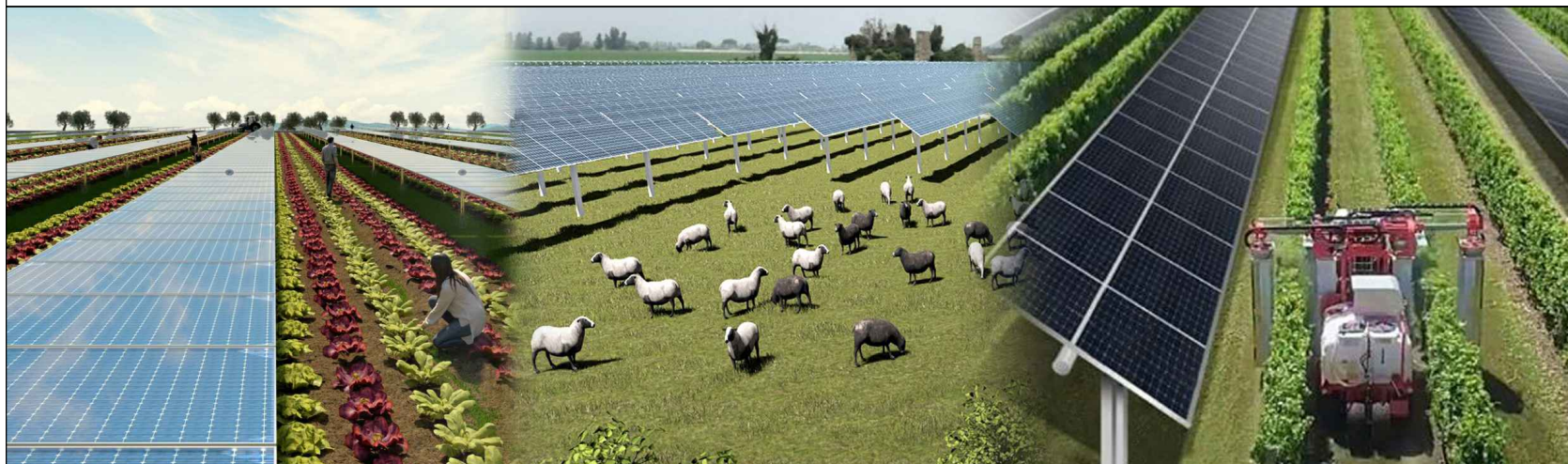




**REGIONE
LAZIO**

REGIONE LAZIO PROVINCIA DI LATINA COMUNE DI TERRACINA

Progetto di un impianto agrivoltaico per la produzione di energia elettrica ubicato nel Comune di Terracina in Località B.go Hermada della potenza nominale di 21.389 KW per una potenza in immissione di 19.9 MW comprensivo delle opere di rete per la connessione dell'impianto alla rete elettrica nazionale di Terna Spa alla tensione rete di 36kV.



PROGETTO DEFINITIVO DELL'IMPIANTO DI PRODUZIONE COMPRESIVO DELLE OPERE DI RETE PER LA CONNESSIONE

ELABORATO

RELAZIONE TECNICA

DATA: Maggio 2022

Nome file:

PROPONENTE

Nextpower Development Italia S.r.l.
Via San Marco n. 21, 20121 Milano (MI)
Partita IVA 11091860962
PEC: npditalia@legalmail.it

NextPower Development Italia

NextPower Development Italia S.r.l.
Via San Marco, 21
20121 Milano
P. IVA - C. F. 11091860962

ELABORATO DA:

Ing. Gennaro Gigli

PROGETTAZIONI CIVILI ED INDUSTRIALI

STUDIO TECNICO
Via XXIV Maggio, 15
04014 PONTINIA (LT)

ISCRITTO ALL'ORDINE DEGLI INGEGNERI DI LATINA N°435

| revisione | descrizione | data | Elab. n. |
|-----------|-------------|------|-----------|
| A | | | 2P |
| B | | | |
| C | | | |

INTRODUZIONE

La presente relazione tecnica ha per oggetto la progettazione di un impianto agrivoltaico, da realizzarsi su un'area agricola sita in Terracina – Località Borgo Hermada Macchia di Piano e distinta in catasto al foglio 193 p.lle 348-346-345-347-72-71-70-202-12-65-66-79-204-211-209-208-210-73-62-78-76-68-81-75-69-80-74 (campo 1), foglio 193 p.lle 113-114-195-91-93-95-219 (campo 2), foglio 107 p.lle 301-302-119-118-116-117-75-51-78-47 (campo 3) e p.lle 62-63-205-206 (campo 4), foglio 194 p.lle 53-176-65-285-286-175 (campo 5) per una superficie complessiva di Ha 35.86.02. La società proponente è la Nextpower Development Italia srl con sede in Milano Via San Marco 21 – P.IVA 11091860962.

L'impianto è costituito da numero 5 lotti sui quali saranno installati cinque impianti rispettivamente di 4.084,6 kW, 4.282,2 kW, 4.710,4 kW, 3.469,7 kW, 4.842,2 kW.

L'intervento è in linea con le finalità perseguite dal D.Lgs 387/2003, ed in particolare è volto a:

- promuovere un maggior contributo delle fonti energetiche rinnovabili alla produzione di elettricità nel relativo mercato italiano e comunitario;
- promuovere misure per il perseguimento degli obiettivi indicativi nazionali di cui all'art. 3, primo comma del citato D.Lgs;

Lo sviluppo delle energie rinnovabili è fondamentale per la salvaguardia dell'ambiente, consentendo una riduzione delle ripercussioni climatiche dovute alle emissioni di gas serra, in primo luogo di anidride carbonica, e delle ripercussioni ambientali dovute all'emissioni di sostanze inquinanti per l'ambiente e tossiche per l'uomo. Inoltre in questo caso i terreni non vengono sottratti all'agricoltura e all'allevamento in quanto, grazie all'installazione dei pannelli su pali d'acciaio alti diversi metri viene permessa contemporaneamente la coltivazione del suolo sottostante.

NORMATIVA DI RIFERIMENTO

Il progetto dell'impianto è elaborato secondo la regola dell'arte, in conformità alla vigente normativa, alle indicazioni delle guide e alle norme dell'UNI, del CEI o di altri Enti di normalizzazione appartenenti agli Stati membri dell'Unione Europea o che sono parti contraenti dell'accordo sullo spazio economico europeo, si considerano redatti secondo la

regola dell'arte.

Gli impianti devono essere realizzati come prescritto dalle normative vigenti, ed in particolare dal D.M. 22 gennaio 2008, n. 37.

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

- alle prescrizioni delle Norme CEI (Comitato Elettrotecnico Italiano) e UNI;
- alle prescrizioni e indicazioni della Società Distributrice di energia elettrica;
- alle prescrizioni degli enti locali;

Riguardo ai materiali saranno utilizzati componenti rispondenti alle relative Norme CEI e Norme UNI e dovranno comunque avere marchio CE e preferibilmente anche marchio IMQ.

NORMATIVA GENERALE

Decreto Legislativo n. 504 del 26-10-1995, aggiornato 1-06-2007: Testo Unico delle disposizioni legislative concernenti le imposte sulla produzione e sui consumi e relative sanzioni penali e amministrative.

Direttiva CE n. 77 del 27-09-2001: sulla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato dell'elettricità (2001/77/CE).

Decreto Legislativo n. 387 del 29-12-2003: attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità.

Legge n. 239 del 23-08-2004: riordino del settore energetico, nonché delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia.

Decreto Legislativo n. 192 del 19-08-2005: attuazione della direttiva 2002/91/CE relativa al rendimento energetico nell'edilizia.

Decreto Legislativo n. 311 del 29-12-2006: disposizioni correttive ed integrative al decreto legislativo 19 agosto 2005, n. 192, recante attuazione della direttiva 2002/91/CE, relativa al rendimento energetico nell'edilizia.

Decreto Legislativo n. 26 del 2-02-2007: attuazione della direttiva 2003/96/CE che ristruttura il quadro comunitario per la tassazione dei prodotti energetici e dell'elettricità.

Decreto Legge n. 73 del 18-06-2007: testo coordinato del Decreto Legge 18 giugno 2007, n.

73.

Decreto Legislativo del 30-05-2008: attuazione della direttiva 2006/32/CE relativa all'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici e abrogazione della direttiva 93/76/CEE.

Decreto 2-03-2009: disposizioni in materia di incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare.

Legge n.99 del 23 luglio 2009: disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia.

Sicurezza:

D.Lgs. 81/2008 (testo unico della sicurezza): misure di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro.

DM 37/2008: sicurezza degli impianti elettrici all'interno degli edifici.

Norme tecniche:

CEI 0-2: guida per la definizione della documentazione di progetto per impianti elettrici.

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

CEI 3-19: segni grafici per schemi - apparecchiature e dispositivi di comando e protezione.

CEI 11-20: impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria.

CEI 13-4: sistemi di misura dell'energia elettrica - Composizione, precisione e verifica.

CEI 20-19: Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V.

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 82-25: Edizione seconda: guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa Tensione.

CEI-UNEL 35023: cavi per energia isolati in gomma o con materiale termoplastico aventi grado di isolamento non superiore a 4 Cadute di tensione.

CEI-UNEL 35024/1: cavi elettrici isolati con materiale elastomerico o termoplastico per tensioni nominali non superiori a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua. Portate di corrente in regime permanente per posa in aria.

CEI-UNEL 35026: cavi elettrici isolati con materiale elastomerico o termoplastico per tensioni nominali di 1000 V in corrente alternata e 1500 V in corrente continua. Portate di corrente in regime permanente per posa interrata.

CEI EN 50380 (CEI 82-22): fogli informativi e dati di targa per moduli fotovoltaici.

CEI EN 60555-1 (CEI 77-2): disturbi nelle reti di alimentazione prodotti da apparecchi elettrodomestici e da equipaggiamenti elettrici simili - Parte 1: Definizioni.

CEI EN 60439 (CEI 17-13): apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT).

CEI EN 60904-1(CEI 82-1): dispositivi fotovoltaici Parte 1: Misura delle caratteristiche fotovoltaiche tensione corrente.

CEI EN 60904-2 (CEI 82-2): dispositivi fotovoltaici - Parte 2: Prescrizione per le celle fotovoltaiche di riferimento.

CEI EN 60904-3 (CEI 82-3): dispositivi fotovoltaici - Parte 3: Principi di misura per sistemi solari fotovoltaici per uso terrestre e irraggiamento spettrale di riferimento.

CEI EN 61000-3-2 (CEI 110-31): compatibilità elettromagnetica (EMC) - Parte 3: Limiti - Sezione 2: Limiti per le emissioni di corrente armonica (apparecchiature con corrente di ingresso $I_n = 16$ A per fase).

CEI EN 61215 (CEI 82-8): moduli fotovoltaici in silicio cristallino per applicazioni terrestri. Qualifica del progetto e omologazione del tipo.

CEI EN 61646 (82-12): moduli fotovoltaici (FV) a film sottile per usi terrestri - Qualifica del progetto e approvazione di tipo.

CEI EN 61724 (CEI 82-15): rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici - Linee guida per la misura, lo scambio e l'analisi dei dati.

CEI EN 61727 (CEI 82-9): sistemi fotovoltaici (FV) - Caratteristiche dell'interfaccia di raccordo con la rete.

CEI EN 62053-21 (CEI 13-43): apparati per la misura dell'energia elettrica (c.a.) - Prescrizioni particolari - Parte 21: Contatori statici di energia attiva (classe 1 e 2).

CEI EN 62053-23 (CEI 13-45): apparati per la misura dell'energia elettrica (c.a.) - Prescrizioni particolari - Parte 23: Contatori statici di energia reattiva (classe 2 e 3).

CEI EN 62093 (CEI 82-24): componenti di sistemi fotovoltaici - moduli esclusi (BOS) -

Qualifica di progetto in condizioni ambientali naturali.

CEI EN 62305 (CEI 81-10): protezione contro i fulmini

UNI 8477: energia solare – Calcolo degli apporti per applicazioni in edilizia – Valutazione dell'energia raggiante ricevuta.

UNI 10349: riscaldamento e raffrescamento degli edifici. Dati climatici.

SITO DI INSTALLAZIONE

Il dimensionamento energetico dell'impianto fotovoltaico connesso alla rete è stato effettuato tenendo conto della:

- disponibilità di spazi sui quali installare l'impianto fotovoltaico;
- disponibilità della fonte solare;
- fattori morfologici e ambientali (ombreggiamento e albedo);

L'impianto fotovoltaico verrà installato a terra su un' area di 35.86.02 Ettari del comune di Terracina, pianeggiante ma leggermente degradante verso sud, e idonea per l'installazione dei moduli su strutture ad inseguimento con tracker di tipo mono-assiale.

Si riporta a titolo esplicativo una foto del sito di installazione.



Per quanto riguarda l'inquadramento dell'opera nel territorio risulta che dal punto di vista:

Urbanistico: il sito ricade in zona agricola "E" Aree a prevalente copertura di seminativi estensivi ed intensivi;

Geologico: l'area di intervento è localizzata nel foglio 159 "Frosinone" della Carta Geologica d'Italia e fa parte della Pianura Pontina;

Sismico: il sito ricade in zona sismica 3. Si riportano nello schema riassuntivo i dati estesi riguardanti i parametri di pericolosità sismica del sito in esame

| "Stato Limite" | T_r [anni] | a_g [g] | F_o [-] | T_c^* [s] |
|----------------------|-----------------|--------------|--------------|----------------|
| Operatività | 30 | 0.030 | 2.550 | 0.232 |
| Danno | 50 | 0.035 | 2.586 | 0.280 |
| Salvaguardia Vita | 475 | 0.065 | 2.805 | 0.433 |
| Prevenzione Collasso | 975 | 0.077 | 2.909 | 0.511 |

Ambientale: sul sito non insistono Sic, Zps e Aree Protette;

Ai sensi della Tavola A del PTPR 2021, l'area interessata dall'impianto è classificata Paesaggio Agrario di Continuità, mentre nella Tavola B dello stesso non troviamo la presenza di alcun vincolo.

PROGETTO PER UN IMPIANTO FOTOVOLTAICO NEL COMUNE DI TERRACINA






| Sistema del Paesaggio Agrario | |
|---|---------------------------------------|
|  | Paesaggio Agrario di Rilevante Valore |
|  | Paesaggio Agrario di Valore |
|  | Paesaggio Agrario di Continuità |

Tavola A_PTPR 2021

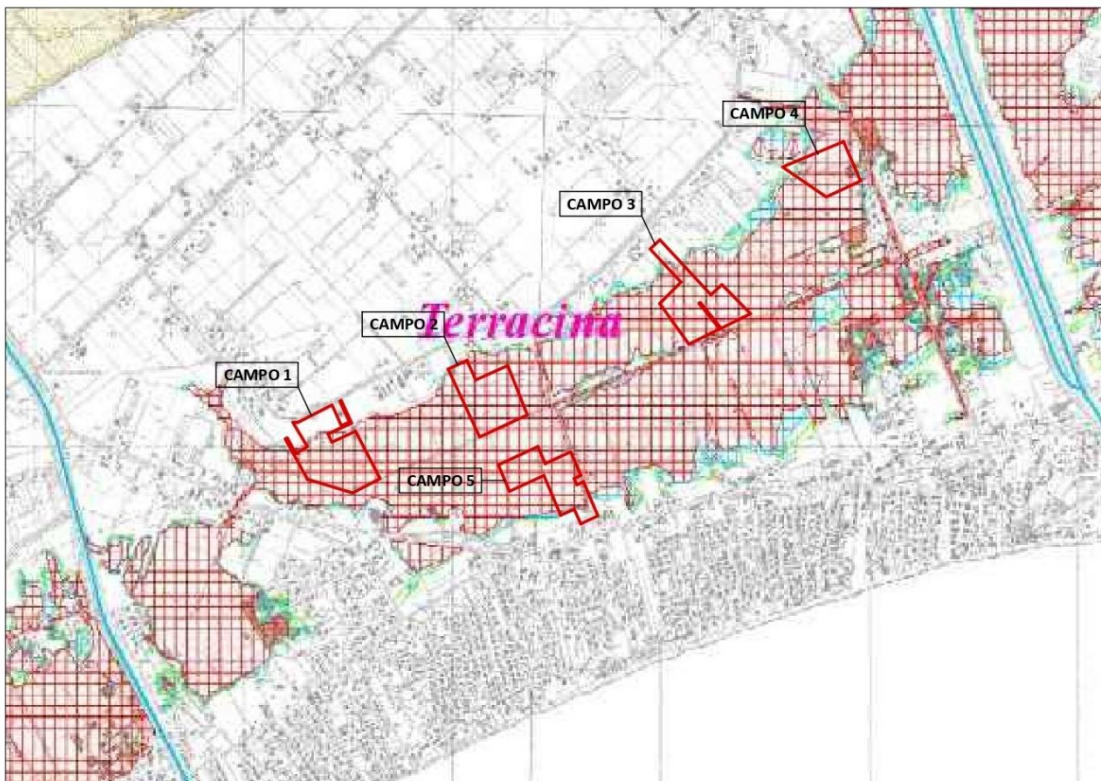


Tavola B_PTPR 2021

Idrogeologico: l'area destinata all'impianto non è soggetta a tale vincolo ai sensi del Regio Decreto 3267/1923.

Piano Assetto Idrologico: il terreno di ubicazione dell'impianto ricade nel Bacino a scolo meccanico "Pantani da Basso" di competenza Corsozio di Bonifica dell'Agro Pontino e della

Provincia di Latina. Come è possibile vedere dalla cartografia che segue, l'area in oggetto ricade in "Area sottoposta a tutela per pericolo inondazione: Aree a pericolo A2 (c.2 art. 7 e art. 23 bis) e Aree a pericolo B2 (c.2 art. 7 e art. 25)". Tale vincolo non rappresenta un problema ai fini dell'intervento; verranno richieste le opportune autorizzazioni agli enti competenti.



Possiamo concludere dicendo che il sito non presenta problemi da un punto di vista vincolistico.

Oltre a questo aspetto il sito è stato selezionato sulla base di diversi fattori quali la sua producibilità, la possibilità di accesso durante la fase di cantiere, la possibilità di allacciamento degli impianti alla rete di distribuzione/trasmissione dell'energia elettrica generata, in modo da minimizzare gli impatti derivanti dalla realizzazione di nuove linee di interconnessione e di

impianti di trasformazione.

Per quanto riguarda la rappresentazione e localizzazione dell'area in oggetto all'interno delle varie cartografie (PTPR, PAI, PRG ecc) si fa riferimento alle tavole di progetto.

DISPONIBILITA' DELLA FONTE SOLARE

La quantità di energia elettrica producibile dall'impianto deve essere calcolata sulla base dei dati radiometrici riportati dalla norma UNI 10349 e sulla base di quanto previsto dalla norma UNI 8477 (relativa al calcolo dell'energia solare incidente una superficie inclinata e con azimuth diverso da zero).

Si riportano i dati principali della località di installazione dell'impianto, della località di riferimento per i dati di irraggiamento (base dei calcoli a Norma UNI 10349),:

Località: Borgo Hermada - Terracina

Latitudine: 41.28909°N

Longitudine: 13.17029°E

Località di riferimento (per i calcoli UNI 10349): TERRACINA

Latitudine: 41.28911°N

Longitudine: 13.24842°E

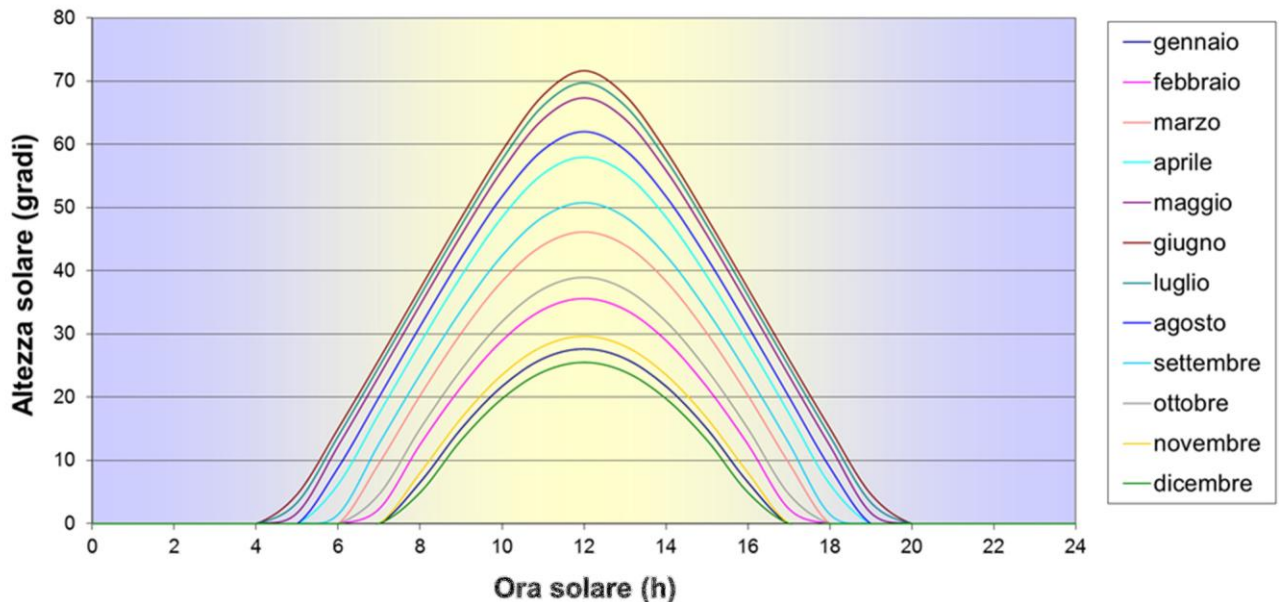


Diagramma Solare di Terracina

La radiazione solare (globale) che arriva sulla superficie terrestre è formata dalla componente proveniente direttamente dal disco solare e dalla sua corona (diretta) e dalla componente che viene diffusa dall'atmosfera terrestre (diffusa).

Di seguito sono riportati in forma tabellare i dati di Irraggiamento solare:

Irraggiamento solare a latina azimut 0°/ tilt 0°.

| Mese | Energia Totale (kWh/mq/giorno) | Energia Totale (kWh/mq/mese) | Energia Diffusa (kWh/mq/mese) | Incidenza Energia Diffusa |
|--|-----------------------------------|---------------------------------|----------------------------------|------------------------------|
| Gennaio | 1,86 | 57,7 | 25,0 | 43,3% |
| Febbraio | 2,67 | 75,3 | 30,6 | 40,6% |
| Marzo | 4,00 | 124,0 | 44,8 | 36,1% |
| Aprile | 5,42 | 162,5 | 55,0 | 33,8% |
| Maggio | 6,61 | 204,9 | 62,0 | 30,3% |
| Giugno | 7,50 | 225,0 | 58,3 | 25,9% |
| Luglio | 7,75 | 240,3 | 53,4 | 22,2% |
| Agosto | 6,67 | 206,7 | 50,8 | 24,6% |
| Settembre | 5,08 | 152,5 | 43,3 | 28,4% |
| Ottobre | 3,53 | 109,4 | 34,4 | 31,5% |
| Novembre | 2,17 | 65,0 | 25,8 | 39,7% |
| Dicembre | 1,64 | 50,8 | 22,4 | 44,1% |
| Irraggiamento totale annuo sul piano dei moduli è 1674.1 kWh/mq | | | | |

Ombreggiamento

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

Il Coefficiente di Ombreggiamento, funzione della morfologia del luogo, è pari a 1.00.

Albedo

Per tener conto del plus di radiazione dovuta alla riflettanza delle superfici in cui è inserito l'impianto si sono stimate i valori mensili dell'albedo, considerando anche i valori presenti della norma UNI 8477:

| Gen | Feb | Mar | Apr | Mag | Giu | Lug | Ago | Set | Ott | Nov | Dic |
|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| 0.27 | 0.27 | 0.27 | 0.27 | 0.27 | 0.27 | 0.27 | 0.27 | 0.27 | 0.27 | 0.27 | 0.27 |

L'albedo medio annuo è pari a 0.27.

Di seguito sono riportati in forma tabellare i dati di Irraggiamento solare sul piano dei moduli fotovoltaici:

| Mese | Energia Globale incidente (kWh/mq) | Energia Globale effettiva (kWh/mq) |
|-------------|---|---|
| Gennaio | 68,3 | 64,7 |
| Febbraio | 93,5 | 89,4 |
| Marzo | 149 | 144,2 |
| Aprile | 209,1 | 203,2 |
| Maggio | 258,6 | 253,2 |
| Giugno | 295,6 | 290,4 |
| Luglio | 325,6 | 320,5 |
| Agosto | 282,5 | 277,2 |
| Settembre | 186,5 | 181,0 |
| Ottobre | 141,6 | 136,4 |
| Novembre | 76,6 | 72,7 |
| Dicembre | 69,6 | 65,4 |

Irraggiamento totale annuo sul piano dei moduli è 2098.3 kWh/mq

Stima della producibilità dell'impianto

L'energia generata dipende:

- dal sito di installazione (latitudine, radiazione solare disponibile, temperatura, riflettanza della superficie antistante i moduli);
- dall'esposizione dei moduli: angolo di inclinazione (Tilt) e angolo di orientazione (Azimut);
- da eventuali ombreggiamenti o insudiciamenti del generatore fotovoltaico;
- dalle caratteristiche dei moduli: potenza nominale, coefficiente di temperatura, perdite per disaccoppiamento o mismatch;
- dalle caratteristiche del BOS (Balance Of System).

Il valore del BOS può essere stimato direttamente oppure come complemento all'unità del totale delle perdite, calcolate mediante la seguente formula:

Totale perdite [%] = [1 - (1 - a - b) x (1 - c - d) x (1 - e) x (1 - f)] + g per i seguenti valori:

- a Perdite per riflessione 3%
- b Perdite per ombreggiamento 1%
- c Perdite per mismatching 1,5%
- d Perdite per effetto della temperatura 10%
- e Perdite nei circuiti in continua 1,5%
- f Perdite negli inverter 2%
- g Perdite nei circuiti in alternata 1 %
- RBOS = rendimento del B.O.S. = 80%

La potenza alle condizioni STC (irraggiamento dei moduli di 1000 W/m² a 25°C di temperatura) risulta essere:

$$\underline{P_{STC} = P_{MODULO} \times N^{\circ}MODULI = 0,61 \times 35.064 = 21.389 \text{ kWp}}$$

Considerando un'efficienza del B.O.S. (Balance of system) del 80% che tiene conto delle perdite dovute a diversi fattori quali: maggiori temperature, superfici dei moduli polverose,

differenze di rendimento tra i moduli, perdite dovute al sistema di conversione la potenza sul lato c.a. sarà uguale a:

$$PCA = PSTC \times 80\% = 17.111,2 \text{ kWp}$$

L'energia producibile su base annua è data da:

$$E \text{ [kWh/anno]} = (I \times A \times K_{ombre} \times R_{MODULI} \times R_{BOS})$$

In cui:

$$I = \text{irraggiamento medio annuo} = 2098,3 \text{ kWh/m}^2$$

$$A = \text{superficie totale dei moduli} = 98.004 \text{ m}^2$$

$$K_{ombre} = \text{Fattore di riduzione delle ombre} = 1,00$$

$$R_{MODULI} = \text{Rendimento di conversione dei moduli} = 20,8\%$$

$$R_{BOS} = \text{Rendimento del B.O.S.} = 80\%$$

$$E = (2098,3 \times 98.004 \times 1,00 \times 20,8\% \times 80\%) = 32.902.687 \text{ kWh/anno}$$

Il valore di 32.902.687 kWh/anno è l'energia che l'impianto fotovoltaico produrrà in un anno solare se non vi saranno interruzioni di servizio e saranno eseguiti tutti gli interventi di manutenzione ordinaria.

DESCRIZIONE E DATI TECNICI DELL'IMPIANTO

La taglia dell'impianto fotovoltaico e di conseguenza la sua potenza di targa deve essere scelta in relazione alla superficie disponibile e alle condizioni di irraggiamento solare del luogo di installazione dell'impianto.

Nella generalità dei casi, il generatore fotovoltaico deve essere esposto alla luce solare in modo ottimale, scegliendo prioritariamente l'orientamento a Sud e evitando fenomeni di ombreggiamento.

L'impianto sarà così composto:

LOTTO 1 composto da n. 372 stringhe per un totale di 6.696 moduli;

LOTTO 2 composto da n. 390 stringhe per un totale di 7.020 moduli;

LOTTO 3 composto da n. 429 stringhe per un totale di 7.722 moduli;

LOTTO 4 composto da n. 316 stringhe per un totale di 5.688 moduli;

LOTTO 5 composto da n. 441 stringhe per un totale di 7.938 moduli;

Totale moduli in silicio cristallino = 35.064

La potenza di ogni modulo è pari a 0,61 kW.

Sono inoltre previsti:

- n.°1 cabina di consegna;
- n.4 locali tecnici;
- n. 5 locali O&M
- n°10 cabine inverter;
- rete telematica interna di monitoraggio in fibra ottica per il controllo dell'impianto fotovoltaico mediante trasmissione dati via modem o satellitare;
- rete elettrica interna a bassa tensione per l'alimentazione dei servizi ausiliari di centrale (controllo, illuminazione, forza motrice, ecc...).

L'impianto di produzione di energia elettrica avrà una potenza nominale di 21.389 KW e potenza in immissione di 19.9 MW e sarà immessa in rete tramite una SSE a 36 kV da collegare in antenna ad una nuova SSE TERNA da inserire sull'elettrodotto AT/150 kV Colonia Elena – Terracina.

COMPONENTI DELL'IMPIANTO

Cabina di connessione e impianto di consegna

Descrizione generale

La cabina a 36kV è il punto di raccolta delle linee provenienti dalle cabine secondarie a cui fanno capo i vari campi fotovoltaici per consentire il trasporto dell'energia prodotta fino al punto di consegna alla rete di trasmissione nazionale. La cabina sarà connessa in antenna al Quadro a 36kV posto nella nuova Sottostazione Elettrica (SSE) della RTN, che verrà realizzata in configurazione entra-esci sull'esistente elettrodotto a 150kV Colonia Elena Terracina, e che ospiterà anche delle sezioni di trasformazione 150/36kV. La nuova SSE 150/36kV inserita sull'elettrodotto Colonia Elena Terracina è stata posizionata in un'area di circa 136x178m, con un ingombro alla recinzione esterna di circa 85x143m, con i portali di arrivo delle linee a 150kV ad una distanza di circa 63m dall'asse dell'elettrodotto.

L'area risulta essere anche confinante con la strada circondariale per un più agevole accesso dalla viabilità pubblica.

La nuova SSE TERNA sarà, essenzialmente, costituita da:

- Due montanti linea per l'inserimento in entra esci sull'elettrodotto esistente
- Un montante linea di riserva
- Due montanti di trasformazione 150/36kV equipaggiati con altrettante macchine da 125MVA
- Un doppio sistema di sbarre con congiuntore, misure di sbarra e sezionatori di terra sbarre
- Un edificio polifunzionale delle dimensioni di circa 10x26m
- Un edificio delle stesse dimensioni di quello precedente che ospiterà le apparecchiature a 36kV con annessi ausiliari
- Un complesso di containers che ospiteranno i servizi per ogni montante di AT

Per la connessione degli impianti di Utente alla RTN si prevede la realizzazione di una cabina di consegna e di un complesso di cabine di trasformazione e conversione connesse, in anello aperto, alla cabina precedente, tramite cavi di tipo RG7H1R 26/45kV 3x1x300mmq.

In tutte le cabine si prevede di installare dei Quadri di MT a 36kV con le seguenti prestazioni nominali:

- Tensione nominale di isolamento 40,5 kV
- Tensione di esercizio 36 kV
- Tensione di tenuta a freq. industriale 95 kV
- Tensione di tenuta ad impulso 185 kV
- Frequenza nominale 50 Hz
- Corrente nominale sbarre omnibus 630A
- Corrente nominale apparecchiature 630 A
- Corrente di breve durata x 1s 20 kA

- Potere di interruzione degli interruttori 20 kA
- Classificazione arco interno IAC AFL, 1s 20kA
- Tensione ausiliaria comandi e segnalazioni 220Vac
- Relè di protezione, ove presenti, a inserzione indiretta ed in grado di dialogare con protocollo IEC61850 e MODBUS

La cabina di ricezione linea a 36kV di interconnessione con TERNA, sarà costituita da un complesso di edifici di tipo prefabbricato che ospiteranno, in ambienti separati:

- Il Quadro generale di MT
- Il Quadro servizi BT, l'UPS, l'armadio Apparecchiature di Telecontrollo, la consolle di gestione degli impianti
- Il gruppo elettrogeno opportunamente dimensionato
- Un blocco servizi
- Un piccolo magazzino

Inoltre, ove l'alimentazione dei servizi ausiliari avvenga tramite una consegna in MT da parte di ENEL Distribuzione, saranno presenti ulteriori locali di tipo prefabbricato e rispondenti alle specifiche DG2092 con tre diversi locali ospitanti, rispettivamente:

- Le apparecchiature MT di ENEL
- Il vano misure
- Le apparecchiature MT/BT dell'utente

Il progetto prevede che tutti i cavi MT (36 kV), sia quelli di connessione con la SSE di TERNA, che quelli provenienti dalle cabine secondarie, siano installati mediante posa interrata.

Per compensare l'eccesso di potenza reattiva capacitiva che potrà essere presente durante i periodi di assenza di insolazione, verrà inviato un segnale di richiesta di immissione di potenza induttiva ai vari inverter fotovoltaici che, nell'ambito della rispettiva curva

semicircolare di capability, saranno in grado di fornire la potenza reattiva richiesta tra $-Q_n$ e $+Q_n$, anche in dette condizioni di assenza insolazione. In tal modo, come richiesto dalle regole tecniche di allaccio di TERNA, si contribuirà alla stabilità della tensione di rete potendo garantire un fattore di potenza, praticamente unitario, in tutte le condizioni di esercizio.

Il Quadro di MT installato nella cabina di ricezione sarà costituito da un complesso di scomparti che ospiteranno:

- L'interruttore generale equipaggiato con un relé di protezione certificato CEI 0-16 con prestazioni tali da poter assicurare, sia la protezione per guasti verso l'utenza (50,51,51N,67N), che la protezione di interfaccia (27,59,81<,81>,59N)
- Lo scomparto misure che ospiterà i TA e TV per le misure fiscali attestati su morsettiere sigillabili e collegate all'armadio contatori
- N.2 scomparti di protezione dell'anello con interruttore equipaggiato con relé di protezione per guasti verso l'utenza (50,51,51N,67N)

In caso di intervento della protezione di interfaccia, il segnale di sgancio verrà inviato, sia ai due interruttori a protezione dell'anello, che agiranno da Dispositivi di Interfaccia, che, in rinalzo per mancata apertura anche di uno solo di questi ultimi, all'interruttore generale.

Il distacco dalla rete provocherà anche l'apertura di tutti gli interruttori presenti nelle cabine secondarie, in modo da poter gestire la reinserzione dei vari trafo MT/BT in sequenza, al ritorno delle normali condizioni di esercizio, e limitare quindi la massima corrente di inserzione che, diversamente, farebbe intervenire la protezione di massima corrente posta sull'interruttore generale.

Le cabine secondarie saranno connesse in anello aperto al Quadro di MT presente nella SSE di Utente e saranno, essenzialmente, costituite da:

- Un Quadro di MT a 36kV con due scomparti di linea, equipaggiati con interruttore di manovra sezionatore sotto carico a comando motorizzato, ed uno scomparto protezione trafo equipaggiato con interruttore e relè di

protezione 50/51/51N

- Un trasformatore MT/BT opportunamente dimensionato in base alla potenza del campo fotovoltaico servito
- Un Quadro Generale di BT
- Un trasformatore BT/BT per l'alimentazione dei servizi ausiliari
- Un UPS per l'alimentazione dei servizi essenziali
- Un complesso di inverter

I servizi ausiliari della cabina principale saranno garantiti, sia da una consegna dedicata a cura di ENEL Distribuzione, che da un gruppo Elettrogeno opportunamente dimensionato ed in grado di sopperire ad una eventuale mancanza di tensione da parte di ENEL.

Tutti i servizi essenziali saranno inoltre alimentati da un complesso di UPS installati, sia nella cabina principale, che in tutte le cabine secondarie.

Viabilità di accesso e aree di pertinenza

L'area della nuova SSE di TERNA, e la cabina di Utente, saranno accessibili dalla viabilità pubblica esistente tramite una strada che verrà realizzata in derivazione da tale viabilità ed opportunamente sistemata in modo da consentire il transito dei mezzi pesanti, specialmente in fase di cantiere.

Rete di terra

L'impianto di terra sarà costituito, conformemente alle prescrizioni della Norma CEI EN 50522 (CEI 99-3) ed alle raccomandazioni della CEI 99-5, da un anello di terra da posare lungo il perimetro esterno di ogni cabina e realizzato con conduttori nudi in rame elettrolitico di sezione pari a 50 mm² interrati ad una profondità di almeno 0,7 m ed integrato da un complesso di dispersori verticali.

La resistenza totale degli impianti sarà tale da mantenere entro i limiti normativi le tensioni di passo e di contatto in caso di guasto a terra per una corrente che dovrà essere comunicata

da TERNA.

In base alle prescrizioni di quest'ultima, potrà essere necessario anche un collegamento dell'impianto di terra delle cabine con quello della stazione RTN.

RTU della sottostazione

A servizio della sottostazione principale sarà installata una RTU tale da rispondere ai requisiti di affidabilità e disponibilità richiesti ed in grado di, eventualmente, dialogare con quella di TERNA per ricevere segnali di distacco o inserimento di potenza reattiva.

La RTU dovrà svolgere i seguenti compiti:

- Interrogazione delle protezioni della sottostazione, per l'acquisizione di segnali e misure attraverso le linee di comunicazione con protocollo IEC61850;
- Comando della sezione MT della sottostazione;
- Acquisizione di segnali generali di tutta la rete elettrica;
- Trasmettere a TERNA i dati richiesti dal Regolamento di Esercizio, secondo i criteri delle relative specifiche.

La RTU sarà comandabile in locale dalla sottostazione tramite una opportuna console che riporterà lo stato degli organi di manovra di tutta la rete MT, i comandi, gli allarmi, le misure delle grandezze elettriche, e da remoto tramite VPN.

SCADA

L'impianto sarà gestito da un sistema SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition) di tipo modulare e configurabile secondo le necessità con una architettura, essenzialmente, basata su PC locale con WebServer per l'accesso da remoto e comunicazione verso le periferiche IED.

La struttura delle pagine video del sistema SCADA includerà:

- Schema generale di impianto;
- Pagina allarmi con finestra di pre-view;

- Schemi dettagliati di stallo.

Lo SCADA dovrà acquisire, gestire ed archiviare ogni informazione significativa per l'esercizio e la manutenzione, nonché i tracciati oscillografici generati dalle protezioni.

Apparecchiature di misura dell'energia

La misura dell'energia avverrà:

- In derivazione dal quadro MT in sottostazione per il conteggio delle energie attive e reattive immesse in rete;
- sul lato BT in corrispondenza dei servizi ausiliari in sottostazione ed in tutte le cabine secondarie.

Modulo fotovoltaico

La tecnologia fotovoltaica usata è del silicio monocristallino. La tecnologia cosiddetta di purificazione oggi quasi esclusivamente usata, si basa sul cosiddetto processo Siemens, che consiste nel trasformare il silicio metallurgico in silicio clorosilico, che viene poi purificato per distillazione frazionata. Questo processo avviene in forni ad alta temperatura (1100°C) con forti consumi di energia. Il processo consiste nel fondere il silicio, purificato in precedenza, in un crogiolo al quarzo, porre il silicio fuso in uno stampo preriscaldato, ed infine si effettua una solidificazione unidirezionale; lo stampo è costituito da elementi in grafite (metodo Czochralsky).

L'impianto fotovoltaico sarà composto da 35.064 moduli in silicio monocristallino di potenza pari a 0.61 kW distribuiti su numero 5 lotti. I risultati dei calcoli riportati nella presente relazione di progetto si basano quindi sulle impostazioni dei dati alle suddette STC.

I moduli fotovoltaici sono dotati di diodi di by-pass, ogni stringa è dotata delle protezioni necessarie ad evitare eventuali correnti di ritorno.

I moduli fotovoltaici prescelti devono essere conformi alla normativa vigente, in particolare:
Garanzia di Prodotto: 10 anni di garanzia sul prodotto, 25 anni di garanzia lineare sulle prestazioni
Garanzia Smaltimento e Riciclo;

Strutture di supporto

Le strutture di supporto dei moduli sono del tipo ad inseguimento (Tracker) di tipo monoassiale. Gli inseguitori di rollio si prefiggono di seguire il sole lungo la volta celeste nel suo percorso quotidiano, a prescindere dalla stagione di utilizzo.

In questo caso l'asse di rotazione è nord-sud, la rotazione richiesta a queste strutture è più ampia del tilt, spingendosi a volte fino a $\pm 55^\circ$.

Le strutture ad inseguimento, è ancorata al terreno senza utilizzare alcun basamento in calcestruzzo, le fondazioni costituite semplicemente da un profilato in acciaio zincato a caldo conficcato nel terreno disponibile di varie lunghezze.

In base agli esiti della relazione geologica e delle prove geotecniche svolte in situ verrà calcolato in modo ottimale la profondità a cui andranno conficcati i pali della struttura.

Le stringhe verranno collegate alle cassette di parallelo stringa della ABB ubicate su appositi supporti alloggiati sotto le strutture, protetti da agenti atmosferici, e saranno realizzati in policarbonato ignifugo, dotato di guarnizioni a tenuta stagna grado isolamento IP65 cercando di minimizzare le lunghezze dei cavi di connessione.

Gruppo di conversione CC/CA (inverter)

In base alle caratteristiche elettriche determinate con il dimensionamento del sistema, sarà selezionato l'inverter trifase SMA Sunny Central 2200.

Da un punto di vista generale sono richieste le seguenti caratteristiche:

- conformità alle normative europee di sicurezza;
- disponibilità di informazione di allarme e di misura sul display integrato;
- funzionamento automatico, quindi semplicità d'uso e di installazione;
- sfruttamento ottimale del campo fotovoltaico con la funzione MPPT integrata;
- elevato rendimento globale;
- massima sicurezza, con il trasformatore di isolamento a frequenza di rete incorporato;
- forma d'onda di uscita perfettamente sinusoidale;
- possibilità di monitoraggio, di controllo a distanza e di collegamento a

PC per la raccolta e l'analisi dei dati (interfaccia seriale RS485).

L'inverter sarà certificato CE e munito di opportuna certificazione sia sui rendimenti che sulla compatibilità elettromagnetica e non dotato di trasformatore ca/ca in uscita. Il convertitore c.c./c.a. utilizzato è idoneo al trasferimento della potenza dal campo fotovoltaico alla rete del distributore, in conformità ai requisiti normativi tecnici e di sicurezza applicabili. I valori della tensione e della corrente di ingresso di questa apparecchiatura sono compatibili con quelli del rispettivo campo fotovoltaico, mentre i valori della tensione e della frequenza in uscita sono compatibili con quelli della rete alla quale viene connesso l'impianto.

L'inverter sarà a commutazione forzata con tecnica PWM (pulse-width modulation), senza clock e/o riferimenti interni di tensione o di corrente, assimilabile a "sistema non idoneo a sostenere la tensione e frequenza nel campo normale", in conformità a quanto prescritto per i sistemi di produzione dalla norma CEI 11-20 e dotato di funzione n° 1 MPPT (inseguimento della massima potenza) per ogni inverter.

Rispondenza alle norme generali su EMC e limitazione delle emissioni RF: conformità norme CEI 110-1, CEI 110-6, CEI 110-8.

Protezioni per la sconnessione dalla rete per valori fuori soglia di tensione e frequenza della rete e per sovracorrente di guasto in conformità alle prescrizioni delle norme CEI 11-20 ed a quelle specificate dal distributore elettrico locale. Reset automatico delle protezioni per predisposizione ad avviamento automatico. Conformità marchio CE e grado di protezione adeguato all'ubicazione all'interno delle cabine elettriche IP42). Dichiarazione di conformità del prodotto alle normative tecniche applicabili, rilasciato dal costruttore, con riferimento a prove di tipo effettuate sul componente presso un organismo di certificazione abilitato e riconosciuto. Gli inverter verranno configurati seguendo le seguenti specifiche tecniche imposte dal costruttore:

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (-10 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (70 °C) sono verificate le seguenti disuguaglianze:

Tensioni Mppt

Tensione nel punto di massima potenza, V_m , a $70\text{ }^{\circ}\text{C}$ maggiore o uguale alla Tensione MPPT minima. Tensione nel punto di massima potenza, V_m , a $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$ minore o uguale alla Tensione MPPT massima.

I valori di MPPT rappresentano i valori minimo e massimo della finestra di tensione utile per la ricerca del punto di funzionamento alla massima potenza.

Tensione Massima

Tensione di circuito aperto, V_{oc} , a $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$ minore o uguale alla tensione massima di ingresso dell'inverter. TENSIONE MASSIMA MODULO Tensione di circuito aperto, V_{oc} , a $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$ minore o uguale alla tensione massima di sistema del modulo.

CORRENTE MASSIMA

Corrente massima (corto circuito) generate, I_{sc} , minore o uguale alla corrente massima di ingresso dell'inverter.

Dimensionamento

Dimensionamento compreso tra il 70% e 130%.

Per dimensionamento si intende il rapporto percentuale tra la Potenza nominale dell'inverter e la Potenza del generatore fotovoltaico ad esso collegato (nel caso di sottoimpianti MPPT, il dimensionamento è verificato per il sottoimpianto MPPT nel suo insieme).

Infine per la corretta installazione e ancoraggio degli inverter dovranno essere rispettate le prescrizioni riportate nei manuali tecnici degli inverter stessi ed eseguite a perfetta regola d'arte.

Cabina O&M

A servizio dell'intero impianto fotovoltaico saranno realizzate n° cinque cabine O&M - Operation & Maintenance. Tali cabine saranno del tipo in calcestruzzo armato vibrato con fondazione di tipo prefabbricato in c.a.v., come da disegno allegato, poste in prossimità dell'ingresso al campo fotovoltaico.

Le dimensioni di ogni cabina saranno di $5 \times 2,48 \times 2,76$ m fuori terra e saranno posizionate su

una platea di fondazione in cls armato dello spessore di 30 cm e finitura in pietrisco stabilizzato.

Locale tecnico

Oltre alle cabine O&M, si prevede la realizzazione di n° quattro cabine in calcestruzzo armato vibrato con fondazione di tipo prefabbricato in c.a.v, destinate a locale tecnico ad uso promiscuo, una per ciascun generatore, poste in prossimità delle cabine inverter e delle cabine storage.

Le dimensioni di dette cabine saranno di 8,2 x 2,48 x h 2,76 fuori terra e saranno posizionate su una platea di fondazione in cls armato dello spessore di 30 cm e finitura in pietrisco stabilizzato.

Recinzioni perimetrali

La recinzione perimetrale prevista, avente altezza totale fuori terra di m 1,80, sarà costituita da pannelli in rete metallica ancorati a profilati tubolari infissi nel terreno.

Il cancello d'ingresso sarà realizzato in acciaio zincato, sorretto da pilastri 25x25 con basamento in cls, e costituito da rete galvanizzata. Le dimensioni saranno tali da permettere un agevole ingresso dei mezzi pesanti impiegati in fase di realizzazione e manutenzione. In fase esecutiva sarà considerata la possibilità di dotare il cancello di azionamento elettrico.

Il cancello di ingresso sarà posizionato in maniera da agevolare l'ingresso dei mezzi all'area della centrale.

Per il libero passaggio della fauna locale, saranno previste idonee aperture alla base della recinzione poste ad intervalli regolari.

Strade di accesso e viabilità di servizio

La viabilità interna alla centrale fotovoltaica sarà costituita da tratti di strada di nuova realizzazione nella proprietà privata e si utilizzeranno strade esistenti su campo.

Per l'esecuzione dei tratti di viabilità interna alla centrale si effettuerà uno scotico del terreno, ricoprendolo con un misto di cava.

La sezione tipo sarà costituita da una piattaforma stradale di 3,5 ml di larghezza formata da materiale di rilevato e uno spessore di misto di cava.

La viabilità per l'accesso alla centrale, sarà realizzata nel rispetto della normativa vigente.

Cavidotti

Cavidotti interni al campo

Saranno eseguiti scavi a sezione ridotta e obbligata di profondità 130 cm; per assicurare una maggiore protezione meccanica i cavi saranno posati con tubazioni in PVC. Si procederà quindi con:

scavo e posa di n. 3 tubi in PVC diametro 16 cm che ospiteranno i cavi MT;

riempimento per formare un primo strato di 20 cm con sabbia;

posa in opera di nastro monitore;

riempimento con sabbia;

posa in opera di tritubo fibra ottica;

riempimento con materiale inerte;

posa di un nastro monitore con dicitura "fibra ottica";

rinterro con materiale inerte;

Il tutto come da elaborati grafici.

Impianto di video sorveglianza

L'impianto di videosorveglianza dovrà essere dimensionato per coprire l'intera area interna alla recinzione. Utilizzando le telecamere installate deve essere possibile rilevare le seguenti situazioni:

sottrazione di oggetti;

passaggio di persone;

scavalco o intrusione in aree definite;

segnalazione di perdita segnale video, oscuramento, sfocatura e perdita di inquadratura.

L'impianto dovrà essere dotato di sistema di controllo e monitoraggio tale da permettere la visualizzazione in ogni istante delle immagini registrate, eventualmente anche da remoto.

Il tutto come meglio rappresentato negli elaborati grafici allegati.

AREE IMPEGNATE, FASCE DI RISPETTO E PRIMA INDICAZIONE DELLE DPA

Tutti gli impianti si svilupperanno su sei aree identificate sull'allegato piano particellare. Tre di queste, rispettivamente riconducibili ai campi FV numero 1, 2 e 3, sono posizionate a cavallo dell'asse dell'elettrodotto a 150kV Colonia Elena Terracina, ma rispettando una fascia di rispetto di 30 m che consentirà l'accesso in caso di necessità per manutenzione.

Come già precisato, tutti i nuovi elettrodotti in cavo di MT saranno realizzati tramite un opportuno scavo dimensionato in base ai criteri stabiliti dalla norma CEI 11-17 per cavi appartenenti a sistemi di categoria 3.

La DPA (Distanza di prima approssimazione in materia di inquinamento elettromagnetico) per tale tipo di posa, risulterà compresa entro i limiti dello scavo stesso e quindi non avrà alcun effetto sulla limitazione di accesso alle aree interessate dai relativi tracciati.

COLLAUDO, VISITE E MANUTENZIONE

L'impianto fotovoltaico deve essere sottoposto a collaudo (verifica iniziale), prima della messa a servizio. Ciò ai fini del rilascio della dichiarazione di conformità e per stilare il certificato di collaudo secondo le normative e le disposizioni di legge. L'impianto deve essere sottoposto a verifiche periodiche, che fanno parte integrante della manutenzione.

Il collaudo e le verifiche periodiche si articolano in: esami a vista, misure e prove.

La manutenzione deve essere effettuata da personale qualificato secondo il DM 37/08. L'intervento deve essere programmato insieme alle verifiche periodiche, almeno una volta l'anno, meglio se precedentemente al periodo di massima produzione (estate). E' opportuno predisporre un registro su cui annotare tutti gli interventi sull'impianto, gli eventuali guasti e anomalie.

Verifiche iniziali

L'impianto elettrico deve essere verificato durante l'installazione, per quanto possibile, e al suo completamento, prima di essere messo in servizio dall'utente.

La verifica iniziale si compone di esame a vista, prove e misure, secondo le prescrizioni della Norma CEI 64/8.

Controlli a vista

Tra i controlli a vista saranno effettuati i controlli relativi a:

- identificazione dei conduttori di neutro e di protezione;
- connessioni e collegamenti dei conduttori;
- apposizione dei contrassegni di identificazione;
- rispondenza degli organi di sezionamento e protezione e delle sezioni dei conduttori con il progetto;
- controllo completezza schemi;
- misura di distanze;
- verifica della funzionalità dell'impianto;
- verifica della funzionalità dei circuiti di segnalazione.

Controlli con prove e misure

Quadri e apparecchiature:

- prova di isolamento, prima della messa in esercizio;
- prova di funzionamento di tutte le apparecchiature e degli automatismi in cantiere.

Protezioni

- verifica delle tarature delle protezioni e del loro corretto coordinamento in rapporto ai sovraccarichi ed ai cortocircuiti;
- verifica dell'efficienza delle protezioni contro i contatti indiretti con l'intervento nei tempi previsti dei dispositivi differenziali.

Sicurezza

- verifica della inaccessibilità delle parti sotto tensione;
- verifica della separazione dei circuiti (in particolare per i SELV presenti).

Conduttori

- prova di polarità;
- verifica dei percorsi, della sfilabilità, del coefficiente di riempimento, delle portate e delle cadute di tensione;
- misura dell'impedenza dell'anello di guasto;
- prova della resistenza di isolamento dei vari circuiti costituenti l'impianto elettrico;
- prova di continuità dei conduttori di protezione ed equipotenziali.

Terre

- verifica del valore e dell'efficienza dell'impianto.

Verifiche periodiche

Si raccomanda che l'impianto sia sottoposto a verifiche periodiche secondo la sua tipologia e dei componenti, il suo uso e funzionamento, la frequenza e la qualità della manutenzione e le influenze esterne a cui l'impianto è soggetto. Il tutto in rispondenza alle prescrizioni della Norma CEI 64/8.

Il tecnico
Ing. Gennaro Gigli