema di acquisizione dati.

Il sistema è costituito da uno o più datalogger (in funzione del tipo di dispositivo e dal numero di variabili che dovrà acquisire) con moduli di espansione (sistema elettronico di controllo, di acquisizione e trasmissione dati) in grado di acquisire i dati provenienti dalle seguenti apparecchiature:

- la stazione meteo principale;
- la/e stazione/i meteo secondaria/e (eventuale);
- gli inverter;
- i relè degli interruttori MT;
- i contatti binari (ON/OFF) relativo allo stato degli interruttori dei quadri elettrici MT;
- il contatore di energia;

Permette il monitoraggio locale al servizio degli operatori di manutenzione (con tempi di latenza realtime ridottissimi) e la trasmissione via internet a web cloud con tutte le informazioni acquisite dal campo fotovoltaico come grandezze elettriche cumulative e di dettaglio delle singole unità di produzione.

Il sistema di trasmissione dei dati per l'impianto in oggetto utilizzerà:

- preferibilmente una comunicazione a onde convogliate attraverso i cavi di potenza degli inverter (al fine di limitare la collocazione di linee dati seriale) o in alternativa con classica comunicazione seriale;
- comunicazione seriale tra i sensori e i datalogger;

- comunicazione in fibra ottica tra le cabine di campo e cabine di ricezione.

6.1.4.2 Sistema antintrusione (videosorveglianza, allarme e gestione accessi)

L'area di impianto sarà completamente recintata e sorvegliata e dotata di un sistema antintrusione che consente di inviare allarmi via web e/o SMS alla rilevazione di una infrazione, costituito dai seguenti sistemi che funzioneranno in modo integrato:

- sistema di videosorveglianza perimetrale
- sistema di allarme e antintrusione a barriere a microonde
- sistema di gestione degli accessi

Il sistema di videosorveglianza registrerà tutti gli eventi di movimenti interni all'area di progetto e di passaggio nei pressi dell'anello perimetrale. È costituito da:

- telecamere fisse con o senza faretto all'infrarosso che permettono il funzionamento 24h/24h posti su pali a una distanza l'una dall'altra di circa 40 metri;
- server per videosorveglianza, videoregistratore, monitor LCD, Armadio rack, cavi rack.
- Il sistema di allarme e antintrusione a barriere a microonde rileva l'accesso nell'area dell'impianto ed in prossimità delle cabine.
- barriere a microonde (distanza RX-TX di circa 60 m) da installare lungo l'anello perimetrale ed in prossimità dei punti di accesso e cabine;
- centrale antintrusione, DGP in campo installati in adeguati box su palo, lettore di badge, tastiera di gestione, rivelatori volumetrici, rivelatori volumetrici a doppia tecnologia, contatti magnetici, sirena esterna, rilevatori di fumo, pulsante antincendio, cavi bus (RS485), cavi di allarme, cavi di alimentazione, cavi antincendio, batterie, ups, ecc

Il sistema di gestione degli accessi monitora gli stati degli ingressi del parco fotovoltaico e alle cabine di controllo e sarà implementato con sensoristica a contatti magnetici sui relativi elementi:

- cancelli di ingresso
- porte della cabina di controllo

Gli accessi sono gestiti con lettori e schede badge di accesso, al fine di consentire il tracciamento storico degli operatori che hanno accesso e gestiscono nel tempo l'impianto.

I suddetti sistemi di allarme e videosorveglianza potranno essere integrati o sostituiti con altre tecnologie al momento della costruzione.

6.1.4.3 Sistema di illuminazione

Il sistema di illuminazione sarà realizzato in prossimità di accesso parco e cabine e lungo la recinzione perimetrale.

La tipologia costruttiva della illuminazione perimetrale è costituita da palo di illuminazione di altezza fuori terra pari a 6,00 m posizionati all'interno dell'area, mentre per le aree nei pressi delle cabine saranno usati dei diffusori in policarbonato con altezza palo di circa un 1 metro.

I corpi illuminanti saranno con lampada a LED 50W 230V-50Hz, con riflettore con ottica antinquinamento luminoso in alluminio e diffusore in cristallo temperato resistente agli shock termici e agli urti, portalampada in ceramica, e ciascuno sarà dotato di propria protezione termica e sezionatore.

6.1.4.4 Sistema idrico

Il sistema idrico che sarà installato in campo includerà esclusivamente un impianto di irrigazione della fascia arborea di mitigazione del verde. Comprenderà un sistema di tubazioni in polietilene ad alta densità o polivinile atossico con irrigatori, valvole e innesti rapidi, connesso all'acquedotto o utilizzando una cisterna mobile munita di sistema di pressurizzazione, dotato di impianto automatizzato e temporizzato al fine di ottimizzare l'uso della risorsa idrica.

Non è prevista l'installazione di un sistema specifico distribuito in campo per la pulizia dei moduli fotovoltaici.

6.2 DESCRIZIONE TECNICA DELLE OPERE DI CONNESSIONE

6.2.1 Descrizione e caratteristiche generali – opere connessione

Il Progetto prevede la realizzazione di un elettrodotto interrato MT 30kV lungo circa 15,9 km, realizzato con due terne di cavo da 120 mmq 30 kV, partendo dalla Stazione elettrica e di controllo di Copparo sulla via Bruno Rossi nei territori comunali di Copparo, Jolanda di Savoia, Codigoro e Fiscaglia, terminando la propria corsa in corrispondenza della Cabina Utente CFiscaglia localizzata in adiacenza alla via Canale Bastioni in comune di Fiscaglia. Dalla Stazione Utente partirà un cavidotto AT lungo circa 0.200 km, realizzato con una terna di cavo da 120 mm² 132kV, che conetterà poi il presente Punto di Raccolta con la futura SE 380/132 kV di Terna denominata "Codigoro" che sarà realizzata ancora nel territorio di Fiscaglia, immediatamente ad Est della linea At 380 kV in questione; un cavidotto in AT e due linee aeree in AT permetteranno di collegare la SE 380/132 kV "Codigoro" di Terna alla RTN.

Le Opere di Connessione possono essere divise in "Opere di Utenza" e "Opere Comuni".

Saranno definite "**Opere di Utenza**" le seguenti opere di connessione:

- Cavidotto MT di collegamento tra i campi Fotovoltaici in comune di Copparo e la Cabina Utente di Fiscaglia;

Saranno definite "**Opere Comuni**" le seguenti opere di connessione:

- Cavidotto AT di collegamento tra la Stazione Utente e la SE 380/132kV "Codigoro" di Terna in comune di Fiscaglia;
- SE 380/132kV "Codigoro" di Terna in comune di Fiscaglia;
- Raccordi 380kV alla RTN;

6.2.2 Opere di Utenza: Cabina elettrica e di controllo di campo, Cavidotto MT tra Cabina elettrica e Stazione Utente, Stazione Utente "Codigoro".

6.2.2.1 Descrizione del sito, ubicazione e accessi

L'area di intervento per la realizzazione della Stazione Utente rientra totalmente nel Comune di Fiscaglia, facente parte della Provincia di Ferrara. L'area sulla quale insisterà la Cabina Utente è di circa 10.354,00 mq, che al termine dei lavori di costruzione sarà interamente recintata un'area. Il sito individuato è confinante con la strada comunale Via Canale Bastioni ed è in prossimità della CP Codigoro 132 kV di Enel Distribuzione. Per l'accesso all'area si prevede di realizzare un breve imbocco, che si sviluppa all'interno dell'area interessata, in modo da ampliare il raggio di curvatura di ingresso dei mezzi pesanti, che trasportano il trasformatore e gli elementi costituenti la cabina. Il cavidotto di collegamento con la cabina di raccolta sul sotto campo E insiste, come già detto in precedenza, sui territori comunali di Copparo, Jolanda di Savoia, Codigoro e Fiscaglia. La scelta dell'area di ubicazione della Cabina Utente e del percorso dei cavidotti è stata effettuata con l'obiettivo di coniugare l'esigenza di trasporto e distribuzione di energia con la ricerca della massima appropriatezza insediativa che potesse garantirne l'inserimento paesaggistico e il rispetto della pianificazione territoriale ed è stata inoltre condizionata dalla scelta di Terna di realizzare una nuova SE di rete 380/132 kV sotto la linea doppia Terna Porto Tolle-Ravenna Canale.

6.2.2.2 Dati di Progetto

Condizioni ambientali di riferimento

Le condizioni ambientali di riferimento per la realizzazione delle opere sono le seguenti:

- Massima temperatura ambiente per l'esterno +40 °C;
- Minima temperatura ambiente per l'esterno -25 °C;
- Umidità relativa massima per l'interno 90 %;
- Altezza dell'installazione sul livello del mare < 1.000 m;

- Classificazione sismica Ag/g 0,25 – Zona 3;
- Zona climatica secondo CEI 11-60 A.

Descrizioni e caratteristiche tecniche dell'opera

Dati elettrici di progetto della Stazione Utente Fiscaglia

- Tensione nominale del sistema AT 132 kV;
- Tensione massima del sistema AT 150 kV;
- Tensione nominale del sistema MT 30 kV;
- Tensione massima del sistema MT 36 kV;
- Frequenza nominale 50 Hz;
- Corrente nominale sbarre AT 1.250 A;
- Corrente nominale stalli AT 1.250 A;
- Corrente nominale guasto a terra del sistema AT 31,5 kA x 1”;
- Stato del neutro AT francamente a terra;
- Stato del neutro MT isolato.

Dati elettrici del cavidotto AT tra Cabina Utente Fiscaglia e SE Terna:

- Tensione nominale del sistema 132 kV;
- Tensione massima del sistema 150 kV;
- Frequenza nominale 50 Hz;
- Corrente nominale 507 A.

Dati elettrici di progetto del cavidotto MT tra Cabina di Raccolta campi fotovoltaici e Stazione Utente Fiscaglia

- Tensione nominale 30 kV;
- Frequenza nominale 50 Hz;
- Tensione massima 36 kV;
- Tensione di tenuta a frequenza industriale 50 kV;
- Tensione di tenuta ad impulso atmosferico 125 kV.

6.2.2.3 Criteri di progettazione

La progettazione dell'opera oggetto è stata sviluppata tenendo in considerazione un sistema di indicatori sociali, ambientali e territoriali, che hanno permesso di valutare gli effetti della pianificazione elettrica nell'ambito territoriale considerato, nel pieno

rispetto degli obiettivi della salvaguardia, tutela e miglioramento della qualità dell'ambiente, della protezione della salute umana e dell'utilizzazione accorta e razionale delle risorse naturali.

Tra le possibili soluzioni di localizzazione della stazione è stato individuato il sito avente le migliori caratteristiche in ragione delle peculiarità dell'area sotto il profilo:

- i. della sua orografia;
- ii. della destinazione urbanistica e dei vincoli nel loro complesso;
- iii. dall'ottimizzazione dell'occupazione del territorio essendo la stazione inclusa in adiacenza di una CP Enel e in prossimità della nuova SE Terna 380/132 kV;
- iv. Il percorso del cavidotto di MT e di AT andrà ad interessare soltanto viabilità stradale. riducendo interferenze con i terreni agricoli e con l'habitat naturale.

6.2.2.4 Stazione Utente Fiscaglia

Disposizione elettromeccanica

La Stazione Utente sarà del tipo con isolamento in aria (AIS), e nella sua massima estensione sarà costituita da:

- No. 1 stallo trasformatore AT/MT dotato di:
 - No. 1 arrivo linea in cavo 150 kV;
 - No. 3 scaricatori di sovratensione 150 kV (COV 108 kV) completi di conta scariche;
 - No. 1 sezionatore orizzontale 150 kV, 1.250 A;
 - No. 3 trasformatori di tensione induttivi isolati in olio/SF6 con due avvolgimenti afferenti al circuito di protezione di cui uno con collegato a triangolo aperto e due avvolgimenti riguardanti il circuito di misura;
 - No. 1 interruttore tripolare 150 kV, 2.000 A, isolato in SF6;
 - No. 3 trasformatori di corrente 150 kV isolati in SF6 con due avvolgimenti afferenti al circuito di protezione, e due avvolgimenti riguardanti il circuito di misura;
 - No. 3 scaricatori di sovratensione 150 kV (COV 108 kV) completi di conta scariche;
 - No. 1 trasformatore AT/MT 132/30 kV della potenza di 60 MVA, utilizzando il criterio previsto dal Codice di Rete, per il quale la potenza apparente del trasformatore debba essere $\geq 120\%$ Pn impianto fotovoltaico. Il trasformatore sarà dotato di variatore sotto carico $\pm 10 \times 1,25\%$ e sarà di gruppo vettoriale YNd11. Il neutro AT sarà accessibile e ad isolamento pieno. Il trasformatore sarà conforme alla fase-2 del Regolamento Commissione UE 21 Maggio 2014 No. 548/2014, circa la riduzione delle perdite.

Fabbricati

Nella Stazione Utente sono previsti due fabbricati. I fabbricati saranno a distanza di sicurezza dalle parti in tensione, come da norma CEI EN 61936-1:2014-09, ivi incluse le distanze minime dai trasformatori con volume di liquido superiore a 1.000 litri. Ove tale distanza non sia rispettata verranno realizzate pareti divisorie con resistenza al fuoco \geq EI 60 come da norma CEI EN 61936-1:2014-09.

I due fabbricati saranno formati da due corpi distinti di dimensioni in pianta l'uno di circa 16,00 x 5,5 m e l'altro di dimensione 21,00x 5,50 ed altezza fuori terra di circa 3,90 m. Essi saranno destinati a contenere i quadri di comando e controllo dello stallo AT/MT, gli apparati di telecontrollo sia del montante AT/MT che del parco fotovoltaico, il quadro MT per la connessione del parco fotovoltaico al trasformatore AT/MT, i servizi ausiliari dello stallo (intesi come le batterie, i quadri BT in cc ed in ca, il trasformatore servizi ausiliari ed il gruppo elettrogeno d'emergenza), un locale dedicato al sistema di misura UTF, un locale di servizio per la manutenzione ed i servizi igienici. Saranno incluse le opere di finitura consone al tipo di locale, quali il pavimento flottante, il tinteggio dei locali, l'installazione dell'impiantistica per illuminazione, forza motrice, anti-intrusione, controllo e sorveglianza, rilevazione incendi, la posa della segnaletica di sicurezza prevista, unitamente ai presidi antincendio ed all'impianto idraulico/sanitario per i servizi igienici, a servizio dei quali verranno installati un serbatoio per lo stoccaggio dell'acqua e una fossa imhoff dimensionata in conformità alle normative vigenti.

La superficie complessiva occupata sarà di circa 203,50 mq con un volume di circa 790 mc. La costruzione potrà essere di tipo tradizionale, con struttura in c.a. e tamponature in muratura di laterizio rivestite con intonaco di tipo civile, oppure di tipo prefabbricato (struttura portante costituita da pilastri prefabbricati in c.a.v., pannelli di tamponamento prefabbricati in c.a., finitura esterna con intonaci al quarzo o graniglia minerale).

Le coperture, a tetto piano, saranno opportunamente coibentate ed impermeabilizzate. Gli infissi saranno realizzati in alluminio anodizzato. Particolare cura sarà osservata ai fini dell'isolamento termico impiegando materiali isolanti idonei in funzione della zona climatica e dei valori minimi e massimi dei coefficienti volumici globali di dispersione termica, nel rispetto delle norme di cui alla Legge 9 Gennaio 1991, No. 10 e successivi regolamenti di attuazione.

Sistema di Protezione, Comando e Controllo

Lo stallo sarà equipaggiato con le idonee apparecchiature atte a garantirne la protezione contro i guasti, il suo comando ed il suo controllo - sia da locale che da remoto, oltre a ottemperare alle richieste di cui al Codice di Rete. Lo stallo sarà dotato, indicativamente, di:

- Quadro protezione trasformatore, comprendente la protezione di interfaccia impianto fotovoltaico e le protezioni dello stallo e del trasformatore;

- Quadro per la comunicazione con il sistema di telecontrollo di Terna via protocollo IEC 60870-5-104;
- Quadro per la comunicazione con il sistema di difesa di Terna via protocollo IEC 60870-5-104 (Quadro UPDM);
- Sistema di supervisione per la gestione dell'impianto di utenza, che consenta di operare in autonomia tramite un'apposita interfaccia HMI.

Misura energia

Per la rilevazione dell'energia prodotta è previsto un complesso di misura UTF, per l'energia attiva e reattiva sia uscente che entrante. I contatori certificati UTF e omologati al fine della lettura dell'energia prodotta saranno alimentati dai trasformatori di misura (TA e TV) dei quadri MT dell'utente. I relativi apparati di misura, dotati di modem ed antenna per la telelettura da remoto, saranno ubicati all'interno dei corrispondenti locali di ogni singolo produttore. Omologo gruppo di misura per l'energia scambiata con la rete sarà installato nel Punto di Raccolta.

Servizi ausiliari

I servizi ausiliari saranno derivati dal quadro servizi ausiliari di stazione e saranno alimentati dal trasformatore MT/BT connesso alle sbarre di MT dell'impianto, e soccorse da gruppo elettrogeno di potenza non superiore a 25 kW, che assicuri l'alimentazione dei servizi essenziali in caso di mancanza tensione alle sbarre dei quadri principali BT. Le utenze fondamentali, quali protezioni, comandi, segnalazioni, apparati di teletrasmissione, saranno alimentate in corrente continua tramite batterie tenute in tampone da raddrizzatori, ovvero alimentate in alternata sotto il circuito delle utenze privilegiate, derivato da UPS alimentato dagli stessi raddrizzatori e batterie.

Opere civili

I movimenti di terra per la realizzazione del punto di raccolta consisteranno nei lavori civili di preparazione del terreno e negli scavi necessari alla realizzazione delle opere di fondazione (edifici, portali, fondazioni macchinari e apparecchiature, ecc.). L'area di cantiere sarà costituita essenzialmente dall'area su cui insisterà l'impianto.

I lavori civili di preparazione, in funzione delle caratteristiche plano-altimetriche e fisico/meccaniche del terreno, consisteranno in un lieve sbancamento al fine di ottenere un piano a circa meno 50÷60 cm rispetto alla quota del piazzale di stazione, ovvero in uno "scotico" superficiale di circa 30÷40 cm con scavi a sezione obbligata per le fondazioni. La quota di imposta del piano di stazione sarà stabilita in modo da ottimizzare i volumi di scavo e di riporto.

Il criterio di gestione del materiale scavato prevede il suo deposito temporaneo presso l'area di cantiere e successivamente il suo utilizzo per il riempimento degli

scavi e per il livellamento del terreno alla quota finale di progetto, previo accertamento, durante la fase esecutiva, dell'idoneità di detto materiale per il riutilizzo in sito. In caso i campionamenti eseguiti forniscano un esito negativo, il materiale scavato sarà destinato ad idonea discarica, con le modalità previste dalla normativa vigente e il riempimento verrà effettuato con materiale inerte di idonee caratteristiche.

Poiché per l'esecuzione dei lavori non saranno utilizzate tecnologie di scavo con impiego di prodotti tali da contaminare le rocce e terre, nelle aree a verde, boschive, agricole, residenziali, aste fluviali o canali in cui sono assenti scarichi e in tutte le aree in cui non sia accertata e non si sospetti potenziale contaminazione, nemmeno dovuto a fonti inquinanti diffuse, il materiale scavato sarà considerato idoneo al riutilizzo in sito.

Le fondazioni delle varie apparecchiature saranno realizzate in conglomerato cementizio armato. Le aree interessate dalle apparecchiature elettriche saranno sistemate con finitura a ghiaietto, mentre le strade e piazzali di servizio destinati alla circolazione interna, saranno pavimentate con binder e tappetino di usura in conglomerato bituminoso e delimitate da cordoli in calcestruzzo prefabbricato. Le acque di scarico dei servizi igienici, ubicati nell'edificio, saranno trattate da appositi sistemi filtranti. Per l'illuminazione esterna del punto di raccolta sarà prevista l'installazione di paline h 9 m posizionate perimetralmente.

La recinzione perimetrale, di altezza 2,2 m dal piano di calpestio esterno, sarà realizzata in calcestruzzo in opera ovvero mediante pannelli prefabbricati del tipo a pettine con alla base un muro in cemento armato per evitare lo sfondamento della stessa recinzione. Sarà realizzato un cancello carrabile scorrevole della larghezza di 7 m, unitamente ad un cancello pedonale della larghezza di 1 m, entrambi inseriti fra pilastri in cemento armato.

Rete di terra

La rete di terra della stazione interesserà l'area recintata dell'impianto. Il dispersore dell'impianto ed i collegamenti dello stesso alle apparecchiature saranno realizzati secondo le normative vigenti e quindi dimensionati termicamente per la corrente di guasto in tale nodo, per come calcolata in sede di progettazione esecutiva, nel rispetto delle norme. Sarà costituito da una maglia realizzata in corda di rame da 70 mm² interrata ad una profondità di circa 0,7 m composta da maglie regolari di lato adeguato.

Le giunzioni saranno realizzate mediante connettore a C in rame elettrolitico. Il lato della maglia sarà scelto in modo da limitare le tensioni di passo e di contatto a valori non pericolosi, secondo quanto previsto dalla norma CEI EN 50522. Nei punti sottoposti ad un maggiore gradiente di potenziale le dimensioni delle maglie saranno

opportunamente infittite, come pure saranno infittite le maglie nella zona apparecchiature per limitare i problemi di compatibilità elettromagnetica.

Tutte le apparecchiature AT saranno collegate alla maglia mediante connettore a C in rame elettrolitico, un adeguato numero di corde di rame di sezione di 120 mm² e collegate alla struttura con capocorda in rame stagnato.

Al fine di contenere i gradienti in prossimità dei bordi dell'impianto di terra, le maglie periferiche presenteranno profondità maggiori (-1,2 m) e bordi arrotondati. Sulla maglia esterna saranno poi collegati i dispersori di terra composti da dispersori prolungabili in acciaio totalmente ramato della lunghezza di 3 m.

I ferri di armatura dei cementi armati delle fondazioni, come pure gli elementi strutturali metallici saranno collegati alla maglia di terra della Stazione. All'ultimazione delle opere, sarà eseguita la verifica delle tensioni di passo e di contatto, mediante rilievo sperimentale.

Sostegni per apparecchiature AT e terminali cavo

I sostegni dei componenti e delle apparecchiature AT saranno di tipo tubolare o di tipo tralicciato. Il tipo tubolare sarà utilizzato per la realizzazione dei sostegni delle apparecchiature AT e delle sbarre, mentre il tipo tralicciato sarà eventualmente utilizzato per i sostegni dei terminali cavo AT e degli interruttori AT.

I sostegni a traliccio saranno realizzati con strutture tralicciate formate da profilati aperti del tipo a "L" ed a "T", collegati fra loro mediante giunzioni bullonate.

I collegamenti saldati tra le diverse membrature saranno ridotti al minimo indispensabile. Non saranno realizzate aste mediante saldature di testa di due pezzi.

I sostegni saranno completi di tutti gli accessori necessari e saranno predisposti per il loro collegamento alla rete di terra di stazione.

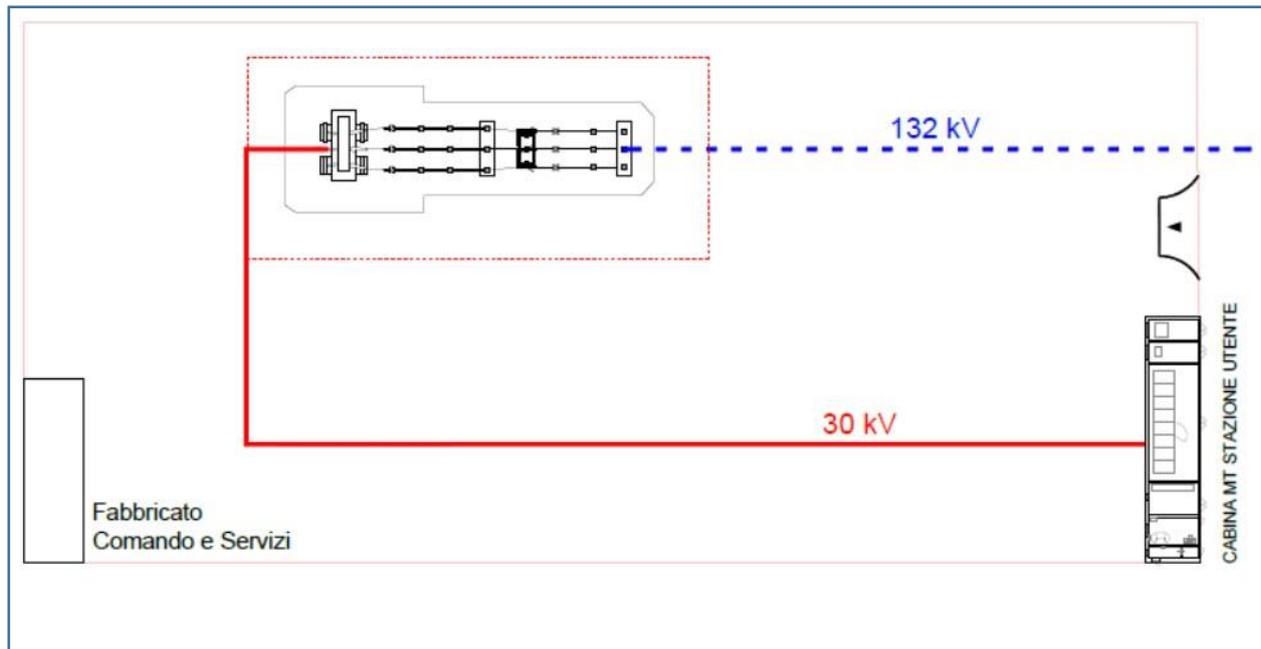


FIGURA 27: SEZIONE TIPO PROGETTUALE (SI VEDANO TAVOLE DI PROGETTO)

6.2.2.5 Cavidotto AT (tra Stazione e nuova SE Terna)

Descrizione sintetica del cavidotto AT

Collegherà la Cabina della Stazione Utente alla nuova SE Terna 380/132 kV "Codigoro" in comune di Fiscaglia. Ha una lunghezza complessiva di 0,20 km. Per il collegamento in cavo, sono previsti i seguenti componenti:

- Conduttori di energia;
- Giunti;
- Terminali per esterno;
- Scaricatori di sovratensione;
- Corda equipotenziale;
- Cassette di sezionamento.

Caratteristiche elettriche del conduttore AT

Ciascuna fase del cavo AT sarà costituita da un conduttore in alluminio compatto di sezione pari a 120 mmq, con isolamento in polietilene reticolato (XLPE), nastri in materiale igroespandente, guaina in alluminio saldata longitudinalmente e rivestimento in polietilene con grafitatura esterna.

Sia sul conduttore che sull'isolamento è presente uno schermo semiconduttivo. Di seguito è indicata la scheda tecnica di entrambi i cavi, le cui principali caratteristiche elettriche sono di seguito sintetizzate, differendo fra i due solamente la sezione:

- Tensione nominale di isolamento (U_0/U) 132 kV;
- Tensione massima permanente di esercizio 150 kV;
- Frequenza nominale 50 Hz;
- Sezione nominale 120 mmq;
- Norme di rispondenza IEC 60840, CEI 11-17;
- Tipo conduttore corda rotonda compatta;
- Materiale conduttore alluminio;
- Isolante XLPE.

Struttura del cavo AT

1. Conduttore: Alluminio a trifoglio tondi compattati classe 2 IEC 60228 di sezione nominale pari a 120 mmq impermeabilizzato longitudinalmente da filati e nastri impermeabilizzanti tra i trefoli interni del conduttore;
2. Nastro impermeabilizzante semiconduttivo applicato in modo elicoidale con sovrapposizione;
3. Schermo estruso non metallico conduttore: Composto semiconduttore estruso;
4. Isolamento: XLPE super pulito secondo IEC 60840 di 17,3 mm di spessore nominale;
5. Schermo estruso non metallico del nucleo: Composto semiconduttore estruso incollato all'isolamento;
6. Nastri semiconduttori di blocco dell'acqua applicati in modo elicoidale con sovrapposizione;
7. Guaina metallica: Guaina di alluminio saldata liscia di 0,93 mm di spessore nominale;
8. Guaina: HDPE tipo ST7 secondo IEC 60840 di 4,0 mm di spessore nominale. Colore della guaina: Naturale;
9. Composto semiconduttore estruso che serve da elettrodo per la prova di tensione continua della guaina. Colore: Nero;

Giunti AT

Non sono previsti giunti in quanto la lunghezza complessiva del cavo AT è inferiore a 600÷700 metri. e nel caso in questione, la tratta da realizzare consta di circa 150'-200 m.

Modalità di collegamento degli schermi (cavo AT)

La messa a terra verrà realizzata tramite una maglia locale costituita da 4 picchetti collegati alla cassetta di sezionamento per mezzo di una corda di rame. Il numero

esatto dei giunti sarà definibile in fase esecutiva in funzione anche della pezzatura dei cavi AT e la posizione esatta sarà variabile di qualche metro in funzione della presenza o meno di ostacoli localizzati.

La funzione degli schermi metallici che si trovano intorno ai conduttori è quella di consentire una circolazione a bassa impedenza alle eventuali di guasto nel caso di cedimento dell'isolamento. In fase esecutiva, ed in funzione delle massime correnti di corto circuito prevedibili, si provvederà a dimensionare gli schermi, i quali, come noto, potranno essere collegati secondo tre differenti schemi:

- Cross bonding;
- Single point bonding;
- Single mid point bonding.

Conduttore equipotenziale

Non è ad ora previsto conduttore equipotenziale da posarsi a lato del cavo, dal momento che - date distanze e le correnti in gioco, il tipo di collegamento fra gli schermi si presume sarà cross bonding, ove la messa a terra degli schermi avverrà, all'interno delle buche giunti nelle cassette di trasposizione, senza pertanto l'utilizzo del conduttore equipotenziale.

Modalità realizzative (cavidotto AT)

Si prevede una posa in trincea con disposizione dei cavi a "trifoglio", che verranno interrati ad una profondità di 1,6 metri e posati su un letto in calcestruzzo C12/15 con spessore di circa 10 cm. Al di sopra dei cavi verrà posato uno strato di circa 50 cm di sabbia e una tegola a protezione meccanica del cavo.

Il completamento del riempimento avverrà con materiale di risulta o di riporto, e sarà collocato un nastro monitor all'incirca a metà dello strato del materiale sovrastante il cavo. L'attraversamento di tratti su strade avverrà nelle modalità prescritte dagli enti proprietari.

In corrispondenza di attraversamenti stradali ovvero di interferenza con sottoservizi (gasdotti, cavidotti, fognature e scarichi etc.) si dovrà provvedere all'utilizzo di tubazioni PVC serie pesante, e i cavi dovranno essere posati all'interno di tubi inglobati in manufatti in cemento. Nel caso le prescrizioni degli enti o la tipologia di tratta da scavare (dovuta eventualmente a particolari esigenze di servizio della stazione di Terna) non consenta la possibilità di operare con scavi a cielo aperto ovvero con chiusure parziali della strada, si dovrà prevedere l'utilizzo di sistemi di perforazione teleguidata per la posa dei tubi all'interno dei quali alloggiare i cavi.

Nel seguito è riportato una sezione del cavidotto AT, con previsto un cavo a fibra ottica armato direttamente posato nello scavo.

6.2.2.6 Cavidotto MT

Descrizione sintetica del cavidotto MT

Il cavidotto ha una lunghezza complessiva di 16,7 km e collega i campi fotovoltaici di Copparo alla Stazione Utente di Fiscaglia. La massima potenza transitante sul cavo MT è pari a 34 MW. La tensione di esercizio è di 30 kV e saranno posate due terne di cavo unipolare avente sezione di 120 mm² del tipo ARE4H1R 18/30 kV.

Nell'elenco seguente sono sintetizzati i valori di cui sopra, con la formazione dei cavi MT e le relative cadute di tensione e potenza, espresse in percentuale:

Cavo a fibra ottica

Nel cavidotto di collegamento tra la Cabina di raccolta e controllo e la Stazione Utente è prevista la posa di un cavo a fibra ottica avente la funzione di scambio segnali fra il punto di raccolta e lo SCADA della produzione fotovoltaica.

Caratteristiche materiali (cavo MT)

Si prevede l'utilizzo di cavi MT 30 kV del tipo unipolari isolati in XLPE senza piombo, sotto guaina di PVC.

- Tensione nominale U₀/U: 18/30 kV;
- Temperatura massima di esercizio: 90°C;
- Temperatura minima di esercizio: -15°C (in assenza di sollecitazioni meccaniche);
- Resistenza elettrica massima dello schermo: 3 Ω/km;
- Temperatura minima di posa: 0°C;
- Temperatura massima di corto circuito: 250°C;
- Raggio minimo di curvatura consigliato: 12 volte il diametro del cavo;
- Massimo sforzo di trazione consigliato: 60 N/mm² di sezione del rame.

Strato di semiconduttore Materiale: Estruso

Isolamento Materiale: Polietilene reticolato XLPE senza piombo

Strato semiconduttore Materiale: Estruso, pelabile a freddo

Schermo Tipo: Fili di rame rosso, con nastro di rame in controspirale

Guaina esterna Materiale: Mescola a base di PVC, qualità ST2 Colore Rosso

Posa del cavo interrato

I cavi verranno interrati ad una profondità minima di 1,2 metri e posati su un letto di sabbia vagliata. La distanza minima tra le coppie di terne, disposte a trifoglio, sarà pari a 25 cm. In corrispondenza di ogni giunto verrà realizzato un pozzetto di ispezione, mentre si poseranno i cavi all'interno di tubi in caso di attraversamenti stradali, con lo scopo di limitare la presenza di scavi aperti in carreggiata. In questo

caso, come da norma CEI 11-17 III ed., il diametro minimo interno del tubo deve essere 1,4 volte il diametro circoscritto del fascio di cavi.

Nel medesimo scavo verrà posata la fibra ottica armata, al fine di garantire la comunicazione tra il parco fotovoltaico e la SE di trasformazione del produttore. Oltre alla segnalazione in superficie della presenza del cavidotto mediante opportuni ceppi di segnalazione, verrà anche posizionato del nastro monitore al di sopra dei cavi al fine di segnalarne preventivamente la presenza in caso di esecuzione di scavi.

La larghezza dello scavo è di circa 70 cm alla base, arrivando a circa 1 metro in cima, mentre la quota di posa delle terne di cavi sarà pari a circa 1,1 metro di profondità, quindi posati su circa 10 cm di sabbia o terra vagliata. Le terminazioni dei cavi di MT saranno dotate di terminali unipolari, con isolamento estruso, mentre gli schermi dei cavi stessi saranno messi a terra in corrispondenza delle terminazioni.

I giunti che si andranno ad impiegare saranno quelli unipolari dritti, con isolamento a spessore ridotto e schermo in tubo di alluminio. Infine, i cavi saranno ulteriormente protetti tramite la posa superiore di tegole di protezione.

Le terminazioni dei cavi di MT saranno dotate di terminali unipolari, con isolamento estruso, mentre gli schermi dei cavi stessi saranno messi a terra in corrispondenza delle terminazioni. I giunti che si andranno ad impiegare saranno quelli unipolari dritti, con isolamento a spessore ridotto e schermo in tubo di alluminio.

Infine, i cavi saranno ulteriormente protetti tramite la posa superiore di tegole di protezione.

Realizzazione dei cavidotti MT

Le fasi lavorative necessarie alla realizzazione degli elettrodotti in cavo interrato sono:

- scavo in trincea;
- posa cavi;
- rinterri trincea;
- esecuzione giunzioni e terminali;
- rinterro buche di giunzione.

Lo scavo della trincea avverrà tramite escavatore a benna stretta con tratti pari all'incirca alla pezzatura dei cavi da posare (250-300 m). Agli estremi di queste tratte verranno realizzate le buche per i giunti, mentre il terreno scavato verrà posato, durante la fase di posa dei cavi, al fianco dello scavo stesso.

Una volta completata la posa, il medesimo terreno verrà riutilizzato per ricoprire lo scavo, con il vantaggio di ridurre sensibilmente la quantità di materiale conferito in discarica ed il transito di mezzi pesanti. Lo scavo, per tutto il periodo nel quale sarà aperto, verrà opportunamente delimitato da recinzione. Una volta creato il letto di

posa (sabbia o terreno vagliato) verranno posizionati i rulli sui quali far scorrere il cavo, mentre alle estremità verranno posti un argano per il tiro e le bobine.

Una volta realizzati i giunti, all'interno delle apposite buche, ospitanti le selle di supporto protette da cassonetti di muratura, le buche stesse verranno riempite con sabbia vagliata e materiale di riporto. Gli impatti maggiori previsti per queste attività riguardano l'emissione di rumore, comunque limitato al solo utilizzo dell'escavatore, e di polveri anch'esse limitate dalla posa del terreno asportato di fianco allo scavo stesso e successivamente riutilizzato per il riempimento del cavidotto.

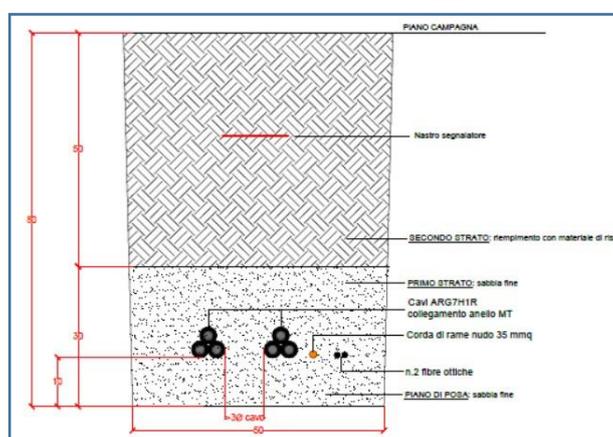


FIGURA 28: SEZIONE TIPO PROGETTUALE (SI VEDANO TAVOLE DI PROGETTO)

INTERFERENZE CAVIDOTTI MT

I tracciati dei cavidotti si snodano all'interno del paesaggio descritto in premessa del presente paragrafo, tra quote che si aggirano intorno ad un metro al di sotto del livello marino medio, con zone sporadicamente poco al di sopra del livello del mare.

I tracciati dei cavidotti mostrano le seguenti interferenze:

- A. Con le acque di scorrimento superficiali;
 - B. Con le viabilità comunali;
 - C. Con la ferrovia regionale tratto "Dogato-Codigoro" di FER (Ferrovie Emilia Romagna), in corrispondenza con la Via Canale Bastione;
- A.** Per quanto alle interferenze con acque di **scorrimento superficiali**, il cavidotto di interconnessione **tra i campi fotovoltaici**, in base a quanto indicato nel documento progettuale EL 22_CAV_Interferenze **corpi idrici** presenta le seguenti

interferenze:

- Attraversamento del canale consorziale SC. MOTTALUNGA all'interno della sede stradale di Via Seminiato in comune di Copparo (FE) all'interno di manufatto di attraversamento esistente
- Attraversamento del canale consorziale CA. SEMINIATO 2R all'interno della sede stradale di Via Seminiato in comune di Copparo (FE) all'interno di manufatto di attraversamento esistente;
- Attraversamento del canale consorziale SC. VALLAZZA all'interno della sede stradale di Via Vallazza in comune di Copparo (FE) all'interno di manufatto di attraversamento esistente;
- Attraversamento del canale consorziale FO. PEGNA all'interno della sede stradale interpoderale particella n. 20 del foglio n 65 del comune di Copparo (FE) all'interno di manufatto di attraversamento esistente.

Il cavidotto di collegamento tra la **Cabina di raccolta e la Stazione Elettrica Utente**, in base al medesimo documento progettuale presenta le seguenti (n. 12) interferenze con corpi idrici superficiali:

- Attraversamento del canale consorziale FO. PEGNA all'interno della sede stradale di Via Bruno Rossi in comune di Copparo (FE) all'interno di manufatto di attraversamento esistente;
- Parallelismo interrato in sinistra del canale consorziale CA. CARLO lungo via Jolanda Bonaglia TR6 in comune di Jolanda di Savoia (FE);
- Attraversamento del canale consorziale CA. CARLO all'interno della sede stradale di Via Jolanda Bonaglia TR 6 in comune di Jolanda di Savoia(FE) all'interno di manufatto di attraversamento esistente;
- Parallelismo interrato in sinistra del canale consorziale CT. CENTRALE lungo via Jolanda Bonaglia in comune di Jolanda di Savoia (FE);
- Attraversamento del canale consorziale CT. CENTRALE all'interno della sede stradale di Via Jolanda Bonaglia in comune di Jolanda di Savoia(FE) all'interno di manufatto di attraversamento esistente;
- Attraversamento del canale consorziale CA. MALPIGLIO NUOVO all'interno della sede stradale di corso Matteotti in comune di Jolanda di Savoia(FE) all'interno di manufatto di attraversamento esistente;
- Parallelismo interrato in destra del canale consorziale CA. MALPIGLIO NUOVO lungo via G. Di Vittorio in comune di Jolanda di Savoia (FE);
- Attraversamento del canale consorziale CA. MALPIGLIO NAVIGABILE all'interno della sede stradale Strada Reale Traversa 6 in comune di Jolanda di Savoia(FE) all'interno di manufatto di attraversamento esistente;

- Parallelismo interrato in destra del canale consorziale CA. MALPIGLIO NAVIGABILE in catasto al foglio n. 47 particelle 32 e 34, foglio 48 particelle 43 e 45 e al folio 49 particelle 30,22,25 e 26 in comune di Codigoro (FE);
- Attraversamento del canale consorziale CA. BOSCAROLO NAVIGABILE all'interno della sede stradale via Bagaglione Sud in comune di Codigoro (FE) all'interno di manufatto di attraversamento esistente;
- Attraversamento del canale consorziale COLLETTORE ACQUE ALTE all'interno della sede stradale via Bagaglione Sud in comune di Codigoro (FE) all'interno di manufatto di attraversamento esistente;
- Attraversamento in tecnologia TOC PO DI VOLANO.

B. Per quanto alle interferenze con le strade comunali, il cavidotto di interconnessione tra i campi fotovoltaici e tra la stazione di raccolta e la stazione Utente, presenta le seguenti interferenze con le strade comunali di

B1 Copparo:

- Via Seminato per ml 980,00 e m 0,40 di larghezza
- Via Magnadura per ml 1.360 e 0,40 di larghezza
- Via Vallazza per ml 200,00 e m 0,40 di larghezza
- Via Bruno Rossi per ml 1.050 e m 0,40 di larghezza

B2 Jolanda di Savoia:

- Via Bruno Rossi per ml 120 e m 0,40 di larghezza
- Strada Jolanda Bonaglia TR 6 ml 2.025,00 e m 0,40
- Corso Giacomo Matteotti per ml 15,00 e 0,40 di larghezza
- Via G Di Vittorio per ml 790,00 e m 0,40 di larghezza
- Via 1° Maggio per ml 80,00 e m 0,40 di larghezza
- Strada Real Traversa per ml 510,00 e m 0,40 di larghezza
- Ex SP 16° per ml 1.200 e m 0,40 di larghezza
- Strada Real Traversa 6 per ml 1.240 e 0,40 di larghezza

B3 Codigoro:

- Via Bagaglione Sud, cavo MT ml 3.700,00 e m 0,40

B4 Fiscaglia

Via Castagnina, cavo MT long. m 1.365,00 e m 0,40

Via Canale Bastione, cavo MT long. m 370,00 e m 0,40

6.2.3 Stazione Elettrica di Rete Terna "Codigoro"

6.2.3.1 Descrizione del sito, ubicazione e accessi

La nuova stazione elettrica di trasformazione 380/132 kV sarà ubicata nel Comune di Fiscaglia (FE), nella porzione Nord-Ovest di questo, a oltre 400 metri dal fiume PO di Volano.

Il solo comune interessato dalla realizzazione della nuova stazione elettrica di trasformazione 380/132 kV "Codigoro" sarà quello di Fiscaglia, in provincia di Ferrara.

L'individuazione del sito ed il posizionamento della stazione e la relativa strada d'accesso risultano dagli allegati:

- "Inquadramento territoriale" (in scala 1 : 250.000)
- "Corografia" in scala 1:10.000,
- "Planimetria Catastale", in scala 1:2000, con indicazione delle aree potenzialmente
- impegnate
- "Elenco ditte catastali" che riporta i i beni da asservire e e con vincolo preordinato all'esproprio.

L'opera interessa il solo comune di Fiscaglia, in provincia di Ferrara. Per maggiori dettagli si rimanda alla suddetta cartografia allegata.

L'ubicazione è stata individuata come la più idonea a minimizzare la lunghezza dei raccordi all'elettrodotto 380 kV " Ravenna Canala - Porto Tolle".

La stazione interesserà un'area di circa 260 m x 320 m che verrà interamente recintata e sarà accessibile tramite un cancello carrabile largo 7,00 m di tipo scorrevole ed un cancello pedonale, ubicato lungo il lato Ovest della stazione e posto in collegamento, mediante un tratto di circa 10 m di nuova viabilità, con la strada Via Canale Bastione che corre parallela alla stazione sul lato Ovest, e che consentirà l'accesso alla stazione 380 kV, la stazione Utente verrà realizzata sul medesimo lato della stessa strada. area destinata ai produttori.

La nuova stazione, interesserà un'area di circa 84.000 m², interamente recintati, interessando porzioni delle particelle 167, e 170 del foglio catastale n. 3, delle particelle 117, 73, 122 e 143 del foglio 4 e le Particelle 37, 45 e 39 del foglio 7 del comune di Fiscaglia (FE) come riportato nel suddetto "Elenco ditte catastali".

Per l'accesso alla stazione elettrica verrà utilizzato un raccordo stradale di circa 10 mt. dalla strada locale "Via Canale Bastione" che da nord a sud consente di raggiungere l'area della stazione 380 kV mentre sul lato opposto sorgerà la stazione Utente.

Inoltre dovrà essere realizzata un breve tratto di strada asfaltata per l'accesso alla stazione utente con caratteristiche idonee al transito di mezzi pesanti e d'opera, della lunghezza di circa 80 m che dovrà essere opportunamente raccordata alla suddetta Via Canal Bastioni.

6.2.3.2 Descrizione e caratteristiche tecniche

Condizioni ambientali di riferimento

- Valore minimo temperatura ambiente all'interno: -5°C;
- Valore minimo temperatura ambiente all'esterno: -25°C;
- Temperatura ambiente di riferimento per la portata delle condutture: 30°C;
- Grado di inquinamento: III;
- Irraggiamento: 1000 W/m²;
- Altitudine e pressione dell'aria: poiché l'altitudine è inferiore ai 1000 m s.l.m. non si considerano variazioni della pressione dell'aria;
- Umidità all'interno: 95%;
- Umidità all'esterno: fino al 100% per periodi limitati;
- Classificazione sismica (OPCM 3274 del 2003): zona 3;
- Accelerazione orizzontale massima: 0,25g.

Descrizione

La nuova stazione elettrica di trasformazione 380/132 kV "Codigoro", secondo le indicazioni di TERNA sarà collegata in entra-esce sull'esistente elettrodotto a 380 kV "Ravenna Canala – Porto Tolle".

Al fine di contenere al minimo le opere da realizzare e il loro impatto sul territorio, la stazione elettrica è stata prevista in un'area in prossimità dell'esistente elettrodotto sopra citato.

INTERFERENZE CAVIDOTTI E LINEE AEREE AT

La interconnessione con le linee 132 kV esistenti e la CP Codigoro presenta le seguenti interferenze:

- A. Con la viabilità comunale: cavidotto 132 kV su Via Canale Bastione per m 370;
- B. Con la viabilità comunale : cavidotto 132 kV su Via Castagnina per m 10,00;
- C. Con la viabilità provinciale:
 - cavidotto 132 kV su SP 68 per m 18,00
 - n° 2 linee aeree 132 kV su SP 68 per m 18,00 cadauno

D. Con Po di Volano:

cavidotto 132 kV s per m 40,00

n° 2 linee aeree 132 kV per m 47,50 cadauno

Disposizione elettromeccanica

La nuova stazione "Codigoro" sarà composta da una sezione a 380 kV e da una sezione a 132 kV.

La sezione a 380 kV sarà del tipo unificato TERNA con isolamento in aria e sarà costituita da:

- n° 1 sistema a doppia sbarra ;
- n° 2 stalli linea (Ravenna Canala – Porto Tolle);
- n° 1 stallo primario trasformatore (ATR);
- n° 1 parallelo sbarre;

Le sezioni a 132 kV saranno del tipo unificato TERNA con isolamento in aria e saranno costituite da:

1° Sezione 132kV

- n° 1 sistema a doppia sbarra;
- n° 3 stalli linea;
- n° 1 stallo secondario trasformatore (ATR);
- n° 1 parallelo sbarre
- n° 1 stallo congiuntore
- I macchinario previsto:

n° 1 ATR 400/132 kV con potenza di 250 MVA. Ogni stallo di linea sarà equipaggiato con sezionatori di sbarra verticali, interruttore SF6, sezionatore di linea orizzontale con lame di terra, TV e TA per protezioni e misure.

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

I montanti "parallelo sbarre" e "congiuntore " con interruttore saranno equipaggiati con sezionatori di sbarra verticali, interruttore in SF6 e TA per protezione e misure.

Il montante (stallo) "congiuntore senza interruttore" sarà equipaggiato con sezionatori di sbarra verticali.

Le linee afferenti si attesteranno su sostegni portale di altezza massima pari a 21 m mentre l'altezza massima delle altre parti d'impianto (sbarre di smistamento a 380 kV) sarà di 12 m.

Nella pagina seguente riportiamo pianta della Stazione RTN 380/132 di Terna "Codigoro"

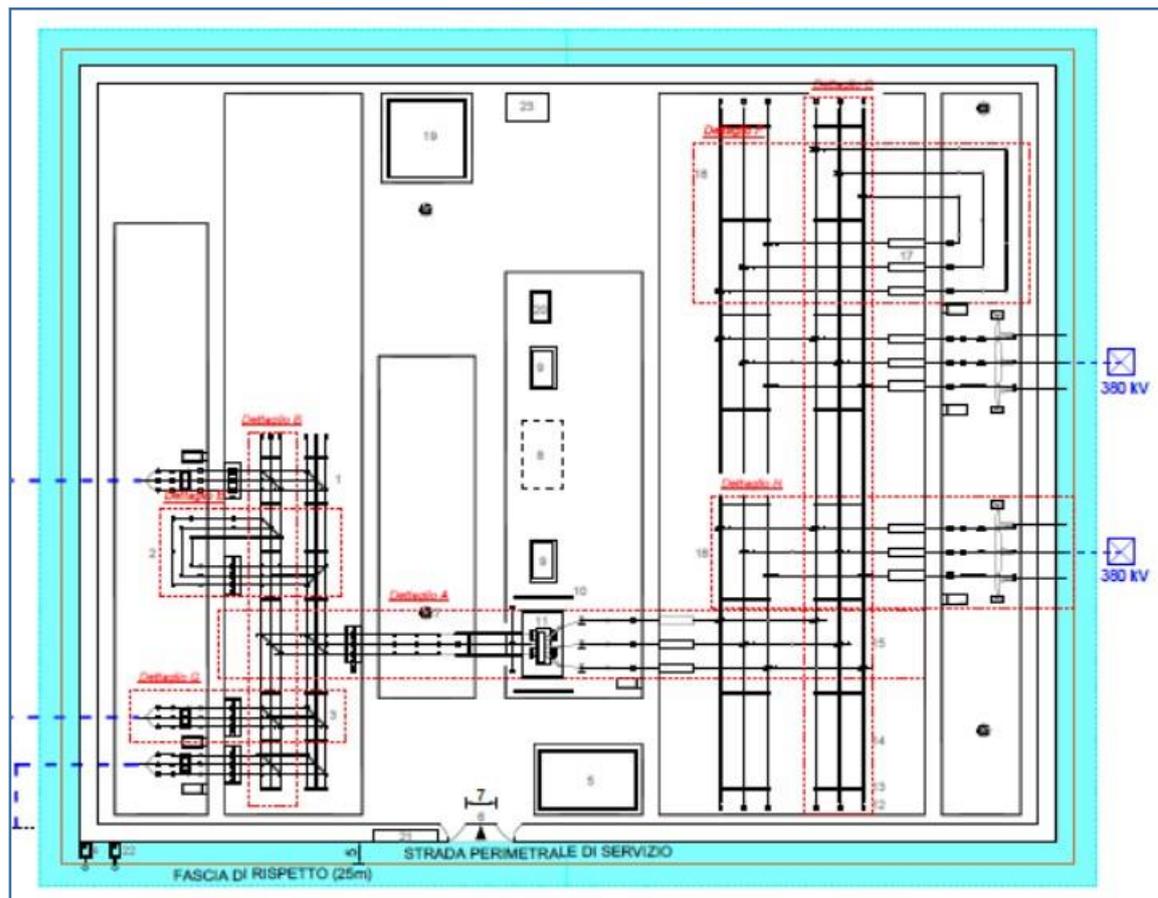


FIGURA 29: PIANTA STAZIONE ELETTRICA RTN TERNA 380/132 Kv

6.2.3.3 Servizi ausiliari

I Servizi Ausiliari (S.A.) della nuova stazione elettrica saranno alimentati da trasformatori MT/BT derivati dalla rete MT locale provenienti dalla vicina stazione di Codigoro di Enel Distribuzione ed integrati da un gruppo elettrogeno di emergenza che assicuri l'alimentazione dei servizi essenziali in caso di mancanza tensione alle sbarre dei quadri principali BT.



Le principali utenze in corrente alternata sono: pompe ed aerotermini dei trasformatori, motori interruttori e sezionatori, raddrizzatori, illuminazione esterna ed interna, scaldiglie, ecc.

Le utenze fondamentali quali protezioni, comandi interruttori e sezionatori, segnalazioni, ecc saranno alimentate in corrente continua a 110 V tramite batterie tenute in tampone da raddrizzatori.

6.2.3.4 Rete di terra

La rete di terra della stazione interesserà l'area recintata dell'impianto.

Il dispersore dell'impianto ed i collegamenti dello stesso alle apparecchiature saranno realizzati secondo l'unificazione TERNA per le stazioni a 380 kV e 132 kV e quindi dimensionati termicamente per una corrente di guasto di 50 kA per 0,5 sec.

Il dispersore sarà costituito da una maglia realizzata in corda di rame da 63 mm² interrata ad una profondità di circa 0,7 m composta da maglie regolari di lato adeguato.

Il lato della maglia sarà scelto in modo da limitare le tensioni di passo e di contatto a valori non pericolosi, secondo quanto previsto dalla norma CEI 11-1.

Nei punti sottoposti ad un maggiore gradiente di potenziale le dimensioni delle maglie saranno opportunamente infittite, come pure saranno infittite le maglie nella zona apparecchiature per limitare i problemi di compatibilità elettromagnetica.

Tutte le apparecchiature saranno collegate al dispersore mediante due o quattro corde di rame con sezione di 125 mm².

Al fine di contenere i gradienti in prossimità dei bordi dell'impianto di terra, le maglie periferiche presenteranno dimensioni opportunamente ridotte e bordi arrotondati.

I ferri di armatura dei cementi armati delle fondazioni, come pure gli elementi strutturali metallici saranno collegati alla maglia di terra della stazione.

6.2.3.5 Campi elettromagnetici

L'impianto sarà progettato e costruito in modo da rispettare i valori di campo elettrico e magnetico, previsti dalla normativa statale vigente (Legge 36/2001 e D.P.C.M. 08/07/2003). Si rileva che nella stazione, che sarà normalmente esercita in teleconduzione, non è prevista la presenza di personale se non per interventi di manutenzione ordinaria o straordinaria.

Data la standardizzazione dei componenti e della disposizione geometrica, si possono estendere alla stazione elettrica "Codigoro" i rilievi sperimentali eseguiti nelle stazioni TERNA per la misura dei campi elettromagnetici al suolo nelle diverse condizioni di esercizio.

Di seguito è riportata la planimetria di una stazione TERNA 380/132 kV (fig.1) e l'andamento dei relativi campi magnetici ed elettrici (fig2).

Si può notare come il contributo di campo elettrico e magnetico dei componenti di stazione (macchinari e apparecchiature), in corrispondenza delle vie di servizio interne, risulti trascurabile rispetto a quello delle linee entranti.

Tale contributo diminuisce ulteriormente in prossimità della recinzione dove si può affermare che il campo elettrico e magnetico è principalmente riconducibile a quello dato dalle linee entranti per le quali risulta verificata la compatibilità con la normativa vigente come riportato nella documentazione progettuale dell'elettrodotto alla quale si rimanda per approfondimenti.

In sintesi, i campi elettrici e magnetici esternamente all'area di stazione sono riconducibili ai valori generati dalle linee entranti e quindi l'impatto determinato dalla stazione stessa è compatibile con i valori prescritti dalla vigente normativa.

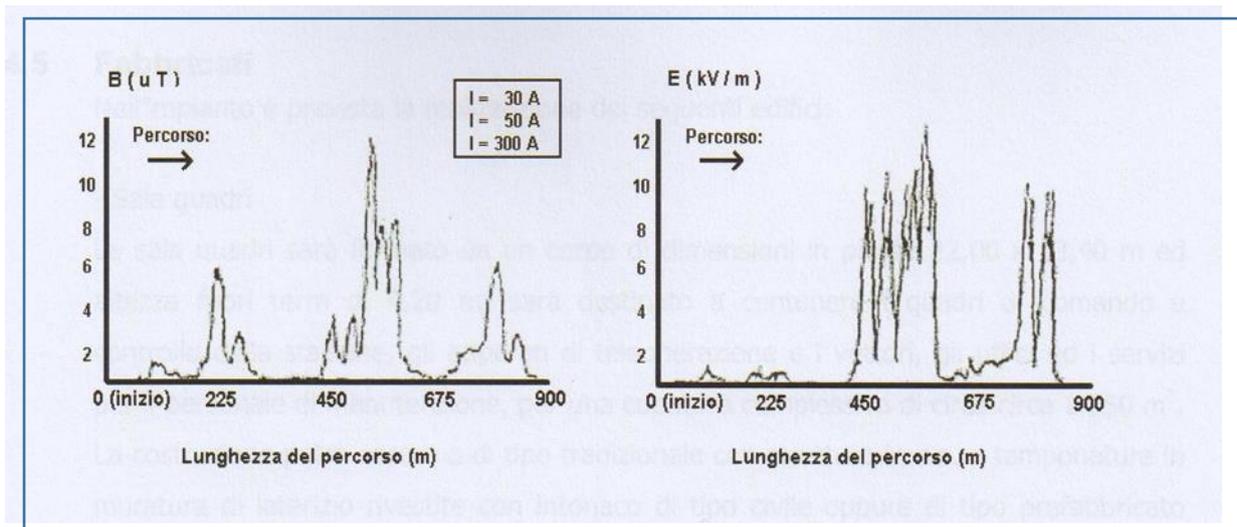


FIGURA 30: GRAFICI DEI CAMPI ELETTRICI E MAGNETICI ALL'ESTERNO DELL' AREA