

PROPONENTE SIG PROJECT ITALY 1 S.r.l. Via Borgogna 8, 20122 Milano p.iva e cod. fiscale 11503980960 email: Info@suninvestmentgroup.com pec: sigproject@legalmail.it		COD. ELABORATO R01_RG
ELABORAZIONI BLE ENGINEERING S.r.l. Sede legale: Viale Cappiello 50, 81100 - Caserta P.IVA 04659450615		PAGINE

PROGETTO DEFINITIVO
IMPIANTO AGROFOVOLTAICO DENOMINATO "CASTEL VOLTURNO 2"
LOCALIZZATO NEL COMUNE DI CASTEL VOLTURNO (CE)
DELLA POTENZA DI 55,26 MW

2022.I.G.CAM 005

OGGETTO VIA IMPIANTO FOTOVOLTAICO	TITOLO ELABORATO RELAZIONE GENERALE
--	--

PROGETTAZIONE BLE ENGINEERING S.r.l. ING. GIOVANNI CAROZZA ORDINE ING. PROV. DI CASERTA N.155 Sede legale: Viale Cappiello 50, 81100 - Caserta P.IVA 04659450615	GRUPPO DI PROGETTAZIONE Ing. Giovanni Cinà Ing. Giuseppe Esposito Ing. Antonio De Sano Dott. Antonella Pellegrino
--	--

Nome documento	Revisione nr.	Del	Prodotto da	Approvato da
		22.08.2022		

Disegni, calcoli, specifiche e tutte le altre informazioni contenute nel presente documento sono di proprietà della BLE S.r.l. Al ricevimento di questo documento la stessa diffida pertanto di riprodurlo, in tutto o in parte, e di rivelarne il contenuto in assenza di esplicita autorizzazione.

Sommario

3.1 PREMESSA.....	4
3.2 DEFINIZIONI	4
3.3 LO SCENARIO DI RIFERIMENTO	6
3.3.1 La strategia energetica europea e nazionale.....	6
3.3.2 Stato dell’arte della tecnologia solare fotovoltaica per gli impianti “utility scale”	9
Aspetti generali.....	10
I moduli FV.....	12
I materiali.....	12
Il degrado e vita utile dei moduli.....	12
Certificazioni.....	13
Sviluppi tecnologici.....	15
Modalità di posa dei moduli.....	16
Gli inverter.....	17
Impatto e sostenibilità ambientale	18
3.4 INQUADRAMENTO GENERALE ED URBANISTICO	19
3.4.1 Inquadramento generale e catastale	19
3.4.2 Inquadramento urbanistico.....	21
3.5 CONFIGURAZIONE GENERALE DELL’IMPIANTO FV.....	23
3.5.1 Criteri di scelta del sito	23
3.5.2 Criteri di inserimento territoriale e ambientale	24
3.5.3 Lay-out del sistema fotovoltaico e potenza complessiva.....	24
3.5.4 Potenzialità energetica del Sito ed analisi di producibilità dell’impianto FV	25
I risultati del calcolo.....	26
3.5.5 Principali ricadute ambientali positive del progetto	28
Contributo alla riduzione delle emissioni di CO2	28
Emissioni evitate di inquinanti atmosferici	30
Risparmio di risorse energetiche non rinnovabili.....	31
3.6 DESCRIZIONE TECNICA DEI COMPONENTI DELL’IMPIANTO	31
3.6.1 Componenti principali e criteri generali di progettazione strutturale ed elettromeccanica	31
3.5.2 Gli inseguitori monoassiali.....	31

3.6.2	Caratteristiche principali	33
3.6.3	Durata e trattamento protettivo dei componenti in acciaio.....	34
3.6.4	I pali di sostegno	34
3.6.5	Moduli fotovoltaici	35
3.6.6	Connessione alla rete di distribuzione	37
	Soluzione impiantistica prevista dal preventivo di connessione alla rete MT di Terna	37
	Quadri Elettrici MT – Collettori di impianto	37
	Cavi di distribuzione dell’energia in Media Tensione (MT)	38
	Power Station	40
	Cavi di distribuzione dell’energia in Bassa Tensione (BT) in c.a. e c.c.	41
3.7	Misura dell’energia.....	43
	3.7.1 Software per visualizzazione, monitoraggio, telesorveglianza	44
	3.7.2 Impianto di videosorveglianza.....	44
	3.7.3 Stazione meteorologica	45
3.8	OPERE ACCESSORIE	45
	3.8.1 Sistemazione dell’area e viabilità	45
	3.8.2 Recinzione e cancello	45
	3.8.3 Scavi per posa cavidotti	46
	3.8.4 Interventi di mitigazione e inserimento ambientale	47
	3.8.5 Dismissione d’impianto	48
	3.8.6 Mezzi d’opera richiesti dalle operazioni.....	49
	3.8.6 Ripristino dello stato dei luoghi.....	49
3.9	DESCRIZIONE DEL PROCESSO COSTRUTTIVO	49
	3.9.1 Descrizione del contesto in cui è collocata l'area del cantiere.....	50
	3.9.2 Principali lavorazioni previste.....	50
	3.9.3 Impianto elettrico di cantiere.....	51
	3.9.4 Precauzioni aggiuntive con impianti FV.....	52
3.10	POSSIBILI RICADUTE SOCIALI, OCCUPAZIONALI ED ECONOMICHE DELL’INTERVENTO A LIVELLO LOCALE	52
	3.10.1 Ricadute occupazionali stimate.....	52
3.11	NORMATIVA DI RIFERIMENTO.....	53

3.1 PREMESSA

La presente relazione tecnico-descrittiva costituisce parte integrante del progetto definitivo di una centrale fotovoltaica, da realizzarsi con moduli in silicio monocristallino installati su inseguitori solari monoassiali. La centrale, insistente su una superficie di circa 88 ettari, è ubicata nel Comune di Castel Volturno (CE) via Domitiana, snc.

L'intervento è proposto dalla SIG PROJECT ITALY 1 S.R.L., con Sede Legale in Via Borgogna 8, 20122, Milano (MI), rappresentata dal dott. D'Elia Giuseppe, nato a Padova (PD) il 20/01/1970, c.f. DLEGPP70A20G224Q, domiciliato a Padova (PD), via P. P. Vergerio, n. 26 I 7, CAP 35126, nella qualità di Amministratore Unico.

L'impianto in progetto avrà una potenza complessiva nominale di 55,26 MW ed accumulo da 5000 kWp, data dalla somma delle potenze nominali dei singoli Moduli fotovoltaici, e sarà costituito da n. 1588 inseguitori monoassiali con orientazione nord-sud (tracker da 1299 x 58 e 289 x 29 pannelli FV).

L'impianto sarà suddiviso in 9 blocchi di potenza (sottocampi), ciascuno dei quali invierà l'energia prodotta a delle power station dotate di trasformatore MT/BT. All'interno della power station si eleverà la tensione BT a 400 V fornita in uscita dagli inverter alla tensione MT di 30.000 V per il successivo vettoriamento dell'energia alla Cabina MT Utente posta al confine dell'area utile dell'impianto.

La soluzione impiantistica dell'Impianto di Rete per la Connessione prevede che l'allaccio dell'impianto FV alla rete tramite la realizzazione di una nuova cabina di consegna collegata in antenna a 150 kV su un futuro ampliamento della Stazione Elettrica di Trasformazione a 380/150 kV in località Canello ed Arnone.

Tale soluzione prevede la realizzazione dei seguenti impianti, per i quali ha facoltà di realizzazione in proprio: cavidotto interrato per la lunghezza di circa 11Km.

La produzione di energia annua dell'impianto è stimata in circa 108.920 MWh /anno.

3.2 DEFINIZIONI

Per le finalità del presente documento si applicano le definizioni riportate nel Glossario del Codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete (in seguito Codice di Rete).

Nel seguente elenco si riportano alcune di esse, integrate secondo quanto riportato nella Guida Tecnica Terna recante "Condizioni generali di connessione alle reti MT" delle centrali fotovoltaiche.

Campo fotovoltaico: insieme di tutte le stringhe fotovoltaiche di un sistema dato.

Cella fotovoltaica: elemento minimo che manifesta l'effetto fotovoltaico, cioè che genera una tensione elettrica in corrente continua quando è sottoposto ad assorbimento di fotoni della radiazione solare.

Centrale Fotovoltaica (o impianto fotovoltaico): insieme di uno o più campi fotovoltaici e di tutte le infrastrutture e apparecchiature richieste per collegare gli stessi alla rete elettrica ed assicurarne il funzionamento.

Interruttore Generale: interruttore la cui apertura assicura la separazione dell'intera Centrale Fotovoltaica dalla rete del Gestore. Una Centrale Fotovoltaica può essere connessa alla rete anche con più di un Interruttore Generale.

Interruttore di Inverter: interruttore la cui apertura assicura la separazione del singolo inverter dalla rete.

Inverter (o convertitore di potenza c.c./c.a.): apparecchiatura impiegata per la conversione della corrente continua prodotta dai moduli fotovoltaici in corrente alternata monofase o trifase.

Linee di sottocampo: linee di media tensione che raccolgono la produzione parziale della Centrale Fotovoltaica sulla sezione MT dell'impianto d'utenza.

Maximum Power Point (MPP): punto di massima potenza. È il punto di funzionamento del pannello fotovoltaico in cui questo rilascia la potenza massima possibile, espressa in kW_{PICCO} (kW_p). Il massimo punto di potenza varia a seconda dell'irraggiamento e della temperatura dell'ambiente.

Modulo fotovoltaico: il più piccolo insieme di celle fotovoltaiche interconnesse e protette dall'ambiente circostante.

Pannello fotovoltaico: gruppo di moduli pre-assemblati, fissati meccanicamente insieme e collegati elettricamente.

Potenza nominale o di targa dell'inverter: potenza attiva massima alla tensione nominale che può essere fornita con continuità da ogni singolo inverter nelle normali condizioni di funzionamento. È riportata nei dati di targa. È espressa in kW.

Potenza apparente dell'inverter: potenza apparente del singolo inverter alla tensione nominale nelle normali condizioni di funzionamento. È riportata nei dati di targa. È espressa in kVA.

Potenza nominale della Centrale Fotovoltaica (P_n): Corrisponde alla somma delle potenze di targa degli inverter solari utilizzati per la conversione da DC a AC. È espressa in MW.

Potenza nominale dei moduli fotovoltaici: potenza attiva alla tensione nominale che può essere fornita con continuità in condizioni specificate da ogni singolo modulo. È riportata nei dati di targa ed è espressa in kW_p.

Potenza nominale disponibile della Centrale Fotovoltaica (P_{nd}): somma delle potenze nominali degli inverter disponibili in un determinato momento. È espressa in MW.

Potenza erogabile dall'inverter: potenza massima erogabile dall'inverter nelle condizioni ambientali e irraggiamento correnti. È espressa in kW.

Potenza erogabile della Centrale Fotovoltaica: potenza che può essere erogata dalla centrale nelle condizioni ambientali correnti. È la somma delle potenze erogabili degli inverter disponibili in un determinato momento. È espressa in MW.

Potenza attiva immessa in rete dalla Centrale Fotovoltaica: potenza erogata dalla centrale fotovoltaica alla rete, misurata nel punto di connessione. È espressa in MW.

Potenza reattiva immessa in rete dalla Centrale Fotovoltaica: potenza erogata dalla Centrale Fotovoltaica alla rete, misurata nel punto di connessione. È espressa in MVA_r. Nel seguito sono utilizzate le seguenti convenzioni di segno: positiva se immessa in rete (effetto capacitivo), negativa se assorbita (effetto induttivo).

Punto di Connessione: (o Punto di Consegna): confine fisico tra la rete di trasmissione e l'impianto d'utenza attraverso il quale avviene lo scambio fisico dell'energia elettrica

Sottocampo fotovoltaico: le parti del campo fotovoltaico che si connettono in maniera distinta alla sezione di media tensione (sezione MT) attraverso le linee di sotto-campo. Il termine di sottocampo fotovoltaico ai fini della presente guida non rappresenta l'insieme delle stringhe connesse al singolo inverter ma fa riferimento alla parzializzazione della Centrale Fotovoltaica nella sezione MT dell'impianto d'utenza.

Stringa fotovoltaica: insieme di pannelli fotovoltaici collegati elettricamente in serie.

3.3 LO SCENARIO DI RIFERIMENTO

3.3.1 La strategia energetica europea e nazionale

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 20-2020"), 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:

assicuri energia a prezzi accessibili a tutti i consumatori;

renda più sicuro l'approvvigionamento energetico dell'UE;

riduca la dipendenza europea dalle importazioni di energia e 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.

L'Italia ha stabilito i propri contributi agli obiettivi europei al 2030 attraverso la predisposizione della Proposta di Piano Nazionale Integrato per l'energia e il clima; relativamente all'energia rinnovabile, di particolare interesse per il presente studio, la Proposta di Piano fissa un obiettivo di copertura, nel 2030, del 30% del consumo finale lordo di energia da fonti rinnovabili. In particolare, si prevede che il contributo delle rinnovabili al soddisfacimento dei consumi finali lordi totali al 2030 sia così differenziato tra i diversi settori:

55,4% di quota rinnovabili nel settore elettrico;

33% di quota rinnovabili nel settore termico (usi per riscaldamento e raffrescamento);

21,6% per quanto riguarda l'incorporazione di rinnovabili nei trasporti.

Relativamente al settore elettrico, è prevista una forte penetrazione dell'eolico e del fotovoltaico attraverso la stimolazione di una nuova produzione, nonché promuovendo il revamping e il repowering degli impianti esistenti.

Fonte	2016	2017	2025	2030
Idrica	18.641	18.863	19.140	19.200
Geotermica	815	813	919	950
Eolica	9.410	9.766	15.690	18.400
<i>di cui off-shore</i>	0	0	300	900
Bioenergie	4.124	4.135	3.570	3.764
Solare	19.269	19.682	26.840	50.880
<i>di cui CSP</i>	0	0	250	880
Totale	52.258	53.259	66.159	93.194

Figura 1 – Obiettivi di crescita della potenza (MW) da fonte rinnovabile al 2030 (Fonte: PNIEC)

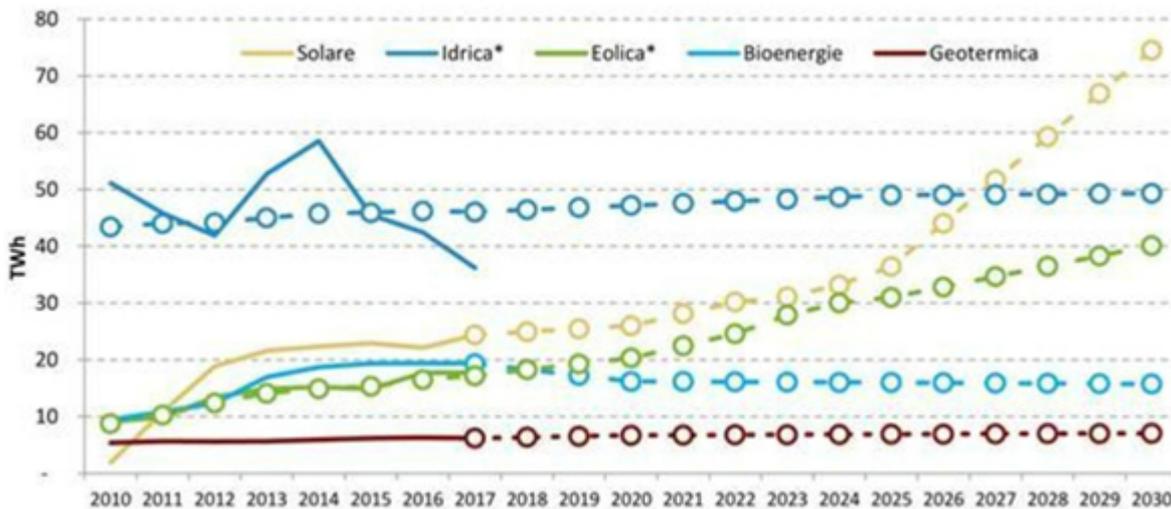


Figura 2 – Traiettorie di crescita dell’energia elettrica da fonti rinnovabili al 2030 (Fonte: PNIEC)

Tra le politiche e misure per realizzare il contributo nazionale all’obiettivo fissato al 2030, il Piano pone l’accento sulla ripartizione dello stesso fra le Regioni, attraverso l’individuazione, da parte di quest’ultime, delle aree da mettere a disposizione per la realizzazione degli impianti, privilegiando installazioni a ridotto impatto ambientale.

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.

Nel frattempo, i principali Paesi europei si stanno muovendo verso l'adozione di obiettivi di strategia energetica in linea con quelli comunitari. Ne sono esempio le strategie energetiche di Germania, Regno Unito e Danimarca.

La Germania, con la "Energiewende", si propone: una produzione da rinnovabili pari al 18% dei consumi finali al 2020, per arrivare fino al 60% al 2050 (con obiettivo di sviluppo rinnovabili nel settore elettrico pari al 35% al 2020, e fino all'80% al 2050); una riduzione dei consumi primari al 2020 del 20% rispetto ai valori del 2008 (in particolare, è attesa una riduzione dei consumi elettrici del 10% al 2020), per arrivare fino al 50% nel 2050; il progressivo phase-out delle centrali nucleari entro il 2022.

Il Governo del Regno Unito ("Enabling the transition to a Green Economy") ha attivato una serie di strumenti di policy a supporto della transizione verso la green economy. Tra gli obiettivi del Governo inglese al 2020, vi è la riduzione delle emissioni di gas serra del 34% e la produzione del 15% dell'energia tramite fonti rinnovabili.

La Danimarca, con la "Strategia Energetica 2050", si propone un orientamento di lungo periodo flessibile, che punta a rendere il Paese indipendente dai combustibili fossili entro il 2050, fissando come punti chiave del percorso al 2020: la produzione da rinnovabili al 30% dei consumi finali e la riduzione dei consumi primari del 4% rispetto ai valori del 2006.

3.3.2 Stato dell'arte della tecnologia solare fotovoltaica per gli impianti "utility scale"

Con una capacità totale installata superiore a 580 GW¹ in tutto il mondo e incrementi annuali di circa 100 GW negli ultimi anni, la tecnologia solare fotovoltaica (FV) ha assunto un ruolo sempre più importante nel panorama della generazione elettrica a livello globale. Un sostanziale calo del costo delle centrali fotovoltaiche (riduzione dell'80% dal 2008) ha migliorato la competitività del solare fotovoltaico, riducendo la necessità di sussidi e consentendo alla tecnologia di competere, in alcuni mercati, con differenti opzioni di generazione di energia.

Sebbene l'energia prodotta dai sistemi FV rappresenti attualmente una piccola percentuale della generazione elettrica globale², la diffusione delle centrali solari fotovoltaiche sta crescendo rapidamente sia per le applicazioni di scala industriale (o "utility scale") sia nella generazione distribuita. Come rappresentato dalla Figura di seguito, la crescita del solare FV è pienamente in linea con lo scenario di sostenibilità prefigurato dall'International Energy Agency per il 2030, nel quale la generazione elettrica da FV è attesa in circa 3.300 TWh.



Figura 3 – Scenario di produzione elettrica da sistemi FV al 2030 (Fonte IEA)

La riduzione dei costi, spinta dai progressi tecnologici, le economie di scala nella produzione e le innovazioni nelle soluzioni di finanziamento hanno determinato il raggiungimento, per le moderne centrali FV, del cosiddetto regime di “grid parity” in un crescente numero di mercati. Progressi continui e ulteriori riduzioni dei costi ampliaranno queste opportunità nel prossimo futuro, anche nei paesi in via di sviluppo in cui esistono condizioni solari favorevoli. La tecnologia del solare si sta rivelando applicabile in più luoghi e per più applicazioni di quanto molti esperti del settore avevano previsto anche pochi anni fa.

Aspetti generali

In questa sezione sono sinteticamente illustrati le tecnologie dei moduli FV, i sistemi di supporto dei moduli, gli inverter e i metodi di quantificazione delle prestazioni degli impianti fotovoltaici. Al riguardo sarà fornita una panoramica delle attuali tecnologie disponibili in commercio, utilizzate nei progetti fotovoltaici di taglia industriale, al fine di fornire un quadro di informazioni utili a favorire il processo istruttorio del progetto.

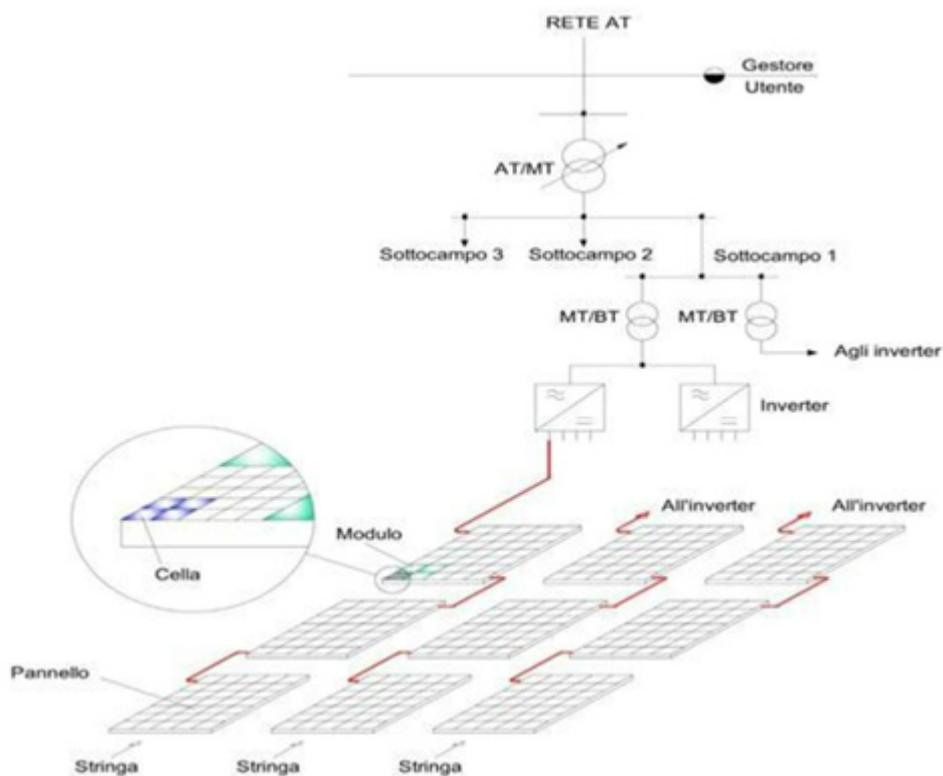


Figura 4 – Configurazione tipica di un impianto FV “utility scale” (Fonte Terna)

La Figura 4 fornisce un’illustrazione schematica della configurazione tipica di un impianto grid connected di potenza superiore al megawatt (soglia convenzionalmente indicata per la classificazione degli impianti c.d. “utility scale”). I componenti principali includono:

Moduli fotovoltaici: convertono la radiazione solare incidente in elettricità attraverso l'effetto fotovoltaico, un processo non inquinante né rumoroso. L'effetto PV è un effetto associato alle proprietà dei materiali semiconduttori in base al quale la radiazione solare che incide sulle celle fotovoltaiche determina una variazione della distribuzione delle cariche ed una differenza di potenziale. Secondo questo principio, la cella fotovoltaica solare produce elettricità in corrente continua (DC). Un impianto fotovoltaico si compone di numerose celle collegate tra loro in moduli e moduli collegati tra loro in stringhe per produrre la potenza richiesta.

Inverter: sono necessari per convertire l'elettricità DC in corrente alternata (AC) per il collegamento alla rete pubblica. Ogni inverter è collegato elettricamente a numerosi moduli in serie e stringhe in parallelo;

Sistemi di sostegno (e/o orientazione) del modulo: consentono di fissare saldamente i moduli fotovoltaici a terra con un angolo di inclinazione fisso o su inseguitori solari;

Trasformatori elevatori: L'uscita dagli inverter richiede generalmente un'ulteriore elevazione in tensione per raggiungere il livello di tensione della rete AC. I sistemi di trasformazione portano la tensione in uscita dagli inverter alla tensione di rete richiesta (ad esempio 30kV, 150kV, 220 kV a seconda del punto di connessione alla rete e degli standard nazionali).

L'interfaccia di connessione alla rete: qui l'elettricità prodotta viene trasferita nella rete pubblica. La tipica sottostazione elettrica è provvista anche dei quadri di interfaccia di rete richiesti, interruttori di circuito e sezionatori per la protezione e l'isolamento della centrale fotovoltaica, nonché delle apparecchiature di misurazione. La sottostazione e il punto di misurazione possono essere ubicati anche all'esterno del limite dell'impianto fotovoltaico.

I moduli FV

Nel seguito saranno sinteticamente individuate le opzioni tecnologiche disponibili in commercio per i moduli FV; si accennerà inoltre alla certificazione dei moduli ed al degrado delle prestazioni dei moduli FV solari nel tempo.

I materiali

Le proprietà specifiche dei semiconduttori richieste per il funzionamento delle celle FV limitano lo spettro delle materie prime da cui possono essere fabbricate. Il silicio è il materiale più comune, ma sono estremamente importanti anche le celle che impiegano CdTe e CIGS / CIS. Le tecnologie fotovoltaiche emergenti (le celle organiche) sono realizzate con polimeri, tuttavia, non sono ancora disponibili in commercio.

Ogni materiale ha caratteristiche uniche che incidono sulle prestazioni delle celle, sul metodo di produzione e sui costi. Le celle fotovoltaiche possono essere basate su "wafer" di silicio (prodotti tagliando "fette" di materiale (wafer) da un blocco di lingotto solido di silicio) o su tecnologie a "film sottile", nelle quali un sottile strato di materiale semiconduttore viene posto su substrati a basso costo.

Le celle fotovoltaiche sono generalmente classificate come cristalline o a film sottile. Le celle di silicio cristallino (c-Si) forniscono moduli ad alta efficienza e sono suddivise in silicio monocristallino (mono-c-Si) o silicio multicristallino (multi-c-Si). Le celle mono-c-Si sono generalmente le più efficienti, ma sono anche più costose delle multi-c-Si. Le celle a film sottile offrono un'alternativa più economica, ma sono meno efficienti. Esistono tre tipi principali di celle a film sottile: cadmio tellururo (CdTe), rame indio (gallio) di-selenide (CIGS / CIS) e silicio amorfo (aSi).

Allo stato attuale, la tecnologia c-Si comprende quasi l'80% della capacità solare installata a livello globale ed è verosimile che rimanga dominante nel prossimo futuro.

Il degrado e vita utile dei moduli

Le prestazioni di un modulo fotovoltaico diminuiscono nel tempo. Il degrado ha diverse cause, che possono includere effetti associati all'umidità, temperatura, irraggiamento solare e differenze di potenziale; questo è indicato come (PID – Potential Induced Degradation) . Altri fattori che influenzano il degrado includono la qualità dei materiali utilizzati nella fabbricazione, il processo di fabbricazione e la qualità dell'assemblaggio e dell'imballaggio delle celle nel modulo.

La manutenzione influisce solo limitatamente sul degrado dei moduli, che dipende principalmente dalle caratteristiche specifiche del modulo utilizzato e dalle condizioni climatiche locali. È quindi decisiva la scelta di produttori di moduli affidabili.

L'entità e la natura del degrado variano a seconda delle tecnologie dei moduli. Per i moduli cristallini, il tasso di degrado è in genere più elevato nel primo anno dopo l'esposizione iniziale alla luce e quindi si stabilizza. Il LID si verifica a causa di difetti che si manifestano all'esposizione iniziale alla luce. Può essere causato dalla presenza di boro, ossigeno o altri prodotti chimici lasciati dal processo di stampa o incisione della produzione della cella. A seconda del wafer e della qualità della cella, il LID può variare dallo 0,5% al 2,0%.

Un ulteriore degrado delle tecnologie amorfe e cristalline si verifica a livello di modulo e può essere causato da:

- Effetto delle condizioni ambientali sulla superficie del modulo (ad esempio, inquinamento).
- Scolorimento o foschia dell'incapsulante o del vetro.
- Difetti di laminazione
- Sollecitazioni meccaniche e umidità sui contatti.
- Ripartizione del contatto cellulare.
- Degrado del cablaggio

I moduli fotovoltaici possono avere un tasso di degrado della potenza a lungo termine compreso tra lo 0,3% e l'1,0% all'anno. Per i moduli cristallini, un tasso di degrado generico dello 0,4% all'anno è spesso considerato applicabile. Alcuni produttori di moduli hanno condotto specifici test indipendenti che dimostrano che si possono ipotizzare con sicurezza tassi di degrado più bassi.

In generale, si prevede che i moduli fotovoltaici di buona qualità abbiano una vita utile compresa tra 25 e 30 anni. Oltre tale limite aumenta significativamente il rischio di un incremento dei tassi di degrado.

Certificazioni

La Commissione elettrotecnica internazionale (IEC) emette norme accettate a livello internazionale per i moduli fotovoltaici. Il Comitato Tecnico 82, "Sistemi solari fotovoltaici," è responsabile della stesura di tutti gli standard IEC relativi al fotovoltaico. In genere i moduli fotovoltaici devono essere testati per la durabilità e l'affidabilità secondo questi standard:

Le norme IEC 61215 (per moduli c-Si) e IEC 61646 (per moduli a film sottile) includono test per cicli termici, umidità e congelamento, sollecitazioni meccaniche e torsioni, resistenza alla grandine e prestazioni in condizioni di prova standard (STC). Si tratta di marchi di qualità minima accettati e certificano che i moduli possono resistere a un uso prolungato. Tuttavia, tali certificazioni sono molto meno rappresentative in merito alle prestazioni del modulo in condizioni di posa sul campo.

Uno standard IEC per la potenza e la classificazione energetica dei moduli fotovoltaici a diversa irradianza e condizioni di temperatura è diventato disponibile nel 2011. IEC 61853-1 "Test delle prestazioni dei moduli fotovoltaici e classificazione energetica" fornisce la metodologia per l'accertamento delle prestazioni dettagliate dei moduli. Si dispone quindi di un protocollo accurato per confrontare le prestazioni dei diversi modelli di modulo.

Tabella 1 – Standard di riferimento per i moduli fotovoltaici

Test	Descrizione	Commento
IEC 61215	Moduli FV terrestri in silicio cristallino (c-Si) - Qualificazione del progetto e omologazione	Comprende test per cicli termici, umidità e congelamento, sollecitazioni meccaniche e resistenza a torsione e grandine. La certificazione standard utilizza una pressione di 2.400 Pa. I moduli in luoghi con forti nevicate possono essere testati in condizioni 5.400 Pa più rigide.
IEC 61646	Moduli fotovoltaici terrestri a film sottile- Qualificazione del progetto e omologazione	Molto simile alla certificazione IEC 61215, ma un test aggiuntivo considera specificamente il degrado aggiuntivo dei moduli a film sottile.
EN / IEC 61730 La	Qualifica di sicurezza del modulo fotovoltaico	parte 2 della certificazione definisce tre diverse classi di applicazione: <input type="checkbox"/> Classe di sicurezza O - Applicazioni ad accesso limitato. <input type="checkbox"/> Classe di sicurezza II - Applicazioni generali. <input type="checkbox"/> Classe di sicurezza III - Applicazioni a bassa tensione (BT).
IEC 60364-441	Protezione contro le scosse elettriche	Sicurezza del modulo valutata in base a: <input type="checkbox"/> Durabilità. <input type="checkbox"/> Elevata rigidità dielettrica.
Test	Descrizione	Commento
		<input type="checkbox"/> Stabilità meccanica. <input type="checkbox"/> Spessore e distanze dell'isolamento.
IEC 61701	Resistenza alla nebbia salina e alla corrosione	Necessaria per i moduli installati vicino alla costa o per applicazioni marittime.
IEC 61853-1	Test delle prestazioni dei moduli fotovoltaici e classificazione energetica	Descrive i requisiti per la valutazione delle prestazioni dei moduli fotovoltaici in termini di potenza nominale in un intervallo di irraggiamento e temperature.
IEC 62804	Test di durabilità della tensione di sistema per moduli c-Si	Descrive la procedura di test e le condizioni per condurre un test PID. Il modulo fotovoltaico sarà considerato resistente al PID se la perdita di potenza è inferiore al 5% dopo il test.
Conformità europea (CE)	Il prodotto certificato è conforme ai requisiti di salute, sicurezza e ambiente dell'Unione Europea.	Obbligatorio nello Spazio economico europeo.
UL 1703	Conformarsi al National Electric Code, alla Sicurezza sul lavoro e alla salute e alla National Fire Prevention Association. I moduli offrono	Underwriters Laboratories Inc. (UL) è una società indipendente di certificazione dei test di sicurezza dei prodotti con sede negli Stati Uniti che è un laboratorio di test riconosciuto a livello nazionale (NRTL). La certificazione da parte di un NRTL è obbligatoria negli Stati Uniti.

Sviluppi tecnologici

La tecnologia dei moduli fotovoltaici si sta sviluppando rapidamente. Mentre la ricerca e sviluppo è concentrata su un'ampia gamma di approcci tecnici diversi, gli effetti di questi approcci si concentrano sul miglioramento dell'efficienza del modulo o sulla riduzione dei costi di produzione.

Negli anni recenti sono stati apportati miglioramenti incrementali alle celle c-Si convenzionali. Uno di questi miglioramenti è l'incorporamento dei contatti frontali in scanalature microscopiche tagliate al laser al fine di ridurre l'area superficiale dei contatti, e quindi aumentare l'area della cella che è esposta alla radiazione solare.

Allo stesso modo, un altro approccio prevede il passaggio dei contatti frontali lungo il retro della cella e quindi direttamente attraverso la cella fino alla superficie anteriore.

Diversi tipi di celle solari hanno intrinsecamente prestazioni migliori in diverse parti dello spettro solare. Pertanto, un'area di interesse della ricerca applicata è la diversificazione di celle di diversi tipi. Con una specifica combinazione di celle solari impilate (sufficientemente trasparenti) può essere prodotta una cella "multi-giunzione" che offre prestazioni migliori su una gamma più ampia dello spettro solare. Questo approccio è portato all'estremo nelle celle III-V (che prendono il nome dai rispettivi gruppi di elementi nella tavola periodica) in cui vengono utilizzati i materiali ottimali per ciascuna parte dello spettro solare. Le celle III-V sono estremamente costose, ma hanno raggiunto efficienze superiori al 40 per cento. Approcci meno costosi basati sullo stesso concetto di base includono celle ibride (costituite da celle impilate di c-Si e film sottile) e celle a-Si multi-giunzione.

Altre tecnologie emergenti, che non sono ancora pronte per il mercato, ma potrebbero essere di interesse commerciale in futuro, includono le celle sferiche, celle a nastro e celle organiche o sensibili al colorante. Le celle solari sensibili alla tintura hanno recentemente attirato attenzione a causa dei loro bassi costi di produzione e della facilità di fabbricazione. Tuttavia, la loro bassa efficienza e la loro instabilità nel tempo rappresentano ancora un punto debole significativo.

La Figura 5 illustra lo sviluppo della ricerca nel campo delle celle FV dal 1975 all'epoca corrente. Va notato come le celle disponibili in commercio, in termini di efficienza, siano ancora significativamente indietro rispetto alle celle ancora in fase di ricerca.

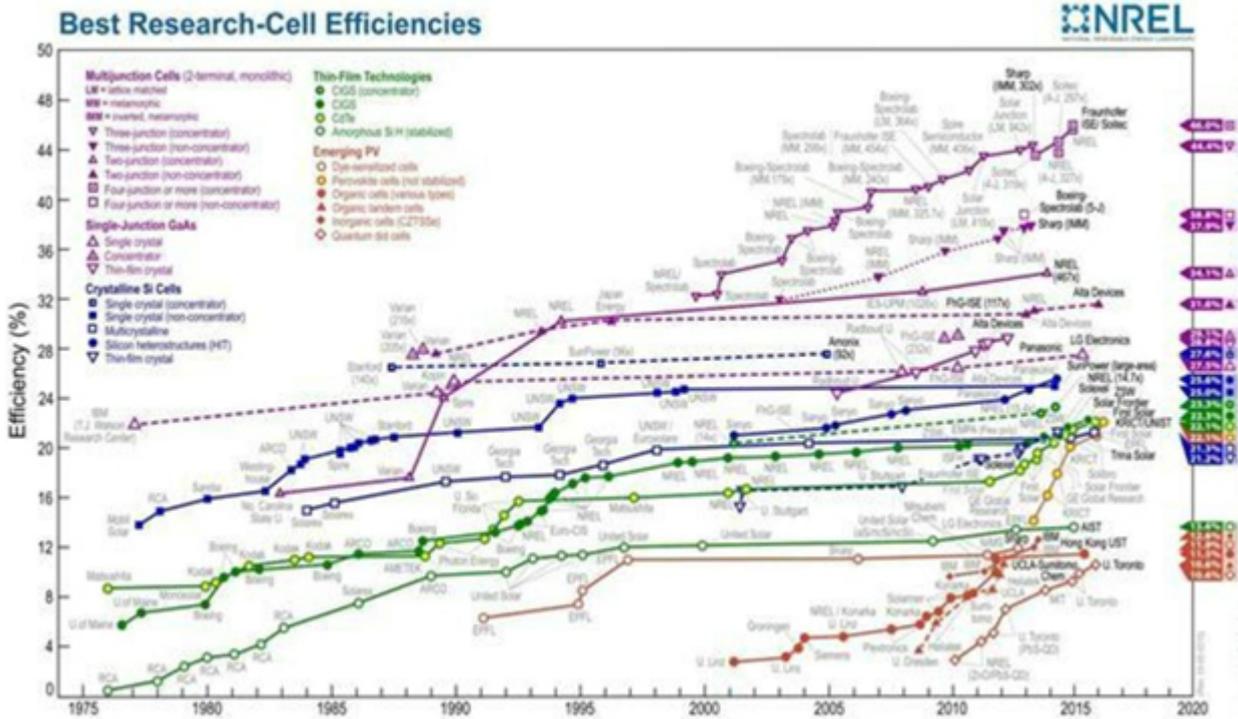


Figura 5 – Progressi della ricerca in termini di 'efficienza delle celle FV (fonte United States National RenewableEnergy Laboratory <https://www.energy.gov/eere/solar/downloads/research-cell-efficiencyrecords>)

Modalità di posa dei moduli

I moduli fotovoltaici devono essere montati su una struttura che ne assicuri costantemente la corretta orientazione nonché in grado di fornire supporto e protezione strutturali. Gli elementi di ancoraggio possono essere ad orientazione fissa o variabile. Negli schemi a orientazione fissa i moduli sono in genere inclinati rispetto al piano orizzontale al fine di massimizzare la radiazione annuale che ricevono. L'angolo di inclinazione ottimale (tilt) dipende dalla latitudine della posizione del sito. La direzione verso cui è rivolto il sistema (azimut) nell'emisfero nord è convenzionalmente riferita al sud geografico.

In siti con un'alta percentuale di radiazione solare diretta, è possibile utilizzare inseguitori solari (tracker) monoassiali o biassiali per aumentare la captazione energetica annuale media totale. I tracker seguono il sole nei suoi movimenti giornalieri rispetto all'orizzonte. Queste sono generalmente le uniche parti mobili impiegate in un impianto solare fotovoltaico.

In funzione del sito e delle caratteristiche precise dell'irradiazione solare, i tracker possono aumentare il rendimento energetico annuo fino a 30/35 percento per inseguitori monoassiali e 45 percento per inseguitori biassiali. Il tracking produce anche un plateau di uscita di potenza più regolare. Ciò aiuta a soddisfare la

domanda di picco nei pomeriggi, cosa comune nei climi caldi a causa dell'uso di unità di condizionamento dell'aria.

Quasi tutti gli impianti che impiegano sistemi ad inseguimento utilizzano moduli in silicio cristallino (c-Si). Gli aspetti da tenere in considerazione quando si prevede l'impiego di tracker includono i seguenti:

Finanziari:

- costi di capitale aggiuntivi per l'approvvigionamento e l'installazione dei tracker.
- superficie aggiuntiva necessaria per evitare l'ombreggiatura rispetto a un sistema di inclinazione
- fissa in campo libero della stessa potenza nominale.
- costi di manutenzione più elevati per la gestione delle parti mobili e dei sistemi di attuazione.

Operativi/gestionali:

- range angolare di inseguimento solare: tutti i tracker hanno limiti angolari, che variano tra i diversi tipi di prodotto. A seconda dei limiti angolari, le prestazioni energetiche potrebbero essere ridotte.
- Elevata resistenza al vento e sistemi di sicurezza: il sistema di controllo automatizzato dei tracker, oltre una data soglia di velocità del vento, attiva la modalità di sicurezza (tracker in posizione orizzontale) per offrire la minore resistenza al vento. Ciò può ridurre il rendimento energetico e quindi i proventi economici della vendita dell'energia nei siti ad alta velocità del vento.
- Rapporto di irradiazione diretta / diffusa: i sistemi ad inseguimenti solare offrono maggiori vantaggi in luoghi con una componente di irradiazione diretta più elevata.

Gli inverter

Gli inverter sono dispositivi elettronici che trasformano l'elettricità DC generata dai moduli fotovoltaici in elettricità AC, idealmente conforme ai requisiti della rete locale. Gli inverter possono anche svolgere una varietà di funzioni per massimizzare la produzione dell'impianto. Queste vanno dall'ottimizzazione della tensione tra le stringhe e dal monitoraggio delle prestazioni delle stringhe alla registrazione dei dati, nonché fornire protezione e isolamento in caso di disfunzioni della rete o dei moduli fotovoltaici.

Gli inverter funzionano utilizzando dispositivi di commutazione dell'alimentazione, come tiristori o Transistor bipolare a gate isolato (IGBT), per suddividere la corrente continua in impulsi che riproducano la forma d'onda sinusoidale in CA.

Esistono due grandi classi di inverter: inverter centrali e inverter di stringa. La configurazione dell'inverter centrale rimane la prima scelta per molti impianti fotovoltaici di media e grande scala. In questa soluzione, numerosi moduli sono collegati in serie per formare una stringa e le stringhe vengono quindi collegate in parallelo all'inverter.

Gli inverter centrali offrono alta affidabilità e semplicità di installazione. Tuttavia, presentano degli svantaggi: aumento delle perdite di disaccoppiamento dei moduli (mismatching) e incapacità di "seguire" il punto di massima efficienza energetica (MPPT) per ogni stringa.

Ciò può causare problemi per le configurazioni che hanno angoli di inclinazione e orientamento multipli, o che soffrono di ombreggiatura o utilizzano tipi di modulo diversi.

Impatto e sostenibilità ambientale

La tecnologia fotovoltaica ha un impatto ambientale molto contenuto se paragonato a quello delle fonti energetiche convenzionali (fonte ENEA-CNR). Le analisi di impatto legate alla produzione elettrica da fotovoltaico mostrano valori di gran lunga inferiori a quelli del ciclo combinato a gas naturale (che, dal punto di vista ambientale, rappresenta la migliore tecnologia fossile disponibile). Uno studio RSE sul Life Cycle Assessment degli impianti fotovoltaici, condotto secondo la ISO 14040, evidenzia che non esiste una combinazione tecnologia/installazione migliore per tutti gli impatti analizzati, ma che in generale l'utilizzo di fotovoltaico presenta dei vantaggi in termini ambientali rispetto alle tecnologie fossili. Il consumo di materie prime per la tecnologia fotovoltaica è relativo alla fase di costruzione di celle e moduli (soprattutto silicio) ed è tollerabile anche per installazioni fotovoltaiche molto più ampie di quelle attuali. La produzione di rifiuti invece è relativa:

alla fase di costruzione di celle e moduli, ed è molto contenuta; alla fase di recupero e riciclaggio a fine vita, che è regolamentata dal D.Lgs. 49/2014 sui RAEE che ha recepito la Direttiva Europea 2012/19/UE sui rifiuti di apparecchiature elettriche ed elettroniche. Al fine di finanziare l'attività di recupero, trattamento e smaltimento dei RAEE da parte dei produttori di apparecchiature elettriche ed elettroniche, il prezzo di vendita dei pannelli fotovoltaici incorpora un eco-contributo che non costituisce voce di profitto e deve essere quindi applicato a tutta la filiera (Produttore, Importatore, Grossista, Venditore, Installatore, fino all'Utente Finale).

Inoltre, nell'impiego della tecnologia fotovoltaica non si fa ricorso all'utilizzo della risorsa idrica né vengono provocate emissioni di CO₂ o di altri inquinanti. La principale contropartita per la tecnologia fotovoltaica riguarda il consumo di suolo, nel caso delle installazioni a terra, peraltro mitigabile adottando adeguate scelte progettuali (criteri di localizzazione in aree antropizzate, preservazione del suolo agrario, adozione di opportune interdistanze tra le stringhe, salvaguardia della vegetazione erbacea, solo per citarne alcuni). Come più oltre indicato, l'impiego dei tracker monoassiali in luogo delle strutture fisse si rivela preferibile ai fini della salvaguardia delle caratteristiche agronomiche dei suoli.

Le emissioni CO₂/MWh evitate sono correlate alla mancata produzione energetica da fonti fossili, riferibile al mix del parco di generazione italiano, in conseguenza della produzione da fonte fotovoltaica.

3.4 INQUADRAMENTO GENERALE ED URBANISTICO

3.4.1 Inquadramento generale e catastale

L'intervento consiste nella realizzazione di un Impianto Fotovoltaico nel comune di Castel Volturno (CE) della potenza di 55,26 MWp, cavidotto in antenna a 150 kV per il collegamento alla nuova Stazione Elettrica della RTN (impianto di utenza per la connessione) e stallo a 150 kV nella suddetta stazione RTN (impianto di rete per la connessione), ubicata nel comune di Canello ed Arnone (CE).

Si precisa che il Progetto in esame si compone dell'Impianto Fotovoltaico, del Cavidotto MT, della Stazione Elettrica d'Utenza (interna al campo), dell'Impianto d'Utenza per la Connessione (linea AT) (a livello della sottostazione Terna a 150kV).

Si riporta di seguito stralcio della corografia di inquadramento:

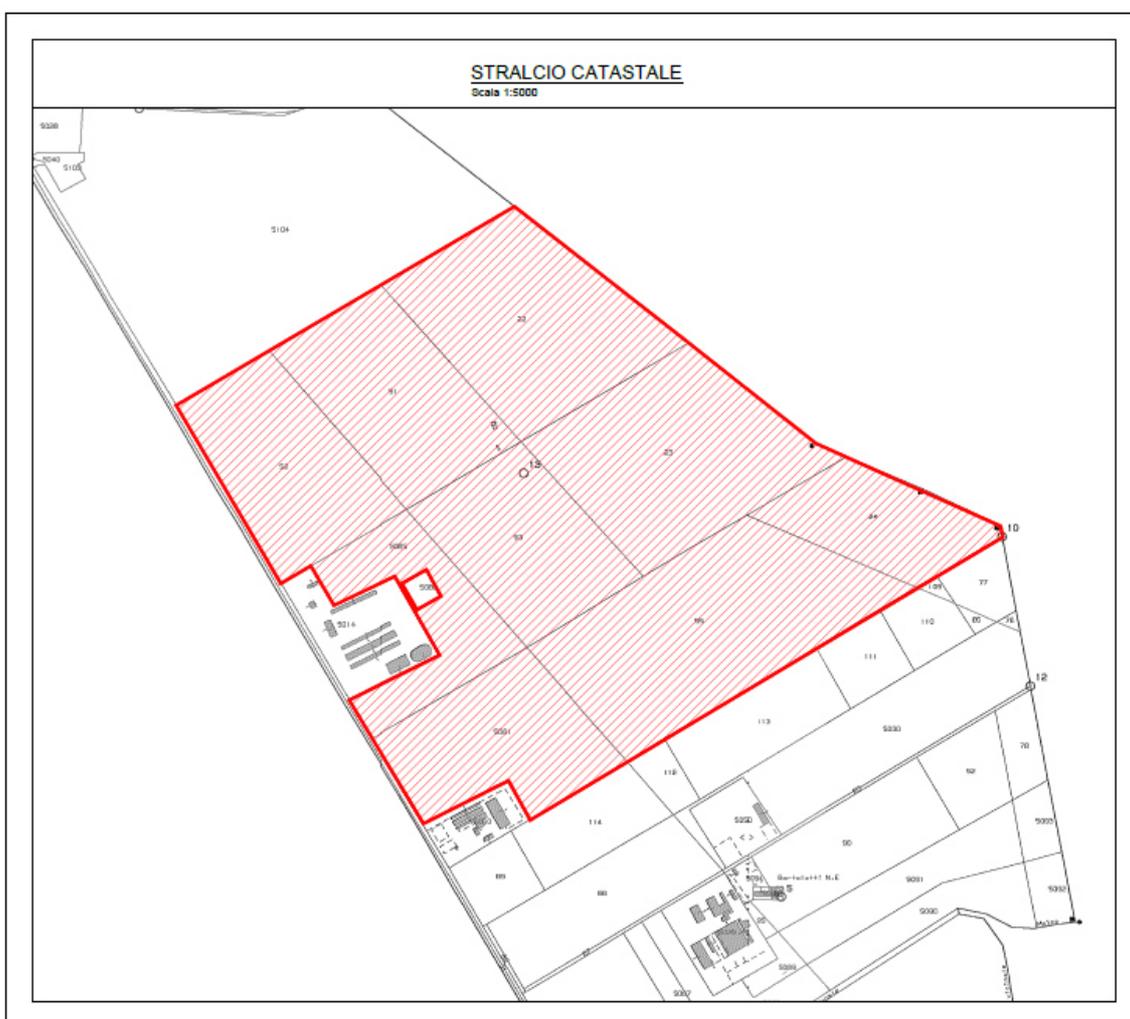


Corografia d'inquadramento

Circa l'inquadramento catastale, si evince quanto segue.

L'Impianto Fotovoltaico sarà ubicato sulle seguenti particelle catastali:

COMUNE	FOGLIO	PARTICELLA
CASTEL VOLTURNO	3	5061
CASTEL VOLTURNO	3	55
CASTEL VOLTURNO	3	24
CASTEL VOLTURNO	3	5085
CASTEL VOLTURNO	3	53
CASTEL VOLTURNO	3	23
CASTEL VOLTURNO	3	52
CASTEL VOLTURNO	3	51
CASTEL VOLTURNO	3	22



Layout Impianto su base catastale

Il Cavidotto MT sarà realizzato su un percorso che attraversa Via Pagliuca, nel comune di Castel Volturno (CE), prosegue attraversando il comune di Canello ed Arnone (CE), attraversando il fiume Volturno a livello del ponte ubicato a via Consolare, prosegue per la medesima via e, successivamente, interesserà per via A. Diaz, fino alla sottostazione Terna, ubicata sulla stessa via al foglio 39, p.lla 52 e confinanti.

Il cavidotto ha una lunghezza di circa 11 km.

L’Impianto di Utenza per la connessione sarà ubicato presso la sottostazione Terna, su territorio comunale di Canello ed Arnone (CE), foglio 39, p.lla 52 e confinanti.

La Stazione Elettrica di Utenza sarà ubicata all’interno del campo FV.

3.4.2 Inquadramento urbanistico

L’Impianto Fotovoltaico ricade nel Comune Castel Volturno; il cavidotto ricade in parte nel comune di Castel Volturno e per la quasi totalità nel Comune di Canello ed Arnone; la stazione elettrica di trasformazione è localizzata a Canello ed Arnone.

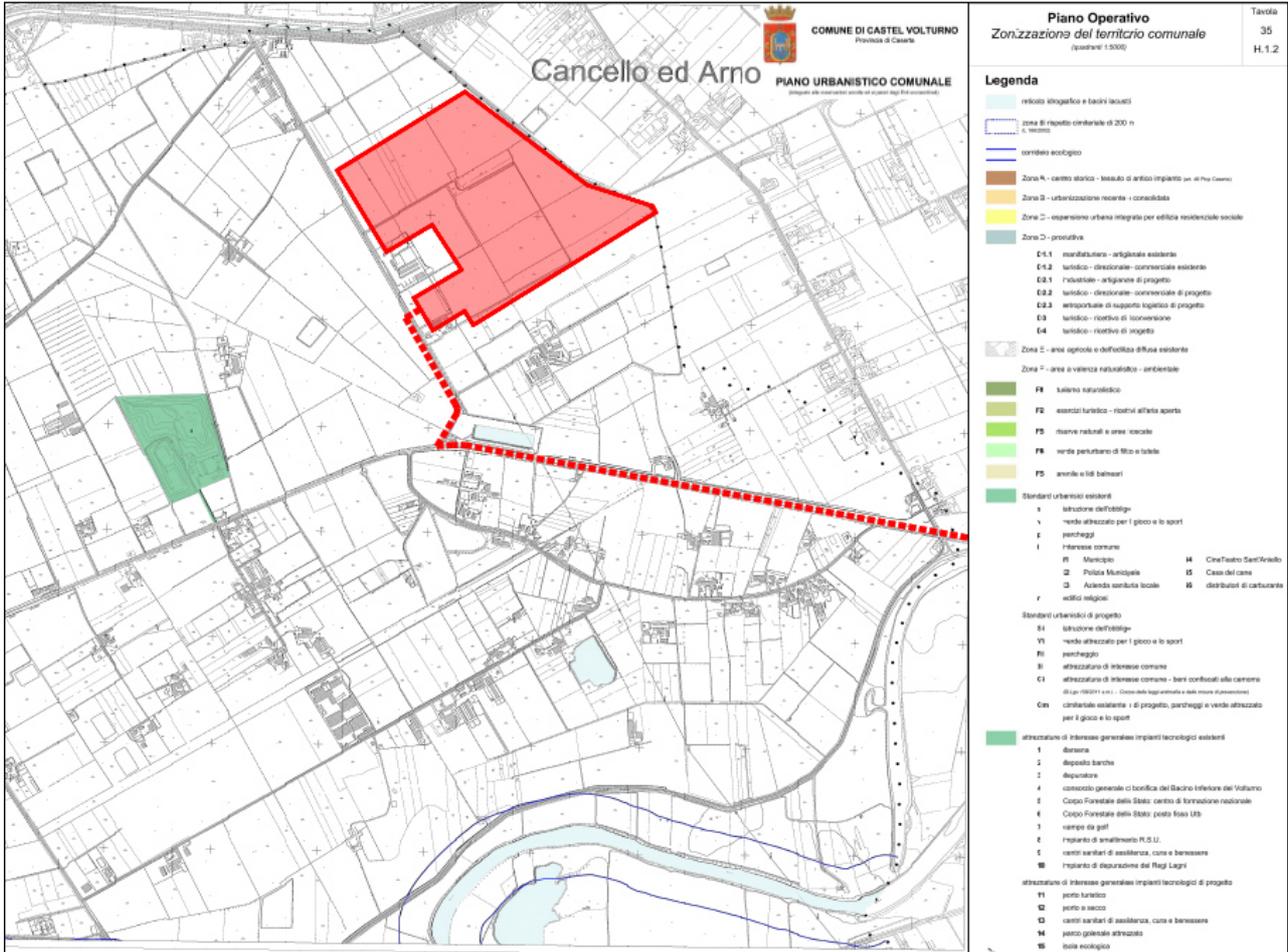
- **Il comune di Canello ed Arnone** con Delibera di Consiglio Comunale n.46 del 06/06/2019 ha approvato il Piano Urbanistico Comunale (PUC) e il Parere Motivato Favorevole per la Valutazione Ambientale Strategica (VAS) ai sensi della L.R. n.16/2004 e del Regolamento di attuazione n.5/2011.
- Lo strumento urbanistico vigente nel comune di **Castel Volturno** è il “Perimetro Urbano” adottato dal Consiglio Comunale nell’anno 1972 con Delibera n. 231, in applicazione di quanto disposto dall’art. 17 della Legge n. 765/67 in merito ai Comuni sprovvisti di Piano Regolatore o di Programma di Fabbricazione. **In data 17.06.2021 la Giunta Comunale di Castel Volturno con Delibera n° 49 del 17.06.2021 adotta il PUC comprensivo del Rapporto Ambientale, della sintesi non tecnica e degli altri studi specialistici e settoriali, redatto ai sensi della L.R. Campania n. 16/2004 e s.m.i e relativo Regolamento di Attuazione n. 5/2011; successivamente, con delibera di G.C. n. 97 del 15.11.2021 l’Amministrazione comunale ha adottato le controdeduzioni alle osservazioni al Piano Urbanistico Comunale.**

Per verificare la conformità del progetto in esame con la pianificazione comunale si è tenuto conto pertanto della classificazione del territorio e delle previsioni contenute negli strumenti urbanistici su citati.

L’attività consentita all’esterno del Perimetro Urbano discende dall’applicazione della normativa di cui alla Legge Regionale n. 17/82 e s.m. ed integrazioni e da quella di cui art. 9 del DPR n. 380/2011 e s.m. ed integrazioni.

L’area è idonea all’installazione di impianti fotovoltaici e più in generale di impianti da fonti rinnovabili.

Per quanto riguarda il PUC in approvazione. Si riporta di seguito la tavola relativa alla zonizzazione comunale:



Zonizzazione territorio comunale con identificazione delle opere in progetto

3.5 CONFIGURAZIONE GENERALE DELL'IMPIANTO FV

3.5.1 Criteri di scelta del sito

I principali criteri di scelta perseguiti per l'individuazione del sito, in coerenza con il quadro normativo nazionale e regionale, sono stati i seguenti:

- compatibilità delle pendenze del terreno rispetto ai canoni richiesti per l'installazione di impianti fotovoltaici che impiegano la tecnologia degli inseguitori monoassiali;
- opportuna distanza da zone di interesse turistico e dai centri abitati;

rispondenza del sito alle seguenti caratteristiche richieste dalla tipologia di impianto in progetto:

a) Radiazione solare diretta al suolo. È la grandezza fondamentale che garantisce la produzione di energia durante il periodo di funzionamento dell'impianto.

b) Area richiesta. La dimensione dell'area richiesta per un impianto da 55,26 MWp nominali è essenzialmente determinata dal numero di tracker da installare poiché le "power station" e i vari sistemi ausiliari occupano un'area relativamente modesta se paragonata a quella del "solar field". Nel caso specifico, l'interdistanza tra le file di tracker è stata ottimizzata in accordo con le indicazioni fornite dalla casa costruttrice degli inseguitori monoassiali;

c) Pendenza del terreno massima accettabile. Sotto il profilo generale, la pendenza massima accettabile del terreno deve valutarsi sia nell'ottica di minimizzare gli ombreggiamenti reciproci tra le file di tracker sia in rapporto alle stesse esigenze di un'appropriata installazione degli inseguitori.

d) Connessione alla rete elettrica nazionale. Data la potenza prevista, l'impianto dovrà essere connesso alla rete elettrica nazionale da una linea a media tensione. Per evitare ingenti costi di connessione, che si ripercuoterebbero direttamente sul costo di produzione dell'energia elettrica, la distanza del sito dalla più prossima Cabina Primaria di Terna dovrebbe essere ridotta al minimo.

I terreni del Comune di Castel Volturmo (CE), rispondono pienamente ai criteri sopra individuati. Se ne riportano di seguito le caratteristiche peculiari:

- Superficie. L'estensione complessiva è pari a circa 88 ettari e risulta omogenea sotto il profilo delle condizioni di utilizzo.
- Ostacoli per la radiazione solare. La presenza dei rilievi a ovest non ostacola la radiazione diretta utile, data la significativa distanza e l'altezza dei rilievi. Tale circostanza consente di ipotizzare un orizzonte libero nella modellizzazione del sistema FV per il calcolo dell'energia prodotta attesa.
- Strade di collegamento. Il sito è servito da una strada di penetrazione idonea al transito di mezzi di trasporto di beni e materiali per le attività di cantierizzazione dell'intervento.
- Vegetazione. Il sito è caratterizzato da colture erbacee e, non si rileva, pertanto, la presenza di sistemi vegetali o specie floristiche di interesse naturalistico e/o conservazionistico.
- Presenza di zone di interesse naturalistico. Il sito è distante da aree di interesse naturalistico.
- Pendenze del terreno. Trattasi di aree estremamente regolari e prive di dislivelli significativi.
- Distanza linea elettrica. Il proposto impianto energetico si trova a circa 11 km dalla più prossima Cabina di Terna.

3.5.2 Criteri di inserimento territoriale e ambientale

Le scelte adottate ai fini della localizzazione e progettazione della centrale fotovoltaica in esame non contrastano con gli indirizzi normativi emanati dalla Regione Campania ai fini di un ottimale inserimento degli impianti nel territorio.

Sotto questo profilo, il progetto si uniforma ai seguenti criteri:

Il sito individuato non ricade entro ambiti a particolare vulnerabilità sotto il profilo paesaggistico ambientale; è esclusa in particolare l'interferenza con aree potenzialmente instabili sotto il profilo idrogeologico e/o di interesse sotto il profilo ecologico e naturalistico;

I terreni, come evidenziato dalle analisi specialistiche eseguite, rivestono una importanza agricola marginale, con indirizzo produttivo prevalente foraggero-zootecnico a ridotta intensità di sfruttamento e con usi prevalentemente pascolativi.

La tecnologia prescelta, i moduli, i componenti e le modalità di installazione sono pienamente in linea con lo stato dell'arte e le migliori pratiche rispetto all'installazione di centrali FV "utility scale".

Le interdistanze tra gli inseguitori solari (superiori ai 3 m) assicurano la possibilità di transito di mezzi agricoli per le operazioni di sfalcio dell'erba;

Le superfici asservite all'installazione dei moduli FV osservano i distacchi dai confini (a meno delle cabine elettriche) e dalle fasce stradali previste dallo strumento urbanistico vigente (PRG);

Le modalità di installazione dei tracker, in rapporto alle caratteristiche geologiche-geotecniche del sito, escludono la necessità di realizzare opere di fondazione permanente in cls., minimizzando la perdita di suolo, il consumo di materiali naturali e le esigenze dei trasporti in fase di cantiere;

Il progetto incorpora mirate misure di mitigazione visiva, da realizzarsi attraverso la creazione di una barriera verde lungo il perimetro dei lotti interessati, costituita da specie arbustive coerenti con il contesto vegetazionale locale;

Piena sintonia con le strategie energetiche delineate dai protocolli internazionali per assicurare un adeguato contrasto alle emissioni di CO₂ ed ai cambiamenti climatici in atto.

Coerenza con le esigenze strategiche nazionali di diversificazione degli approvvigionamenti energetici.

Grado di innovazione tecnologica, con particolare riferimento alle elevate prestazioni energetiche dei componenti impiantistici adottati.

Ricadute economiche ed occupazionali sul tessuto produttivo locale.

3.5.3 Lay-out del sistema fotovoltaico e potenza complessiva

Nell'ottica di massimizzare la potenza di immissione, si è proceduto, in primo luogo, alla scelta di moduli FV con caratteristiche di potenza di picco in linea con lo stato dell'arte ed alla successiva definizione del layout

d'impianto. Quest'ultimo è stato ottimizzato in funzione dell'orientamento dei confini dei terreni interessati e delle soluzioni tipologico-costruttive dei tracker monoassiali.

I tracker, disposti secondo un allineamento Nord-Sud, consentono la rotazione dei moduli fotovoltaici da Est a Ovest, per un angolo complessivo di circa 270°.

Ogni tracker sarà mosso da un motore elettrico comandato da un sistema di controllo che regolerà la posizione più corretta al variare dell'orario e del periodo dell'anno, seguendo il calendario astronomico solare.

L'intera struttura rotante del tracker sarà sostenuta da pali IPE infissi nel terreno, costituenti l'unica impronta a terra della struttura. Non è prevista pertanto la realizzazione di fondazioni o basamenti in calcestruzzo, fatte salve diverse indicazioni che dovessero scaturire dalle indagini geologicogeo tecniche da eseguirsi in sede di progettazione esecutiva.

L'interdistanza N-S prevista tra gli assi dei tracker, al fine di ridurre convenientemente le perdite energetiche per ombreggiamento, sarà di circa 0,50 m. Mentre l'interdistanza W-E prevista tra i tracker sarà di circa 6 m e la fascia libera tra gli inseguitori sarà di circa 4 m.

L'altezza delle strutture, misurata al mozzo di rotazione, sarà di circa 1,70 m dal suolo. La profondità di infissione dei profilati in acciaio di sostegno è stimabile in circa 1,60 metri.

L'impianto fotovoltaico sarà composto dall'insieme dei moduli ad alta efficienza contenenti celle al silicio, in grado di trasformare la radiazione solare in corrente elettrica continua, dagli inverter e dai trasformatori elevatori di tensione, che saranno collegati tra di loro e, per ultimo, alla rete mediante dispositivi di misura e protezione.

I pannelli da 660w, con tecnologia bifacciale, avranno dimensioni indicative 2.30 x 1.10 m e saranno incapsulati in una cornice di alluminio anodizzato dello spessore di circa 35 mm, per un peso totale di circa 33 kg ciascuno, in numero pari a 83.723, per una Potenza di picco pari a 55.257,18 kWp.

Tenuto conto della superficie utile all'installazione degli inseguitori monoassiali e delle dimensioni standard dei tracker, l'impianto di produzione presenta le seguenti caratteristiche principali.

3.5.4 Potenzialità energetica del Sito ed analisi di producibilità dell'impianto FV

La stima della potenzialità energetica dell'impianto è stata condotta avuto riguardo dei seguenti aspetti:

- disponibilità della fonte solare;
- fattori morfologici, urbanistici e insediativi;
- disposizione sul terreno delle superfici captanti.

Ai fini del calcolo preliminare della potenzialità dell'impianto è stato utilizzato il software commerciale PVSYST (versione 6.88), in grado di calcolare l'irraggiamento annuale su una superficie assegnata e la producibilità d'impianto, essendo noti:

1. posizione del sito (coordinate geografiche);

2. serie storiche dei dati climatici del sito da differenti sorgenti meteo (Meteonorm, PVGIS, NASASEE, ecc);
3. modelli tridimensionali del terreno e delle strutture in elevazione presenti nel sito;
4. modelli e caratteristiche tecniche dei componenti d'impianto (moduli, inverter, ecc.);
5. tipologia e planimetria dello specifico impianto fotovoltaico.

Il risultato dell'analisi è rappresentato da:

- a) modelli tridimensionali con l'analisi dell'ombreggiamento nell'anno;
- b) mappe di irraggiamento solare e producibilità annuale e specifica;
- c) diagramma delle perdite relative ad ogni singola parte costituente l'impianto FV.

I risultati del calcolo

Ai fini del calcolo della potenzialità dell'impianto, e in particolare per la simulazione, sono stati considerati i dati di irraggiamento orario sul piano orizzontale (kWh) e quelli di irraggiamento diretto (DNI) relativi al database meteorologico PVGIS.

Il calcolo dell'energia producibile dall'impianto fotovoltaico è stato condotto considerando tutti gli elementi che influiscono sull'efficienza di produzione a partire dalle caratteristiche dei pannelli FV, dalla disposizione e dal numero dei tracker e dalle loro caratteristiche tecnologiche. Il diagramma delle perdite complessive tiene conto di tutte le seguenti voci:

radiazione solare effettiva incidente sui concentratori, legata alla latitudine del sito di installazione, alla riflettanza della superficie antistante i moduli fotovoltaici;

eventuali ombreggiamenti (dovute ad elementi circostanti l'impianto o ai distanziamenti degli inseguitori);

temperatura ambiente e altri fattori ambientali e meteorologici;

caratteristiche dei moduli: potenza nominale, coefficiente di temperatura;

perdite per disaccoppiamento o mismatch, ecc.;

caratteristiche del BOS : efficienza inverter, perdite nei cavi e nei diodi di stringa.

La Figura 10 riporta le percentuali delle perdite di sistema che sono state considerate nella simulazione, per arrivare a

stimare l'effettiva producibilità annuale d'impianto a partire dal valore dell'irraggiamento globale.

Il valore di irraggiamento effettivo sui collettori, conseguente alle modalità di captazione previste (impiego di inseguitori

solari monoassiali), è pari a circa 2200 kWh/m² anno.

I bilanci ed i risultati principali delle simulazioni sono riportati nella Tabella 3 di seguito riportata.

La produzione energetica totale stimata per la centrale in progetto è di seguito riportata.

Tabella 3 – produzione energetica totale stimata

Produzione totale impianto (MWh/anno)	108.920
Pnom totale (MW)	55,26
Produzione specifica (media pesata) (kWh/kWp/a)	1.971

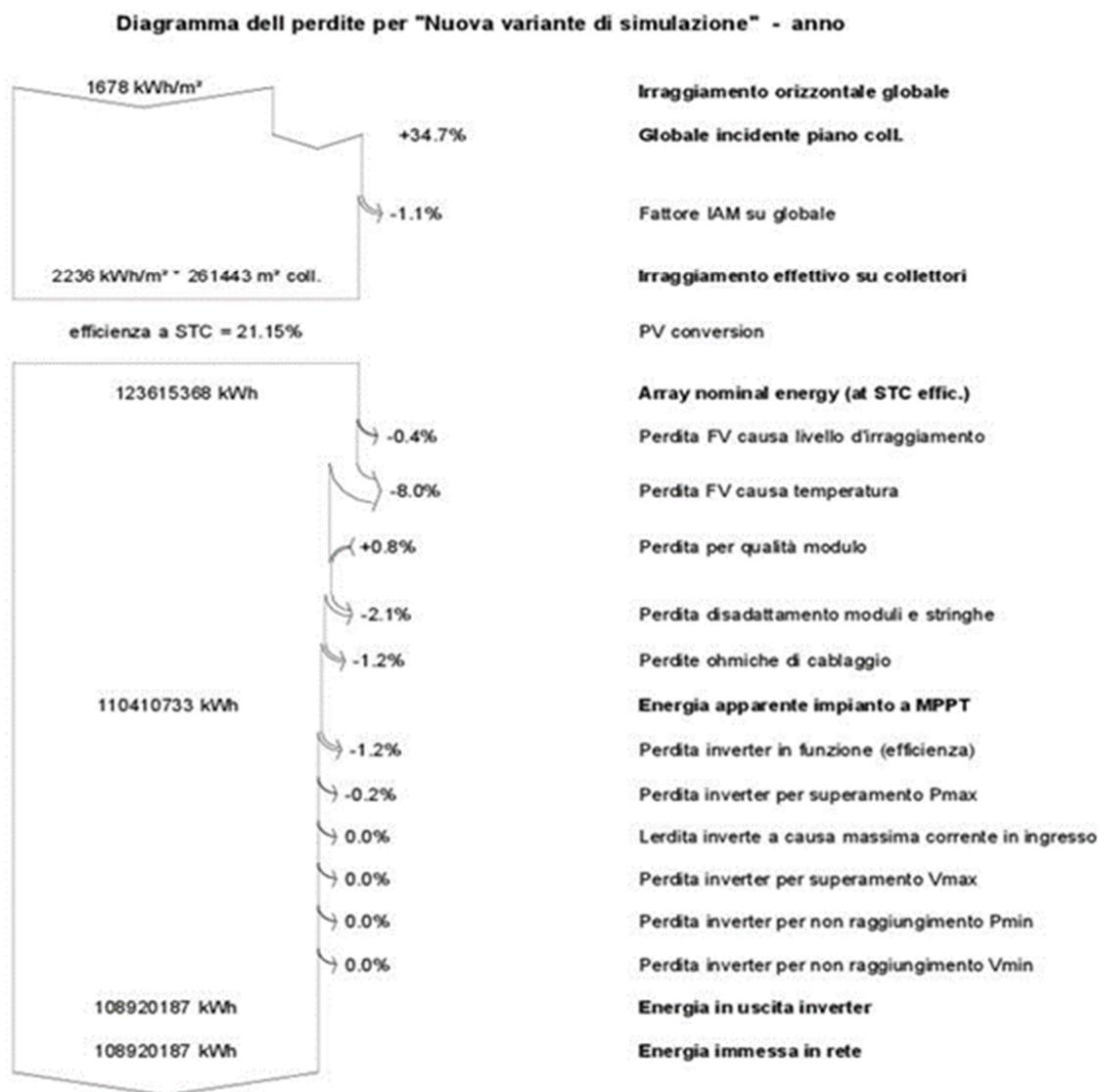


Figura 10 –Diagramma delle perdite energetiche

Tabella 4 - Principali parametri del bilancio energetico

**Nuova variante di simulazione
Bilanci e risultati principali**

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	MWh	MWh	ratio
January	64.5	28.74	8.27	91.8	89.3	4771	4717	0.930
February	72.8	30.71	7.62	100.0	98.2	5190	5126	0.927
March	132.6	50.65	10.64	181.7	179.6	9218	9109	0.907
April	152.4	64.23	14.97	199.4	197.4	9877	9757	0.886
May	206.2	72.53	17.46	263.6	261.6	12686	12532	0.860
June	222.7	71.59	21.26	287.9	286.1	13703	13538	0.851
July	243.4	61.33	25.08	324.3	322.6	15180	14998	0.837
August	203.8	58.60	25.65	280.7	279.0	13198	13044	0.841
September	148.3	53.28	21.13	200.5	198.6	9733	9618	0.868
October	109.8	39.06	18.34	156.5	154.3	7762	7672	0.887
November	61.9	29.29	14.76	83.8	81.7	4251	4198	0.906
December	59.8	24.49	9.68	90.2	87.4	4664	4610	0.925
Year	1678.4	584.50	16.29	2260.4	2235.7	110233	108920	0.872

3.5.5 Principali ricadute ambientali positive del progetto

Nel rimandare alle altre sezioni del presente SIA per approfondimenti sui riflessi ambientali e paesistici del progetto, si riepilogano di seguito le principali ricadute ambientali positive dell'iniziativa, misurabili in termini di contributo alla riduzione delle emissioni di gas serra, emissioni evitate di composti inquinanti in atmosfera e risparmio di risorse fossili non rinnovabili.

Contributo alla riduzione delle emissioni di CO₂

Come sottolineato in precedenza, la produzione di energia attraverso sistemi fotovoltaici non richiede consumi di combustibili fossili e non determina emissioni di gas serra. Tale affermazione, tuttavia, può ritenersi del tutto corretta se ci si riferisce esclusivamente alle emissioni imputabili all'energia prodotta dall'impianto durante la sua vita utile. In realtà, un bilancio completo delle emissioni di anidride carbonica imputabili alla realizzazione di un impianto fotovoltaico dovrebbe tenere in considerazione anche le emissioni di CO₂ attribuibili all'energia spesa per la realizzazione dell'impianto, con riferimento al suo intero ciclo di vita, sintetizzabile nelle fasi di realizzazione dei manufatti, trasporto in situ, installazione dell'impianto, esercizio e dismissione al termine della sua vita utile. Sotto questo profilo, peraltro, è acclarato che i sistemi fotovoltaici generano, nel loro arco di vita, una quantità di energia ben superiore a quella necessaria alla produzione, installazione e rimozione.

Un indicatore adeguato ad esprimere questo bilancio e frequentemente utilizzato per valutare i bilanci di energia di sistemi di produzione energetici, è quello che viene definito “tempo di ritorno dell’investimento energetico” (TRIE) calcolato come rapporto tra la somma dei fabbisogni energetici imputabili alle singole fasi del ciclo di vita di un impianto e la produzione energetica annua erogabile dall’impianto stesso. Tuttavia, spesso, a causa dell’indisponibilità di informazioni relative ai fabbisogni energetici imputabili soprattutto alle fasi di trasporto, installazione e dismissione, il TRIE viene semplicisticamente calcolato con riferimento alla sola energia di fabbricazione del sistema. In tal caso il TRIE coincide col cosiddetto energy payback time ovvero il tempo richiesto dall’impianto per produrre tanta energia quanta ne è stata spesa durante le fasi di produzione industriale dei pannelli fotovoltaici che lo costituiscono.

Numerosi studi dimostrano che il periodo di pay back time è sostanzialmente lo stesso sia per le installazioni su edifici che per quelle a terra, e dipende prevalentemente dalla tecnologia e dal tipo di supporto impiegato.

Nel caso di moduli cristallini tale tempo è di circa 4 anni per sistemi a tecnologia recente, mentre è di circa 2 anni per sistemi a tecnologia avanzata. Relativamente ad i cosiddetti moduli a “membrana sottile” il payback è di circa 3 anni impiegando tecnologie recenti e solamente di un anno circa per le tecnologie più avanzate (Figura 11).

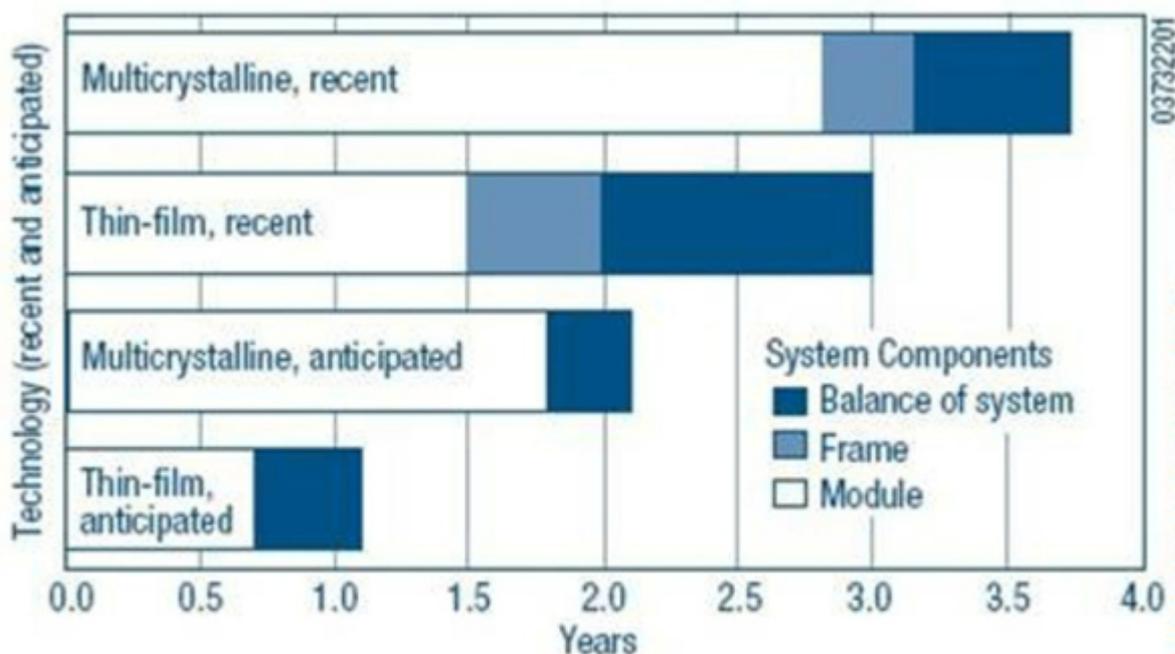


Figura 11– Variazione dell’Energy payback per le diverse tecnologie di sistemi fotovoltaici (Fonte,

Per quanto sopra, assumendo realisticamente un’aspettativa di vita dell’impianto di circa 30 anni e supponendo un pay-back time pari a 4 anni e una producibilità al primo anno di 108.920 MWh, nell’arco della sua vita utile l’impianto in esame sarebbe in grado di produrre all’incirca $108.920 \times (30 - 4) = 2.831.920$ MWh

di energia netta, a meno delle perdite di efficienza. Assumendo conservativamente una perdita di efficienza pari a 1% ogni anno, tale produzione ammonterebbe a circa 2.803.600 MWh.

Di estrema rilevanza, nella stima delle emissioni evitate da una centrale a fonte rinnovabile, è la scelta del cosiddetto “emission factor”, ossia dell’indicatore che esprime le emissioni associate alla produzione energetica da fonti convenzionali nello specifico contesto di riferimento. Tale dato risulta estremamente variabile in funzione della miscela di combustibili utilizzati e dei presidi ambientali di ciascuna centrale da fonte fossile.

Sulla base di uno studio ISPRA pubblicato nel 2015 , potrebbe ragionevolmente assumersi come dato di calcolo delle emissioni di anidride carbonica evitate il valore di 0,45 kg CO₂/kWh, attribuito alla produzione termoelettrica lorda nazionale. Tale dato, risulterebbe peraltro sottostimato se l’impianto fotovoltaico sottraesse emissioni direttamente alle centrali termoelettriche sarde, per le quali l’“emission factor” è valutato in 648 gCO₂/kWh .

In base a quest’ultima assunzione, le emissioni di CO₂ evitate a seguito dell’entrata in esercizio dell’impianto possono valutarsi secondo le stime riportate in Tabella 5.

Tabella 5 – Stima delle emissioni di CO₂ evitate a seguito della realizzazione del proposto impianto fotovoltaico

Energia totale prodotta al netto del TRIE (MWh)	Emissioni specifiche evitate (tCO ₂ /MWh) (*)	Emissioni evitate (tCO ₂ nella vita utile)
2.803.600	0,648	1.816.732

(*) dato regionale

Emissioni evitate di inquinanti atmosferici

Come espresso in precedenza, il funzionamento degli impianti fotovoltaici non origina alcuna emissione in atmosfera. La fase di esercizio non prevede, inoltre, significative movimentazioni di materiali né apprezzabili incrementi della circolazione di automezzi che possano determinare l’insorgenza di impatti negativi a carico della qualità dell’aria a livello locale.

Per contro, l’esercizio degli impianti FV, al pari di tutte le centrali a fonte rinnovabile, oltre a contribuire alla riduzione delle emissioni responsabili del drammatico progressivo acuirsi dell’effetto serra su scala planetaria, concorre apprezzabilmente al miglioramento generale della qualità dell’aria su scala territoriale. Al riguardo, con riferimento ai fattori di emissione riferiti alle caratteristiche emissive medie del parco termoelettrico Enel , la realizzazione dell’impianto potrà determinare la sottrazione di ulteriori emissioni atmosferiche, associate alla produzione energetica da fonte convenzionale, responsabili del deterioramento della qualità dell’aria a livello locale e globale, ossia di Polveri, SO₂ e NO_x.

Risparmio di risorse energetiche non rinnovabili

Al pari degli altri impianti alimentati da fonte rinnovabile, l'esercizio della centrale FV in progetto sarà in grado di assicurare un risparmio di fonti fossili quantificabile in circa 20.368,04 TEP (tonnellate equivalenti di petrolio) /anno, assumendo una producibilità dell'impianto pari a 108.920 MWh/anno ed un consumo di 0,187 TEP/MWh (Fonte Autorità per l'energia elettrica ed il gas, 2008).

3.6 DESCRIZIONE TECNICA DEI COMPONENTI DELL'IMPIANTO

3.6.1 Componenti principali e criteri generali di progettazione strutturale ed elettromeccanica

I componenti principali delle opere elettromeccaniche sono i seguenti:

- Moduli fotovoltaici e strutture di sostegno;
- Inverter;
- Interruttori, trasformatori e componenti per la protezione elettrica per la sezione MT e BT;
- Cavi elettrici per le varie sezioni in corrente alternata e continua.

I criteri seguiti per la definizione delle scelte progettuali degli elementi suddetti sono principalmente riconducibili ai seguenti:

- dimensionare le strutture di sostegno in grado di reggere il peso proprio più il peso dei moduli e di resistere alle due principali sollecitazioni di norma considerate in questi progetti, per il calcolo delle sollecitazioni agenti sulle strutture;
- definire una configurazione impiantistica tale da garantire il corretto funzionamento dell'impianto FV nelle diverse condizioni di potenza generata e nelle varie modalità previste dal gruppo di condizionamento e controllo della potenza (accensione, spegnimento, mancanza rete del distributore, ecc.);
- limitare le emissioni elettromagnetiche generate dalle parti d'impianto che funzionano in MT mediante l'utilizzo di apparecchiature conformi alla normativa CEI e l'eventuale installazione entrolocali chiusi (e.g. trasformatore BT/MT);
- limitare le emissioni elettromagnetiche generate dalle parti di cavidotto percorse da corrente in BT mediante l'interramento degli stessi di modo che l'intensità del campo elettromagnetico generato possa essere considerata sotto i valori soglia della normativa vigente
- limitare le emissioni elettromagnetiche generate dalle parti di cavidotto percorse da corrente in MT mediante l'utilizzo di cavi di tipo elicordato di modo che l'intensità del campo elettromagnetico generato possa essere considerata sotto i valori soglia della normativa vigente;
- ottimizzare il layout dell'impianto e dimensionare i vari componenti al fine di massimizzare lo sfruttamento degli spazi disponibili e minimizzare le perdite di energia per effetto Joule;
- definire il corretto posizionamento dei sistemi di misura dell'energia elettrica generata dall'impianto fotovoltaico.

3.5.2 Gli inseguitori monoassiali

Di seguito sono descritte le principali caratteristiche tecniche ed i componenti degli inseguitori solari (tracker) monoassiali che verranno installati presso l'impianto FV in progetto.

Tutti i componenti e gli elementi strutturali saranno progettati avuto riguardo delle specifiche condizioni ambientali del sito di Siliqua, secondo le disposizioni della normativa vigente, inclusi i requisiti di resistenza strutturale richiesti per le specifiche condizioni di ventosità del sito.

I moduli FV verranno installati su inseguitori monoassiali con caratteristiche tecniche assimilabili a quelle sviluppate dalla tecnologia Nextracker o similare. La tecnologia dell'inseguimento solare lungo la direttrice Est-Ovest è stata sviluppata al fine di conseguire l'obiettivo di massimizzazione della produzione energetica e le prestazioni tecnico economiche degli impianti FV sul terreno che impiegano pannelli in silicio cristallino.

Il tracker monoassiale, utilizzando particolari dispositivi elettromeccanici, orienta i pannelli FV in direzione del sole lungo l'arco del giorno, nel suo percorso da Est a Ovest, ruotando attorno ad un asse (mozzo) allineato in direzione nord-sud.

I layout sul terreno che impiegano questa particolare tecnologia sono piuttosto flessibili. La più semplice configurazione degli inseguitori è quella che prevede di assicurare che tutti gli assi di rotazione dei tracker siano paralleli affinché gli stessi siano posizionati reciprocamente in modo appropriato.

La tecnologia del backtracking verifica ed assicura che ciascuna stringa nord-sud di pannelli non crei ombreggiamento sulle stringhe adiacenti. Peraltro, è inevitabile che quando l'altezza del sole sull'orizzonte sia estremamente bassa, all'inizio ed al termine di ciascuna giornata, l'ombreggiamento reciproco tra le file di pannelli possa potenzialmente incidere sulla produzione energetica del campo solare.

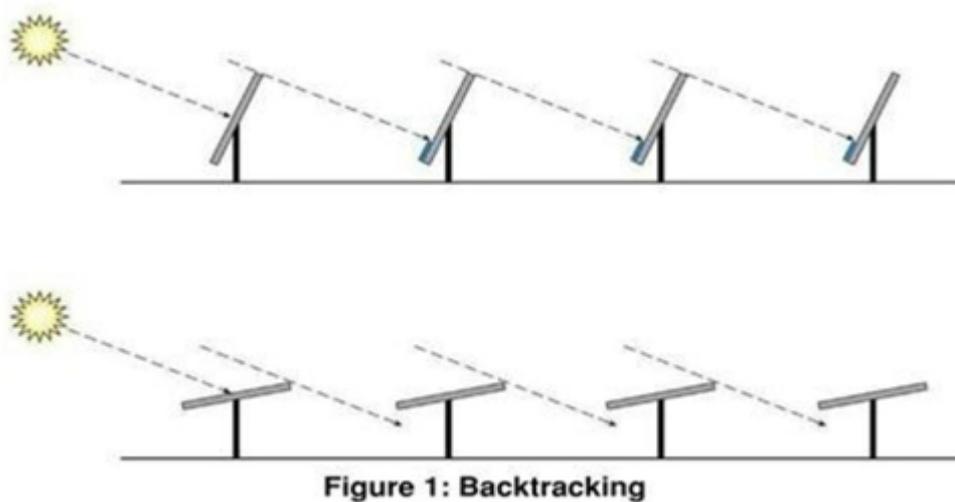


Figura 12 - Schema di funzionamento del sistema backtracking

Il backtracking agisce “allontanando” la superficie captante dai raggi solari, eliminando gli effetti negativi dell’ombreggiamento reciproco delle stringhe e consentendo di massimizzare, in tal modo, il rapporto di copertura del terreno (GCR). Grazie a questa tecnologia, infatti, si può prevedere di ridurre convenientemente l’interdistanza tra i filari. La configurazione semplificata del sistema, rispetto a quella ad inseguimento biassiale, assicura comunque un significativo incremento della produzione energetica (valutabile nel range 15÷35%) rispetto ai tradizionali sistemi con strutture fisse ed ha contribuito significativamente alla diffusione di impianti FV “utility scale”.

3.6.2 Caratteristiche principali

I principali punti di forza della tecnologia sono di seguito individuati:

Modularità e perfetto bilanciamento delle strutture, tale da non richiedere l’intervento di personale specializzato per l’installazione, assemblaggio o lavori di manutenzione;

Semplicità di configurazione della scheda di controllo: il GPS integrato comunica costantemente la corretta posizione geografica al sistema di controllo per consentire l’inseguimento automatico del sole;

Presenza di snodi sferici auto lubrificati a cuscinetti per compensare inesattezze ed errori nell’installazione di strutture meccaniche;

adozione di sistemi di protezione antipolvere dei motori;

Basso consumo elettrico;

Migliori prestazioni ambientali rispetto alle strutture fisse, assicurando maggiore luce e ventilazione al terreno sottostante.

Nel caso dell’impianto in progetto si prevede l’impiego delle seguenti strutture:

Struttura 1299 x 58 moduli fotovoltaici da 660 W disposti in portrait;

Struttura 289 x 29 moduli fotovoltaici da 660 W disposti in portrait;

Ciascun inseguitore sarà composto dei seguenti elementi:

Componenti meccanici della struttura in acciaio: pali di sostegno (altezza circa 3 m compresa la porzione interrata) e profili tubolari (le specifiche dimensionali variano in base alle caratteristiche geologico-geotecniche terreno e al vento e sono incluse nelle specifiche tecniche stabilite durante la progettazione esecutiva del progetto).

Supporto del profilo Omega e ancoraggio del pannello.

Componenti asserviti al movimento: teste di palo (per montanti finali e intermedi di cui una supportante il motore). Una scheda di controllo elettronica per il movimento (una scheda può servire 10 strutture). 1 motore (attuatore elettrico lineare (mandrino) AC).

L’interdistanza Est-Ovest tra gli assi di rotazione dei tracker è pari a 6 metri.

3.6.3 Durata e trattamento protettivo dei componenti in acciaio

Considerando la tabella seguente e la classificazione dell'ambiente corrosivo e considerando una vita utile minima del progetto di 25 anni, i pali della fondazione saranno zincati a caldo secondo EN ISO 1461: 2009, altre parti saranno zincate a caldo o pregalvanizzato (Sendzmir) in funzione delle specifiche definite dal costruttore a seguito degli esiti della progettazione esecutiva.

Tabella 7 - Durata e trattamento protettivo dei componenti in acciaio

Categorie ambientali	Possibilità di corrosione	Tipo di ambiente	Perdita del rivestimento $\mu\text{m}/\text{anno}$
C1	Molto basso	Interno: secco	0,1
C2	Basso	interno: condensa occasionale Esterno: zone rurali	0,7
C3	Medio	interno: umidità aree urbane Esterno:	2,1
C4	Alto	interno: piscine, impianti chimici Esterno: atmosfera industriale o marina	3,0
C5	Molto alto	Esterno: atmosfera marina altamente salina o area industriale con climi umidi	6.0

3.6.4 I pali di sostegno

I pali di sostegno non richiedono fondazione in calcestruzzo. Il palo è rappresentato da un profilato ad omega in acciaio per massimizzare la superficie di contatto con il terreno; la profondità dipende dal tipo di terreno interessato. Una flangia, tipicamente da 5 cm, viene utilizzata per guidare il palo con un infissore al fine di mantenere la direzione di inserimento entro tolleranze minime.



Figura 13 – Fase di infissione dei pali con profilo omega (fonte Convert)

3.6.5 Moduli fotovoltaici

Tenuto conto della tipologia di impianto fotovoltaico in oggetto, ai fini della definizione delle scelte progettuali sono stati assunti come riferimento i moduli FV commercializzati dalla Trina Solar, società leader nel settore del fotovoltaico.

Ciascun modulo, realizzato con n. 132 celle.

Le caratteristiche tecniche dei moduli prescelti sono riportate in Tabella 6.4, riferite alle seguenti condizioni ambientali:

Condizioni Test Standard (STC): Irraggiamento 1000 W/m² con spettro di AM 1,5 e temperatura delle celle di 25 °C.

Relativamente agli aspetti concernenti la scelta dei moduli e degli inseguitori monoassiali, atteso che il settore degli impianti fotovoltaici è attualmente caratterizzato da un'elevata e continua innovazione tecnologica, in grado di creare nuovi sistemi con efficienze e potenze nominali sempre crescenti; considerato altresì che la durata complessiva delle procedure autorizzative è, di regola, superiore ai sei mesi, nella fase di progettazione esecutiva dell'impianto è possibile che la scelta ricada su moduli differenti.

È da escludere, peraltro, che dette eventuali varianti determinino sostanziali modifiche al progetto.

In questo senso, l'intervento realizzato dovrà risultare coerente con il progetto autorizzato e, relativamente alla potenza nominale complessiva, questa non potrà subire modifiche in aumento rispetto a quella dichiarata in sede di autorizzazione unica.

Schema a blocchi impianto fotovoltaico

L'impianto in progetto può essere rappresentato in modo semplificato considerando lo schema a blocchi in Figura 14.

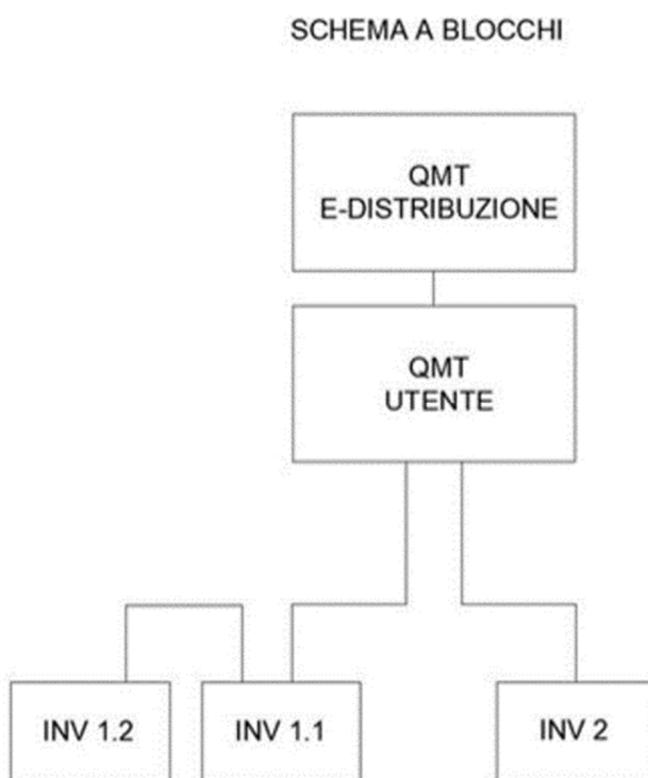


Figura 14 - Schema a Blocchi Impianto FV

In particolare, la struttura della distribuzione elettrica è realizzata a partire dal nodo della rete MT di Terna alla tensione di 30kV (Cabina Primaria di "Garigliano"), collegata mediante cavo MT alla cabina di Media Tensione utente ubicata nell'area utile dell'impianto, a cui sono collegate le cabine inverter.

Per maggiori dettagli si rimanda alle planimetrie riportate ed allo schema unifilare di impianto.

3.6.6 Connessione alla rete di distribuzione

Soluzione impiantistica prevista dal preventivo di connessione alla rete MT di Terna

La soluzione impiantistica del Distributore ha previsto che l'allaccio dell'impianto FV alla rete di Distribuzione avvenga tramite realizzazione di una nuova cabina di consegna collegata in antenna da cabina primaria AT/MT in località Canello ed Arnone.

Quadri Elettrici MT – Collettori di impianto

Il progetto prevede l'installazione di n. 1 quadro MT denominato "QMT-Utente", posizionato ai confini del lotto di intervento, che raccoglie le linee in arrivo a 30kV dalle cabine di conversione e trasformazione dei sottocampi oltre a fornire i Servizi Ausiliari della cabina.

Il quadro MT e le apparecchiature posizionate al suo interno dovranno essere progettati, costruiti e collaudati in conformità alle Norme CEI (Comitato Elettrotecnico Italiano), IEC (International Electrotechnical Commission) in vigore.

Il quadro elettrico MT sarà formato da unità affiancabili, ognuna costituita da celle componibili e standardizzate, in esecuzione senza perdita di continuità d'esercizio secondo IEC 62271-200, destinato alla distribuzione d'energia a semplice sistema di sbarra.

Il quadro sarà realizzato in esecuzione protetta e sarà adatto per installazione all'interno in accordo alla normativa CEI/IEC. La struttura portante dovrà essere realizzata con lamiera d'acciaio di spessore non inferiore a 2 mm.

Le celle saranno destinate al contenimento delle apparecchiature di interruzione automatica con 3 poli principali indipendenti, meccanicamente legati e aventi ciascuno un involucro isolante, di tipo "sistema a pressione sigillato" (secondo definizione CEI 17.1, allegato EE), che realizza un insieme a tenuta riempito con esafluoruro di zolfo (SF6) a bassa pressione relativa, delle parti attive contenute nell'involucro e di un comando manuale ad accumulo di energia tipo RI per versione SF1, (tipo GMH elettrico per SF2). Gli interruttori avranno una piastra anteriore equipaggiata con gli organi di comando e di segnalazione dell'apparecchio. Ogni interruttore potrà ricevere un comando elettrico.

Gli interruttori MT saranno ad interruzione in SF6 con pressione relativa del SF6 di primo riempimento a 20 °C uguale a 0,5 bar. Il gas impiegato sarà conforme alle norme IEC 376 e norme CEI 10-7. Il potere di corto circuito non dovrà essere inferiore a 16 kA.

Gli interruttori saranno predisposti per ricevere l'interblocco previsto con il sezionatore di linea, e potranno essere dotati dei seguenti accessori:

- comando a motore carica molle;
- comando manuale carica molle;
- sganciatore di apertura;
- sganciatore di chiusura;
- conta manovre meccanico;
- contatti ausiliari per la segnalazione di aperto - chiuso dell'interruttore.

Il comando degli interruttori sarà del tipo ad energia accumulata a mezzo molle di chiusura precaricate tramite motore, ed in caso di emergenza con manovra manuale.

Le manovre di chiusura ed apertura saranno indipendenti dall'operatore.

Il comando sarà a sgancio libero assicurando l'apertura dei contatti principali anche se l'ordine di apertura è dato dopo l'inizio di una manovra di chiusura, secondo le norme CEI 17-1 e IEC 56.

Il sistema di protezione associato a ciascun interruttore sottocampo è composto da:

trasduttori di corrente di fase e di terra (ed eventualmente trasduttori di tensione) con le relative connessioni al relè di protezione;

relè di protezione con relativa alimentazione;

circuiti di apertura dell'interruttore.

Il sistema di protezione sarà costituito da opportuni TA di fase, TO (ed eventualmente TV) che forniscono grandezze ridotte a un relé che comprende la protezione di massima corrente di fase almeno bipolare a tre soglie, una a tempo dipendente, le altre due a tempo indipendente definito. Poiché la prima soglia viene impiegata contro il sovraccarico, la seconda viene impiegata per conseguire un intervento ritardato e la terza per conseguire un intervento rapido, nel seguito, per semplicità, ci si riferirà a tali soglie con i simboli:

I> (sovraccarico);

I>> (soglia 51, con ritardo intenzionale);

I>>> (soglia 50, istantanea); 67 protezione direzionale.

La regolazione della protezione dipende dalle caratteristiche dell'impianto dell'Utente. I valori di regolazione della protezione generale saranno impostati dall'Utente in sede di progetto esecutivo Sono previste inoltre le seguenti protezioni:

massima tensione (senza ritardo intenzionale) (soglia 59);

minima tensione (ritardo tipico: 300 ms) (soglia 27);

massima frequenza (senza ritardo intenzionale) (soglia 81>);

minima frequenza (senza ritardo intenzionale) (soglia 81<);

massima tensione omopolare V0(ritardata) (soglia 59N).

Cavi di distribuzione dell'energia in Media Tensione (MT)

Per l'interconnessione del quadro MT e tra le cabine di campo verranno usati cavi unipolari del tipo ARG7H1RX1 2/20kV forniti nella versione tripolare riunito ad elica visibile (Figura 15).



Figura 15 - Cavi unipolari del tipo ARG7H1RX tripolare riunito ad elica visibile

I cavi sono isolati in gomma HEPR di qualità G7, sotto guaina di PVC, con le seguenti caratteristiche:

Cavi unipolari isolati in gomma HEPR di qualità G7, sotto guaina di PVC.

Conduttore: alluminio, formazione rigida compatta, classe 2

Strato semiconduttore: estruso (solo cavi $U_0/U \geq 6/10$ kV) Isolamento: gomma HEPR, qualità G7 senza piombo

Strato semiconduttore: estruso, pelabile a freddo (solo cavi $U_0/U \geq 18/36$ kV)

Schermo: fili di rame rosso con nastro di rame in controspirale

Guaina: miscela a base di PVC, qualità Rz

Colore: rosso

La tipologia di posa prevalente prevista è quella a trifoglio con cavi direttamente interrati in trincea schematizzata in Figura 16.

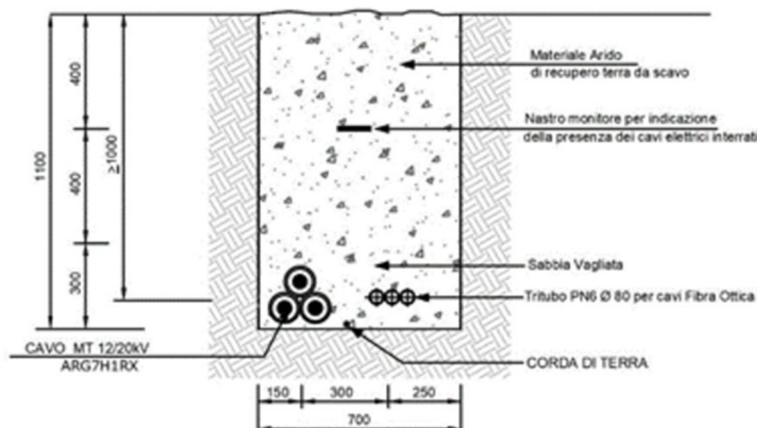


Figura 16 – Tipico modalità di posa Cavo MT 20 kV

La profondità media di interrimento (letto di posa) sarà di 1,1 / 1,2 metri sotto il suolo; tale profondità potrà variare in relazione al tipo di terreno attraversato. Saranno inoltre previsti opportuni nastri di segnalazione. Normalmente la larghezza dello scavo della trincea è limitata entro 1 metro salvo diverse necessità riscontrabili in caso di terreni sabbiosi o con bassa consistenza. Il letto di posa può essere costituito da un letto di sabbia vagliata o da un piano in cemento magro.

Nello stesso scavo, potrà essere posato un cavo con fibre ottiche e/o telefoniche per trasmissione dati. Tutti i cavi verranno alloggiati in terreno di riporto, la cui resistività termica, se necessario, verrà corretta con una miscela di sabbia vagliata o con cemento 'mortar' e saranno protetti e segnalati superiormente da una rete in PVC e da un nastro segnaletico, ed ove necessario anche da una lastra di protezione in cemento armato dello spessore di 6 cm. La restante parte della trincea verrà ulteriormente riempita con materiale di risulta e di riporto e le aree interessate saranno risistemate nella condizione preesistente.

Altre soluzioni particolari, quali l'alloggiamento dei cavi in cunicoli prefabbricati o gettati in opera od in tubazioni di PVC della serie pesante o di ferro, potranno essere adottate per attraversamenti specifici.

Per eventuali incroci e parallelismi con altri servizi (cavi di telecomunicazione, tubazioni etc), saranno rispettate le distanze previste dalle norme, tenendo conto delle prescrizioni che saranno dettate dagli Enti proprietari delle opere interessate e in accordo a quanto previsto dalla Norma CEI 11-17.

Power Station

La realizzazione dell'impianto fotovoltaico prevede l'impiego di n. 9 power station per la trasformazione BT/MT, ovvero Stazioni di Potenza al cui interno è presente un inverter, un trasformatore di media e una cabina di media. Il dispositivo di conversione scelto per questo impianto è una MV Power Station 5000 marcato SMA Solar Technology AG.

Tabella 8 - Dati tecnici MV POWER STATION

Potenza nominale [kVA]	5000
Tensione nominale uscita [kV]	11 kV a 35 kV
Inverter selezionabili	2xSC2500-EV
Raffreddamento trasformatore	ONAF/KNAF
Massima corrente di uscita a 33 kV	88 A
Gruppo vettoriale trasformatore	Dy11y111
Tensione ingresso massima	1500 V

Alla cabina MT confluiranno le linee elettriche provenienti dal campo agro-fotovoltaico.

Per la progettazione di questa, si è fatto riferimento alla Norma CEI 99-4, la quale indica le tecniche da seguire per l'esecuzione delle cabine elettriche d'utente. All'interno della cabina sarà predisposto un quadro elettrico di media tensione in cui si collegheranno le apparecchiature di protezione di MT e un quadro elettrico di bassa tensione, nel quale si installeranno le apparecchiature di protezione di BT per le linee luci di cabina e prese forza motrice.

Tabella 9 - Dati tecnici quadro MT cabina aux

Tensione nominale [kV]	30
Tensione di esercizio [kV]	30
Frequenza nominale [Hz]	50
N° fasi	3
Corrente nominale [A]	1250

Cavi di distribuzione dell'energia in Bassa Tensione (BT) in c.a. e c.c.

Cavi lato c.a. bassa tensione

Per la distribuzione in BT saranno utilizzati cavi aventi le seguenti caratteristiche: cavo unipolare/ multipolare FG16R16 per energia isolato in gomma etilenpropilenica ad alto modulo di qualità G16 Tensione nominale U₀/U: 0,6/1 k, sotto guaina di PVC, ovvero cavi del tipo FG7OR Tensione nominale U₀/U: 0.6/1kV con conduttore in rame, isolamento in gomma EPR e guaina in PVC, conforme a norma CEI 20-22 e CEI 20-34.

I circuiti di sicurezza saranno realizzati mediante cavi FTG10(O)M1 0,6/1 KV - CEI 20-45 CEI 2022 III / 20-35 (EN50265) / 20-37 resistenti al fuoco secondo IEC 331 / CEI 20-36 EN 50200, direttiva BT 73/23 CEE e 93/68 non propaganti l'incendio senza alogeni a basso sviluppo di fumi opachi con conduttori flessibili in rame rosso con barriera antifluoco.

Cavi lato c.c. bassa tensione

Per collegamenti in c.c. verranno impiegati cavo unipolari adatti al collegamento dei vari elementi degli impianti fotovoltaici e solari, sigla H1Z2Z2-K con tensione nominale di esercizio: 1.0kV C.A. - 1.5kV C.C. (anche verso terra), colore guaina esterna Nero o Rosso (basato su RAL 9005 o 3000).

Modalità di posa principale cavi b.t.

Tutte le linee di BT verranno posate con interrimento a una quota massima di 80 cm dal piano di calpestio, entro tubo corrugato in PVC posato su un letto in sabbia vagliata. Le condutture interrimate saranno rese riconoscibili mediante un nastro per segnalazione cavi elettrici.



Figura String Box SMA

Quadri di campo e di parallelo stringhe lato c.c.

I quadri di campo assicureranno il collegamento elettrico fra le stringhe provenienti dal generatore fotovoltaico ed il gruppo di conversione c.c./a.c. ed includeranno protezioni di stringa e per le sovratensioni atmosferiche. Verranno utilizzati degli string box SMA modello DC-CMB-U15-16; in particolare ai primi 6 gruppi di conversione afferiranno 22 String Box, ai gruppi di conversione n. 7 ed 8 afferiranno 20 String Box, mentre all'ultimo gruppo di conversione saranno collegati 9 String Box.

Il montaggio di ogni componente sarà tale da impedire contatti accidentali con parti in tensione come richiesto dalle norme CEI 17-13. I quadri saranno con grado di protezione esterno IP 66.

La disposizione dei cavi elettrici in arrivo ai suddetti quadri dovrà permettere la facile sostituzione di ogni pannello con il sezionamento di ciascuna stringa, realizzato con sezionatori adatti all'uso fotovoltaico nel numero di uno per ogni stringa. Il fissaggio al suolo sarà tramite supporto dedicato.

I quadri saranno dotati di strumenti per la misura della corrente e della tensione delle stringhe e la temperatura media dei moduli che saranno inviate al sistema di controllo e monitoraggio dell'impianto.

Il collegamento elettrico tra i sottogruppi di moduli fotovoltaici e i rispettivi gruppi di conversione c.c./c.a. verrà realizzato tramite i quadri di parallelo stringhe (QPS) opportunamente dislocati nell'area oggetto dell'intervento fino al collegamento con gli ingressi agli inverter.

3.7 Misura dell'energia

La delibera AEEG 88/09, "Disposizioni in materia di misura dell'energia elettrica prodotta da impianti di generazione", stabilisce che il responsabile del servizio di misura dell'energia elettrica prodotta da impianti di potenza nominale superiore a 20 kW è il produttore.

Per misurare ai fini fiscali e tariffari l'energia, nell'impianto fotovoltaico si adotteranno sistemi di misura in grado di conteggiare:

- l'energia elettrica prelevata dalla rete;
- l'energia elettrica immessa in rete;
- l'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico.

Se l'utente produttore dovesse prendersi la responsabilità dell'installazione e manutenzione del sistema di misura dell'energia prodotta/immessa si dovrà assicurare la conformità ai requisiti indicati nella Norma CEI 0-16.

Il sistema di misura sarà composto da un contatore statico per la misura dell'energia attiva e reattiva trifase, collegato in inserzione indiretta (mediante TV e TA).

I componenti del sistema di misura dovranno essere conformi alle norme CEI di prodotto e garantire il rispetto dei seguenti requisiti funzionali:

misura dell'energia attiva e reattiva e della potenza attiva immessa in rete e prelevata dalla rete;

rilevazione delle 6 curve di carico (potenza media nei 15') attiva assorbita, reattiva induttiva per energia attiva entrante, reattiva capacitiva per energia attiva uscente, attiva erogata, reattiva induttiva per energia attiva uscente e reattiva capacitiva per energia attiva entrante, con la risoluzione minima di 1 intero e 3 decimali;

unità di misura per l'energia attiva (reattiva): kWh (kVARh);

unità di misura per la potenza attiva: kW;

gestione automatica dell'ora legale;

orologio interno del contatore avente i requisiti indicati nella Norma CEI EN 62054-21 per i commutatori orari;

Interfaccia ottica per la lettura e/o programmazione locale (conforme alla Norma CEI EN 62056-21) che assicuri una velocità di trasmissione minima di 9600 bit/sec.

3.7.1 Software per visualizzazione, monitoraggio, telesorveglianza

Sarà previsto un sistema software per la visualizzazione, il monitoraggio, la messa in servizio e la gestione dell'impianto FV. Mediante un PC collegato direttamente o tramite modem si potrà disporre di una serie di funzioni che informano costantemente sullo stato e sui parametri elettrici e ambientali relativi all'impianto fotovoltaico.

In particolare, sarà possibile accedere alle seguenti funzioni:

Schema elettrico del sistema;

Pannello di comando;

Oscilloscopio;

Memoria eventi;

Dati di processo;

Archivio dati e parametri d'esercizio;

Analisi dati e parametri d'esercizio.

La comunicazione tra l'impianto fotovoltaico e il terminale di controllo e supervisione avverrà tramite protocolli Industrial Ethernet o PROFIBUS.

L'impianto fotovoltaico sarà dotato infine di un sistema di monitoraggio per l'analisi e la visualizzazione dei dati ambientali costituito da:

n. 1 sensore temperatura moduli;

n. 1 sensore irradiazione solare;

n. 1 sensore anemometrico;

schede di comunicazione integrate per l'acquisizione dei dati.

3.7.2 Impianto di videosorveglianza

L'impianto FV sarà dotato di sistema di videosorveglianza dimensionato per coprire l'intera area di pertinenza dell'impianto e composto da barriere perimetrali a fasci infrarossi, telecamere e combinatori telefonici GSM con modulo integrato.

3.7.3 Stazione meteorologica

L'impianto verrà dotato di una stazione meteorologica montata ad un'altezza di almeno 10 m, dotata di strumentazione in grado di monitorare:

- temperatura ambiente;
- umidità relativa aria;
- pressione barometrica;
- direzione vento e velocità vento;
- intensità precipitazioni;
- misura scariche atmosferiche con polarità e tipologia della stessa.

I dati rilevati saranno trasmessi al sistema di monitoraggio dell'impianto ed elaborati per verificarne la producibilità. Inoltre, verranno memorizzati nel lungo periodo al fine di costituire una serie storica di dati utile ai fini assicurativi in caso di malfunzionamento o danneggiamento dell'impianto a causa di eventi atmosferici.

3.8 OPERE ACCESSORIE

3.8.1 Sistemazione dell'area e viabilità

Il terreno asservito alla realizzazione dell'impianto FV in progetto presenta una conformazione morfologica regolare e tale da non richiedere interventi di livellamento delle superfici funzionali all'installazione degli inseguitori solari. Ai fini di assicurare un'ottimale costruzione e gestione della centrale fotovoltaica, il progetto ha previsto la realizzazione ex novo di una viabilità di servizio funzionale alle operazioni di costruzione ed ordinaria gestione dell'impianto, come mostrato negli elaborati grafici allegati.

La carreggiata stradale della viabilità di impianto presenterà una larghezza di 5 metri. La massicciata stradale sarà formata da una sovrastruttura in materiale arido dello spessore indicativo di 0,30/0,40 m. Lo strato di fondazione sarà composto da un aggregato che potrà essere costituito da pietrisco e detriti di cava o di frantoio o materiale reperito in sito oppure da una miscela di materiali di diversa provenienza, in proporzioni da stabilirsi in sede di progettazione esecutiva.

Le carreggiate saranno conformate trasversalmente conferendo una pendenza dell'ordine del 1,5% per garantire il drenaggio ed evitare ristagni delle acque meteoriche.

3.8.2 Recinzione e cancello

Al perimetro dell'impianto FV è prevista la realizzazione di una recinzione in rete metallica a maglia romboidale sostenuta da pali infissi.

I sostegni saranno costituiti da pali in ferro zincato dell'altezza di circa 2,5 metri; gli stessi verranno conficcati nel terreno per una profondità pari a 0,6 m. Questi presenteranno giunti di fissaggio laterale della rete sul palo e giunti in metallo per il fissaggio di angoli retti e ottusi.

Per l'accesso entro i siti di impianto dovranno realizzarsi dei cancelli realizzati in profilati di acciaio, assiemati per elettrosaldatura, verniciati e rete metallica in tondini di diametro 6 mm con passo della maglia di 15 cm, come da disegno di progetto. Il cancello è costituito da due ante a bandiera di altezza 2,40 m e di larghezza di 2,5 m, per una luce totale di 5 m, completo di paletto di fermo centrale e chiusura a lucchetto.

In alternativa alla tipologia sopra descritta, ove richiesto dalla D.L., i cancelli potranno essere realizzati in profilati scatolari di acciaio, assiemati per elettrosaldatura e successivamente zincati a caldo, con tamponamento delle ante in pannelli grigliati elettrofusi di acciaio zincato (a maglia quadrata di 60 x 60 mm ca costituita da piatti verticali di 25 x 3 mm collegati orizzontalmente da tondi del diametro 5 mm) solidarizzati al telaio mediante bulloneria inamovibile.

In ogni caso le cerniere dovranno essere in acciaio inox ed andranno opportunamente applicate ai pilastri di sostegno (in c.a. o in acciaio).

3.8.3 Scavi per posa cavidotti

Le operazioni di scavo da attuarsi nell'ambito della costruzione del campo solare devono principalmente riferirsi all'approntamento degli elettrodotti interrati per la distribuzione BT ed MT di impianto. La fase di scavo prevede l'utilizzo di un escavatore a braccio rovescio dotato di benna, che scaverà e deporrà il materiale a bordo trincea; previa verifica positiva dei requisiti stabiliti dal D.M. 120/2017 (Regolamento recante la disciplina semplificata della gestione delle terre e rocce da scavo, ai sensi dell'articolo 8 del decreto-legge 12 settembre 2014, n. 133, convertito, con modificazioni, dalla legge 11 novembre 2014, n. 164), il materiale sarà successivamente messo in opera per il riempimento degli scavi, assicurando un recupero pressoché integrale dei terreni asportati. Il materiale in esubero stazionerà provvisoriamente ai bordi dello scavo e, al procedere dei lavori di realizzazione dei cavidotti, sarà caricato su camion per essere trasportato all'esterno del cantiere presso centri di recupero/smaltimento autorizzati.

I volumi di scavo complessivamente stimati nell'ambito della fase di costruzione dell'opera sono pari a circa 14.200 m³, pressoché interamente riutilizzati in sito (89%), come si evince dai prospetti di calcolo sotto riportati.

DISTRIBUZIONE ELETTRICA BT IMPIANTO				
Lunghezza (m)	Larghezza (m)	Profondità (m)	Volume scavo (m ³)	Volume rinterro (m ³)
16.000,00	0,3	0,6	2.880,00	2.880,00
TOTALE			2.880,00	2.880,00
ECCEDENZE A RECUPERO/SMALTIMENTO			0,00	

DISTRIBUZIONE ELETTRICA MT IMPIANTO				
Lunghezza (m)	Larghezza (m)	Profondità (m)	Volume scavo (m ³)	Volume rinterro (m ³)
6.700,00	0,7	1,1	5.159,00	5.159,00
TOTALE			5.159,00	5.159,00
ECCEDENZE A RECUPERO/SMALTIMENTO			0,00	

COLLEGAMENTO MT Cabina di consegna - Cabina Primaria e-distribuzione				
Lunghezza (m)	Larghezza (m)	Profondità (m)	Volume scavo (m ³)	Volume rinterro (m ³)
11.200,00	0,5	1,1	6.160,00	4.620,00
TOTALE			6.160,00	4.620,00
ECCEDENZE A RECUPERO/SMALTIMENTO			1.540	

3.8.4 Interventi di mitigazione e inserimento ambientale

Al fine di realizzare un adeguato controllo delle emissioni di polveri in fase di realizzazione e dismissione dell'impianto potranno risultare sufficienti alcuni accorgimenti di "buona gestione" del cantiere.

In relazione al potenziale incremento delle emissioni da traffico veicolare, quali misure di mitigazione, possono ritenersi sufficienti le ordinarie procedure di razionalizzazione delle attività di trasporto dei materiali (impiego di mezzi ad elevata capacità ed in buono stato di manutenzione generale).

Gli interventi di mitigazione da realizzare al fine di favorire l'inserimento ambientale del parco fotovoltaico e ridurre gli impatti negativi generati sulla componente vegetale sono indicati di seguito.

Al fine di favorire una veloce ricolonizzazione delle aree libere dagli inseguitori solari e delle aree interessate dagli scavi per la posa in opera dei cavidotti da parte delle comunità vegetali erbacee spontanee, nell'effettuazione degli scavi si avrà cura di accantonare gli strati superficiali di suolo (primi 10-30 cm) al fine

di risistemarli in superficie a scavi terminati. Questo garantirà il mantenimento in loco dello stock di seme naturalmente presente nel terreno favorendo, in occasione delle prime piogge utili, lo sviluppo di nuova vegetazione erbacea.

Realizzazione di una fascia tampone perimetrale plurispecifica

Lungo le fasce di rispetto e di confine delle aree interessate dal progetto sarà impiantata una fascia tampone costituita da essenze arbustive compatibili con la serie di vegetazione potenziale; la fascia tampone avrà la funzione di mitigazione dell'impatto visivo del parco fotovoltaico e di mantenimento e miglioramento dei servizi ecosistemici di regolazione e supporto forniti dall'area stessa.

Le essenze arbustive di nuovo impianto saranno garantite secondo un piano di manutenzione della durata di due anni che prevedrà interventi di irrigazione di soccorso, sostituzione degli individui morti o deperienti e potatura di eventuali appendici necrotiche. Il periodo di manutenzione inizierà a decorrere dalla data di emissione del certificato di ultimazione dei lavori.

3.8.5 Dismissione d'impianto

La rimozione dei materiali, macchinari, attrezzature, e quant'altro presente nel terreno seguirà una tempistica dettata dalla tipologia del materiale da rimuovere e, precisamente, dal fatto se detti materiali potranno essere riutilizzati o portati a smaltimento e/o recupero (vedi pannelli fotovoltaici, strutture metalliche, ecc.). Quindi si procederà prima alla eliminazione di tutte le parti (apparecchiature, macchinari, cavidotti, ecc.) riutilizzabili, con loro allontanamento e collocamento in magazzino; poi si procederà alla demolizione delle altre parti non riutilizzabili. Questa operazione avverrà tramite operai specializzati, dove preventivamente si sarà provveduto al distacco di tutto l'impianto. Tutte le lavorazioni saranno sviluppate nel rispetto delle normative al momento vigenti in materia di sicurezza dei lavoratori. Tutte le operazioni di dismissione potranno essere eseguite in un periodo di tempo di 10 mesi. La realizzazione della dismissione procederà con fasi inverse rispetto al montaggio dell'impianto:

Fase 1 – Messa in sicurezza e dismissione opere elettriche e di connessione;

Fase 2 – Smontaggio dei pannelli fotovoltaici;

Fase 3 – Smontaggio delle strutture;

Fase 4 – Demolizione cabine di trasformazioni e di campo;

Fase 5 – Eliminazione cavidotti e infrastrutture accessorie;

Fase 6 – Ripristino aree adibite a viabilità;

Fase 7 – Demolizione stazione elettrica di utenza;

Fase 8 – Ripristino dei terreni e delle aree con piantumazione di essenze arboree

In generale si stima di realizzare la dismissione dell'impianto e di ripristinare lo stato dei luoghi anche con la messa a dimora di nuove essenze vegetali ed arboree autoctone in circa 8 settimane.

3.8.6 Mezzi d'opera richiesti dalle operazioni

Le lavorazioni sopra indicate, nelle aree precedentemente localizzate, richiederanno l'impiego di mezzi d'opera differenti:

1. automezzo dotato di gru;
2. pale escavatrici, per l'esecuzione di scavi a sezione obbligatoria;
3. pale meccaniche, per movimenti terra ed operazioni di carico/scarico di materiali smessi;
4. autocarri, per l'allontanamento dei materiali di risulta.

3.8.6 Ripristino dello stato dei luoghi

L'ultima fase delle operazioni di dismissione consiste nel ripristino dello stato dei luoghi al fine di ricondurre il sito alle condizioni ante operam.

In fase di dismissione dell'impianto saranno rimosse tutte le strutture facendo attenzione a non asportare porzioni di suolo e saranno ripristinate le condizioni esistenti. In particolare, la soluzione proposta per l'installazione dei pannelli fotovoltaici prevede l'ancoraggio indisturbato mediante semplice infissione di pali in acciaio, per una profondità contenuta. Tale scelta consente di avere un impatto sul terreno non invasivo ed una facilità di rimozione al momento della dismissione dell'impianto.

Alla fine delle operazioni di rimozione dei pannelli sul sito non resterà alcun tipo di struttura né in superficie né nel sottosuolo e pertanto verrà lasciato allo stato naturale. La morfologia dei luoghi, che per le caratteristiche del progetto non ha avuto particolari modificazioni ma solo aggiustamenti puntuali, livellamenti locali del terreno, sarà alterata in fase di dismissione solo localmente, e principalmente in corrispondenza delle cabine di campo e di consegna, dove sarà effettuato un piccolo scavo necessario alla rimozione del basamento in cls delle cabine.

Le parti di impianto già mantenute inerbite (al di sotto dei pannelli) o coltivate tra le strisce di pannelli (possibilità dell'agri – voltaico) verranno lasciate allo stato attuale e fungeranno da raccordo e collegamento per il rinverdimento uniforme della superficie del campo dopo la dismissione. Di conseguenza, si evidenzia che, in fase di dismissione, non si prevedono delle modifiche significative alla fertilità dei suoli, già mantenuti in buon stato durante la fase d'esercizio del Progetto. Inoltre, si prevede che lo stato biochimico del terreno possa addirittura trovare giovamento dalla presenza dell'impianto fotovoltaico integrato nell'agricoltura, che ne garantirà un'assenza, o quantomeno un minore utilizzo, di agenti contaminanti provenienti dalla fertilizzazione delle aree agricole. Il Progetto, quindi, contribuirà a ridurre l'apporto di agenti chimici fertilizzanti rispetto all'assetto attuale dell'area.

3.9 DESCRIZIONE DEL PROCESSO COSTRUTTIVO

Nel seguito, in accordo con i disposti della D.G.R. 3/25 del 23/01/2018, sarà fornita una sintetica descrizione delle attività costruttive finalizzate alla realizzazione dell'impianto fotovoltaico in oggetto.

Indicazioni generali per l'esecutore dei lavori

I lavori dovranno essere eseguiti a regola d'arte da impresa abilitata secondo i criteri di sicurezza individuati dal testo unico della sicurezza e nella legislazione vigente in materia di sicurezza degli impianti.

L'impresa esecutrice dovrà disporre in organico di personale adeguatamente qualificato per l'esecuzione di lavorazioni che comportano rischio elettrico secondo la norma CEI 11-27.

3.9.1 Descrizione del contesto in cui è collocata l'area del cantiere

Il cantiere per la realizzazione dell'impianto FV è situato in Castel Volturno (CE), La disponibilità di adeguate superfici per l'allestimento dei baraccamenti di cantiere, la delimitazione di aree di deposito e lavorazione potranno essere individuati all'interno delle aree di sedime dell'impianto FV in progetto. L'accesso al cantiere è assicurato dalla presenza della SS 7 Quater e di una esistente strada vicinale che, per le finalità del cantiere e di esercizio dell'impianto, sarà oggetto di manutenzione con ricarica di materiale arido di cava.

3.9.2 Principali lavorazioni previste

L'individuazione, analisi e valutazione delle lavorazioni e dei rischi ad esse correlati sarà oggetto di specifica analisi in sede di progettazione esecutiva; in tale fase si procederà, inoltre, alla definizione delle procedure organizzative e misure preventive e protettive in materia di sicurezza.

In questa sede possono comunque individuarsi le seguenti fasi lavorative principali:

1) allestimento cantiere: l'allestimento del cantiere costituisce la prima fase lavorativa della costruzione. L'allestimento e l'organizzazione di un cantiere edile comportano una serie di attività, quali, a titolo esemplificativo:

- la costruzione di recinzione;
- l'individuazione e allestimento degli accessi (sia pedonali che carrabili);
- la realizzazione degli impianti di cantiere (acqua, elettricità, ecc.);
- la realizzazione dell'impianto di messa a terra;
- il picchettamento;
- l'individuazione e allestimento degli spazi di lavorazione (banco del ferraiolo, betoniera, molazza, ecc.).

Durante i lavori dovrà essere assicurato che il movimento di mezzi d'opera e personale avvenga in condizioni di sicurezza. A questo scopo, all'interno del cantiere dovranno essere approntate adeguate vie di circolazione carrabile e pedonale, corredate di appropriata segnaletica.

2) Realizzazione dell'impianto elettrico del cantiere: tale fase prevede la posa in opera dell'impianto elettrico del cantiere per l'alimentazione di tutte le apparecchiature elettriche, compresi quadri, interruttori di protezione, cavi, prese e spine, ecc.

3) Scarico/Installazione di macchine varie di cantiere (tipo betoniera, molazza, piegaferri/tranciatrice, sega circolare, ecc.): durante le fasi di scarico dei materiali sarà necessario vietare l'avvicinamento del personale e di terzi al mezzo di trasporto e all'area di operatività della gru idraulica del medesimo, mediante avvisi e sbarramenti. L'operatività del mezzo di trasporto dovrà essere segnalata tramite il girofaro. Gli autocarri in manovra devono essere assistiti da terra.

4) Montaggio pannelli FV su inseguitori monoassiali e collegamento agli inverter: l'attività comprende l'infissione dei sostegni verticali dei tracker, l'approvvigionamento, il sollevamento ed il montaggio dei componenti degli inseguitori fotovoltaici, e il loro fissaggio ai sostegni verticali; il montaggio di supporti per pannelli fotovoltaici costituiti da elementi idonei al fissaggio su piano inclinato; il sollevamento dei pannelli

fotovoltaici e loro fissaggio ai supporti precedentemente montati; l'installazione delle MVPS di conversione DC/AC e il collegamento delle stringhe di pannelli fotovoltaici. Data l'impossibilità pratica di porre il sistema fuori tensione alla presenza di luce solare si indicherà con opportuna segnaletica tale situazione di potenziale pericolo.

5) Montaggio di cabine prefabbricate per l'alloggiamento dei quadri elettrici BT e MT: durante le fasi di scarico dei materiali occorrerà vietare l'avvicinamento del personale e di terzi al mezzo di trasporto e all'area di operatività della gru idraulica del medesimo, mediante avvisi e sbarramenti. Il passaggio dei carichi sopra i lavoratori durante il sollevamento e il trasporto dei carichi dovrà essere vietato. Tutti i collegamenti elettrici dovranno essere eseguiti "fuori tensione".

6) Realizzazione canalizzazioni e posa cavidotti: prevede la posa e montaggio del canale passacavi e delle tubazioni metalliche e disposizione dei cavi in BT per il collegamento tra l'impianto FV alle MVPS e, dei cavi in MT per la connessione alle cabine MT collettore.

7) Collaudo e messa in servizio: La fase di collaudo prevede l'esecuzione di verifiche tecniche funzionali da effettuarsi al termine dei lavori di installazione (corretto funzionamento dell'impianto nelle diverse condizioni di potenza generata e nelle varie modalità previste dal gruppo di conversione, continuità elettrica e connessioni tra moduli, messa a terra di masse e scaricatori, ecc.).

8) Smobilizzo del cantiere: consiste nella rimozione del cantiere realizzata attraverso lo smontaggio delle postazioni di lavoro fisse, di tutti gli impianti di cantiere, delle opere provvisorie e di protezione, della recinzione posta in opera all'insediamento del cantiere stesso ed il caricamento di tutte le attrezzature, macchine e materiali eventualmente presenti, su autocarri per l'allontanamento.

3.9.3 Impianto elettrico di cantiere

All'origine dell'impianto deve essere previsto un quadro contenente i dispositivi di sezionamento, di comando e di protezione. L'impianto elettrico di cantiere dovrà essere dotato di interruttore generale magnetotermico differenziale con $I_{dn} = 0,03A$ e P.I. = 6kA. Deve essere previsto un dispositivo per l'interruzione di emergenza dell'alimentazione per tutti gli utilizzatori per i quali è necessario interrompere tutti i conduttori attivi per eliminare il pericolo. La protezione contro i contatti diretti può essere assicurata da:

- protezione mediante isolamento delle parti attive, involucri o barriere (rimovibili solo con l'uso di una chiave o di un attrezzo), ostacoli che impediscono l'avvicinamento non intenzionale con parti attive;
- uso dell'interruttore differenziale con $I_{dn} \leq 30mA$ (protezione addizionale contro i contatti diretti in caso di insuccesso delle altre misure di protezione).

La protezione contro i contatti indiretti sarà assicurata da:

protezione mediante interruzione automatica dell'alimentazione. Per i cantieri la tensione limite di contatto (UL) è limitata a 25V c.a.;

protezione mediante componenti elettrici di classe II o con isolamento equivalente.

Le prese e spine previste per i cantieri saranno a norma CEI 23-12/1 e approvate da IMQ, il grado di protezione minimo deve essere IP43.

Le prese a spina devono essere protette da un interruttore differenziale da 30mA (non più di 6 prese per interruttore), secondo quanto prescritto dalla CEI 64-8/7. I cavi flessibili degli apparecchi utilizzatori (p.es. avvolgicavi e tavolette multiple) devono essere del tipo H07RN-F, oppure di tipo equivalente ai fini della resistenza all'acqua e all'abrasione.

3.9.4 Precauzioni aggiuntive con impianti FV

Dal punto di vista della sicurezza il generatore fotovoltaico è una fonte energetica non interrompibile, data l'impossibilità pratica di porre il sistema fuori tensione alla presenza di luce solare, sia in fase di costruzione del generatore fotovoltaico, sia in occasione della sua manutenzione. In caso di intervento delle protezioni, comandando i dispositivi di apertura lato c.c., si determina l'innalzamento della tensione del generatore fotovoltaico e il mantenimento di eventuali archi elettrici che si fossero creati sui circuiti c.c.

È necessario indicare con opportuna segnaletica (Figura 17) tale situazione di pericolo durante l'installazione e manutenzione degli impianti FV.



Figura 17 - Segnaletica da utilizzare per i lavori sugli impianti FV

3.10 POSSIBILI RICADUTE SOCIALI, OCCUPAZIONALI ED ECONOMICHE DELL'INTERVENTO A LIVELLO LOCALE

3.10.1 Ricadute occupazionali stimate

Di seguito vengono individuate le attività funzionali allo sviluppo e realizzazione del progetto che sono state, o verranno, realizzate facendo ricorso ad operatori e maestranze locali, secondo le distinte fasi di attuazione dell'intervento.

Fase di Progettazione e Autorizzatoria:

Tale fase si riferisce al conferimento di incarichi professionali ed all'affidamento di servizi per il conseguimento del titolo abilitativo alla costruzione ed esercizio dell'impianto. Le attività comprendono le spese di progettazione ed i costi per le indagini.

Fase di Costruzione:

Verranno eseguite con maestranze locali, come peraltro di prassi nel settore, tutte le attività non strettamente specialistiche oltreché la Direzione Lavori ed il coordinamento per la sicurezza.

Fase di Gestione Operativa

Si tratta di attività continuative lungo il ciclo di vita dell'impianto (25 anni indicativamente) con coinvolgimento di maestranze locali per: ispezione e manutenzione elettrica di primo intervento, assistenza agli interventi di manutenzione programmata e straordinaria, lavaggio pannelli, manutenzione verde, sorveglianza. A tale riguardo la proponente ha in programma di far riferimento ad una struttura operativa che preveda il coinvolgimento delle seguenti figure professionali stabilmente assunte: n. 1 operaio manutentore.

Valutata, inoltre, la prospettiva di instaurare un contratto di O&M con ditta specializzata.

L'incidenza della manodopera sull'ammontare stimato dei suddetti costi di manutenzione si stima pari al 30%.

3.11 NORMATIVA DI RIFERIMENTO

Di seguito è riportato un elenco, certamente non esaustivo, dei principali riferimenti di legge e delle norme tecniche applicabili per la progettazione e la realizzazione dell'intervento in esame. L'elenco normativo è riportato soltanto a titolo di promemoria informativo; esso non è esaustivo per cui eventuali leggi o norme applicabili, anche se non citate, andranno comunque applicate.

Infine, qualora le sopra elencate norme tecniche siano modificate o aggiornate, si dovranno applicare le norme più recenti.

- a. Norme legislative generali, nazionali e regionali

Art.6 del D.Lgs. 3 marzo 2011, n°28, così come modificato dall'art. 31, comma 2, legge n°108 del 2021

- b. Opere in cemento armato

Legge n. 1086 del 5/11/1971. "Norme per la disciplina delle opere di conglomerato cementizio armato, normale e precompresso ed a struttura metallica".

Legge n. 64 del 2/2/1974. "Provvedimenti per le costruzioni con particolari prescrizioni per le zone sismiche".

Circ. M. LL.PP. 14 febbraio 1974, n. 11951, "Applicazione delle norme sul cemento armato".

Circ. M. LL.PP. 9 gennaio 1980, n. 20049. "Legge 5 novembre 1971, n. 1086 - Istruzioni relative ai controlli sul conglomerato cementizio adoperato per le strutture in cemento armato".

D. M. 11/3/1988. "Norme tecniche riguardanti le indagini sui terreni e sulle rocce, la stabilità dei pendii naturali e delle scarpate, i criteri generali e le prescrizioni per la progettazione, l'esecuzione ed il collaudo delle opere di sostegno delle terre e delle opere di fondazione".

Circolare Ministero LL.PP. 24/9/1988 n. 30483: "Legge n.64/1974 art. 1 - D.M. 11/3/1988. Norme tecniche su terreni e rocce, stabilità di pendii e scarpate, progettazione, esecuzione, collaudo di opere di sostegno e fondazione".

D.M. del 14/2/1992. “Norme tecniche per l'esecuzione delle opere in cemento armato normale e precompresso e per le strutture metalliche”.

D.M. del 9/1/1996. “Norme tecniche per l'esecuzione delle opere in cemento armato normale e precompresso e per le strutture metalliche”.

D.M. del 16/1/1996. “Norme tecniche per le costruzioni in zone sismiche”.

D.M. 16/1/1996. “Norme tecniche relative ai “Criteri generali per la verifica di sicurezza delle costruzioni e dei carichi e dei sovraccarichi””.

Circolare M.LL.PP. 04/07/1996 n. 156 AA.GG./STC. “Istruzioni per l’applicazione delle “Norme tecniche relative ai criteri generali per la verifica di sicurezza delle costruzioni e dei carichi e dei sovraccarichi” di cui al D.M. 16/1/1996”.

Circolare M. LL.PP. 15/10/1996, n. 252. “Istruzioni per l’applicazione delle “Norme tecniche per il calcolo, l’esecuzione ed il collaudo delle opere in cemento armato ordinario e precompresso e per strutture metalliche” di cui al D.M. 9/1/1996”.

Circolare 10/4/1997 n. 65 AA.GG. “Istruzioni per l'applicazione delle "Norme tecniche per le costruzioni in zone sismiche" di cui al D.M. del 16/1/1996.

Ordinanza del Presidente del Consiglio n. 3274 del 20/03/2003. “Primi elementi in materia di criteri generali per la classificazione sismica del territorio nazionale e di normative tecniche per le costruzioni in zona sismica”.

Ordinanza del Presidente del Consiglio n. 3431 del 03/05/2005 – Ulteriori modifiche ed integrazioni all'ordinanza del Presidente del Consiglio dei Ministri n. 3274 del 20 marzo 2003.

UNI-EN 1992-1-1 2005: Progettazione delle strutture in calcestruzzo. Parte 1-1: Regole generali e regole per gli edifici.

UNI-ENV 1994-1-1 1995: Progettazione delle strutture composte acciaio calcestruzzo. Parte 1-1: Regole generali e regole per gli edifici.

D.M. 14 gennaio 2008 “Norme tecniche per le costruzioni”.

c. Norme tecniche impianti elettrici

CEI 0-16. Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica.

CEI EN 61936-1 (Classificazione CEI 99-2). Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in corrente alternata.

CEI EN 50522 (Classificazione CEI 99-3). Messa a terra degli impianti elettrici a tensione superiore a 1 kV in corrente alternata.

CEI 11-37. Guida per l'esecuzione degli impianti di terra nei sistemi utilizzatori di energia alimentati a tensione maggiore di 1 kV;

CEI 64-8. Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua.

CEI 11-17. Impianti elettrici di potenza con tensioni nominali superiori a 1 kV in corrente alternata. Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione pubblica di energia elettrica – Linee in cavo.

CEI 82-25. Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa Tensione.

UNI 10349. Riscaldamento e raffrescamento degli edifici. Dati climatici.

d. Norme dell'AEEG

Delibera AEEG 90/07. Attuazione del decreto del Ministro dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del mare 19 febbraio 2007, ai fini dell'incentivazione della produzione di energia elettrica mediante impianti fotovoltaici.

Delibera AEEG 161/08. Modificazione della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 13 aprile 2007, n. 90/07, in materia di incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti fotovoltaici.

Delibera AEEG 88/07. Disposizioni in materia di misura dell'energia elettrica prodotta da impianti di generazione.

Delibera ARG/elt 33/08 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas "Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti AT e MT delle imprese distributrici di energia elettrica";

Delibera ARG/elt 99/08 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (nel seguito Delibera 99/08), recante in Allegato A il "Testo integrato connessioni attive" (TICA);

Delibera ARG/elt 179/08 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas. Modifiche e integrazioni alle deliberazioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas ARG/elt n. 99/08 e n. 281/05 in materia di condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione di energia elettrica.

Delibera ARG/elt 125/10 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas. Modifiche e integrazioni alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas ARG/elt 99/08 in materia di condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione (TICA).