

**REGIONE LAZIO
PROVINCIA DI LATINA
COMUNE DI LATINA**

Impianto fotovoltaico per la produzione di energia elettrica sito nel Comune di Latina (LT) in località Scopeto Madonna Giulia, Borgo San Michele-Pontinia per n° 3 lotti, lotto 1 da 7002 kw, lotto 2 da 6855 kw, lotto 3 da 7708 kw alla tensione di rete di 20 kv.

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

ELABORATO:

RELAZIONE TECNICA

DATA: Novembre 2021

PROPONENTE:

Next Power Development Italia S.r.l.
Via San Marco n° 21, Milano (MI)
P.iva 11091860962
PEC npditalia@legalmail.it

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

ELABORATO DA:

Ing. Gennaro Gigli
PROGETTAZIONI CIVILI ED INDUSTRIALI
STUDIO TECNICO
Via XXIV Maggio, 15
04014 PONTINIA (LT)



REVISIONE	DESCRIZIONE	REL. 2P
A		
B		
C		

SOMMARIO

INTRODUZIONE.....	2
NORMATIVA DI RIFERIMENTO	2
NORMATIVA GENERALE.....	3
SITO DI ISTALLAZIONE	6
DISPONIBILITA' DELLA FONTE SOLARE	9
DESCRIZIONE E DATI TECNICI DELL'IMPIANTO	14
COMPONENTI DELL'IMPIANTO	16
COLLAUDO, VISITE E MANUTENZIONE.....	24

INTRODUZIONE

La presente relazione tecnica ha per oggetto la progettazione di un impianto fotovoltaico, da realizzarsi su un'area agricola sita in Latina Strada Capograssa – Località Scopeto Madonna Giulia e distinta in catasto al foglio 264 p.lle 24-32-187. La società proponente è la Nextpower Development Italia srl con sede in Milano Via San Marco 21 – P.IVA 11091860962.

L'impianto fotovoltaico ricadrà su un'area di Ettari 29.83.30 nella porzione di territorio compresa tra Strada Capograssa, Strada Migliara 45, la S.S. 148 Pontina e la Strada del Rio Martino. Esso è costituito da numero 3 lotti sui quali saranno installati tre impianti rispettivamente di 7002 kW, 6855 kW e 7708 kW, allacciati alla cabina Enel esistente denominata "PONTINIA ZI (DM-1-380088) situata a circa 3,5 km dal sito.

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.

NORMATIVA DI RIFERIMENTO

La presente relazione tecnica è stata redatta al fine di:

- fornire le indicazioni tecniche e normative da rispettare per la realizzazione dell'impianto fotovoltaico in oggetto.
- richiedere il collegamento in parallelo alla rete pubblica esistente al distributore locale E- Distribuzione S.p.a. secondo le disposizioni tecniche commerciali vigenti.

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 del distributore 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 29.83.30 Ettari del comune di Latina, completamente pianeggiante 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 rurale "H" 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;

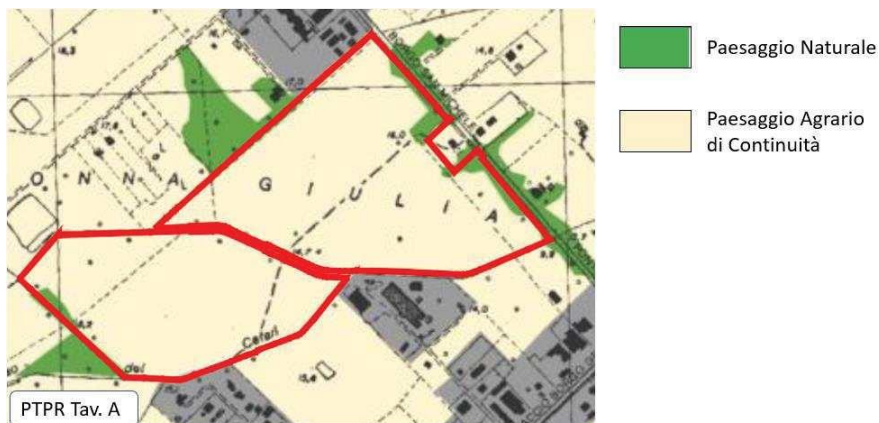
Idrologico: il terreno di ubicazione dell'impianto ricade nel Bacino Rio Martino di competenza dell'Autorità dei Bacini Regionali del Lazio; su di esso non insistono aree sottoposte a pericolo di inondazione di cui ai codici A,B e C del Piano di Assetto Idrogeologico;

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;

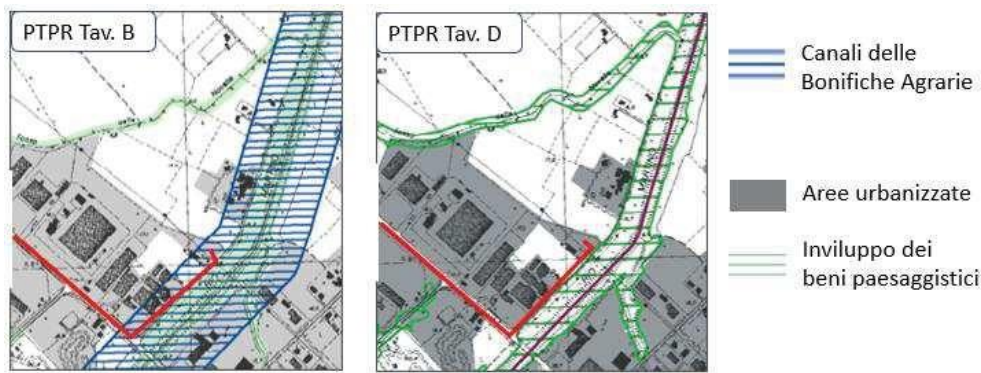
Ai sensi della Tavola A del PTPR 2021, la maggior parte dell'area interessata dall'impianto è classificata Paesaggio Agrario di Continuità. In tali aree la realizzazione di impianti fotovoltaici è consentita previo accertamento di compatibilità in sede di Autorizzazione Paesaggistica.



Osserviamo inoltre che la stessa Tavola A individua, all'interno del sito di impianto, alcune piccole estensioni di aree classificate come Paesaggio Naturale, mentre la Tavola B del PTPR 2021 classifica queste stesse aree come Aree boscate, soggette a vincolo paesistico. Ai sensi delle norme del PTPR, in tali aree non è consentita la realizzazione di impianti FV per cui, nella redazione del layout di progetto,

esse sono state lasciate libere.

Osserviamo infine che il cavidotto interrato e il punto di immissione in rete presso l'esistente Cabina Primaria di Enel ricade, secondo la Tavola B del PTPR, entro la fascia di 150 m dai "Canali delle Bonifiche Agrarie", per via della presenza del Rio Martino (si veda immagine seguente). Secondo l'art. 46 delle Norme Tecniche del PTPR, le aree urbanizzate non sono comprese tra i "beni paesaggistici" relativi ai canali di bonifica, anche se ricadenti all'interno dell'area di rispetto. Questa indicazione è confermata dalla tavola D del PTPR, che identifica l'area di interesse come urbanizzata e la esclude dall'inviluppo dei beni paesaggistici.



Idrogeologico: l'area destinata all'impianto non è soggetta a tale vincolo ai sensi del Regio Decreto 3267/1923. Il percorso delle opere di connessione interessa invece alcune strade soggette a vincolo idrogeologico (vedi immagine seguente); non è previsto l'insorgere di rilevanti criticità da un punto di vista tecnico.



-  Vincolo idrogeologico
-  Vincolo 150 m Rio Martino
-  Area di impianto
-  Percorso di connessione

Possiamo concludere dicendo che il sito non ricade in area vincolata.

Oltre all'aspetto vincolistico, 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: Strada Capograssa

Latitudine: 41.4253°N

Longitudine: 12.9859°E

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

Latitudine: 41.4670°N

Longitudine: 12.9033°E

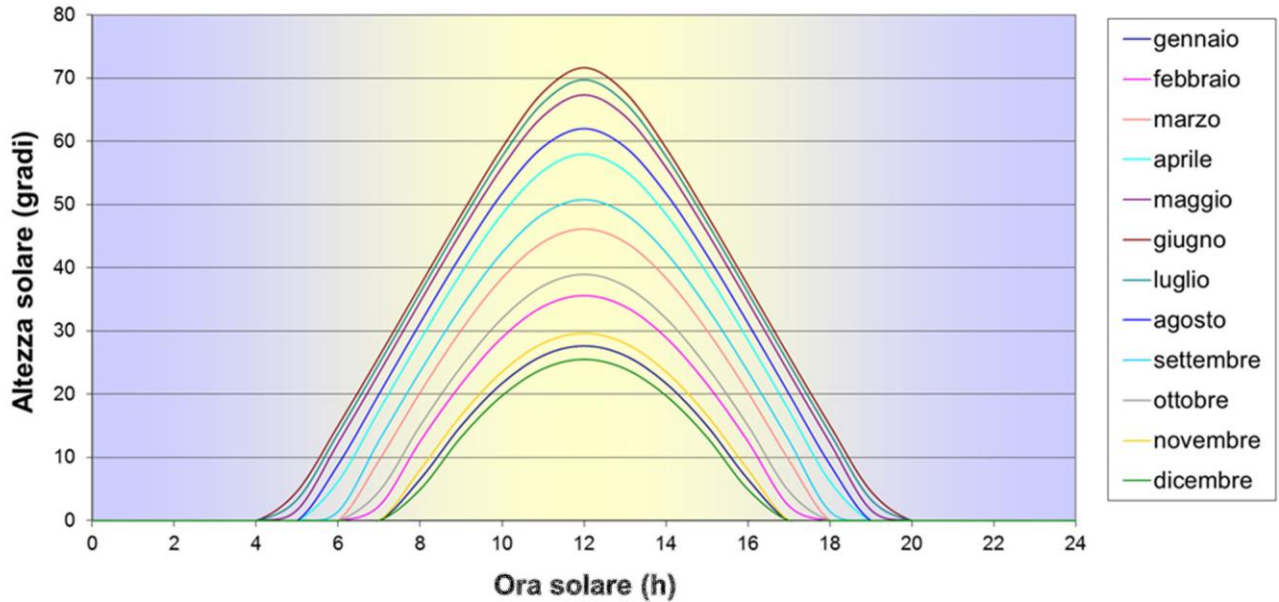


Diagramma Solare di Latina

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:

PSTC = PMODULO x N°MODULI = 0,585 x 36.864 = 21.565,44 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 x 80% = 17.252,35 kWp

L'energia producibile su base annua è data da:

E [kWh/anno] = (I x A x Kombre x RMODULI x RBOS)

In cui:

I = irraggiamento medio annuo = 2098,3 kWh/m²

A = superficie totale dei moduli = 101.376 m²

Kombre = Fattore di riduzione delle ombre = 1,00

RMODULI = Rendimento di conversione dei moduli = 20,8%

RBOS = Rendimento del B.O.S. = 80%

E = (2098,3 x 101.376 x 1,00 x 20,8% x 80%) = 35.396.152,19 kWh/anno

Il valore di 35.396.152,19 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. 665 stringhe per un totale di 11.970 moduli;

LOTTO 2 composto da n. 651 stringhe per un totale di 11.718 moduli;

LOTTO 3 composto da n. 732 stringhe per un totale di 13.176 moduli;

Totale moduli in silicio cristallino = 36.864

Sono inoltre previsti:

- n.°3 cabine di consegna;
- n.3 cabine utente;
- n°12 cabine inverter;
- n° 12 cabine storage;
- n° 9 locali tecnici;
- n° 2 cabine O&M;
- 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 fotovoltaico verrà connesso rete MT ENEL con le seguenti caratteristiche:

IMPIANTO 1:

POD IT001E938832561

Codice Rintracciabilità T0737713

Potenza disponibile in immissione (kW) 5990

Indirizzo: Strada Capograssa snc

località Latina

codice presa 5931001300014

codice fornitura 938832561

Area Lazio

Zona Latina

IMPIANTO 2:

POD IT001E938832579

Codice Rintracciabilità T0737713

Potenza disponibile in immissione (kW) 5990

Indirizzo: Strada Capograssa snc

località Latina

codice presa 5931001300013

codice fornitura 938832579

Area Lazio

Zona Latina

IMPIANTO 3:

POD IT001E938832595

Codice Rintracciabilità T0737713

Potenza disponibile in immissione (kW) 5990

Indirizzo: Strada Capograssa snc

località Latina

codice presa 5931001300012

codice fornitura 938832595

Area Lazio

Zona Latina

COMPONENTI DELL'IMPIANTO

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 clorosalino, 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).



Figura 1 – Pannelli fotovoltaici

L'impianto fotovoltaico sarà composto da 36.864 moduli in silicio monocristallino (lotto 1 da 11.970 moduli, lotto 2 da 11.718 moduli e lotto 3 da 13.176 moduli) della potenza rispettivamente di 7002, 6855 e 7708 kW, nelle condizioni d'irraggiamento pari a 1000 W/m^2 e alla temperatura ambiente di 25°C , A.M.

1,5, condizioni contemplate nelle STC (Standard Test Conditions). 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.



Figura 2 - Particolare di installazioni

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 °C maggiore o uguale alla Tensione MPPT minima. Tensione nel punto di massima potenza, V_m , a -10 °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, Voc, a -10 °C minore o uguale alla tensione massima di ingresso dell'inverter.

TENSIONE MASSIMA MODULO Tensione di circuito aperto, Voc, a -10 °C minore o uguale alla tensione massima di sistema del modulo.

CORRENTE MASSIMA

Corrente massima (corto circuito) generate, Isc, 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.

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 con dicitura "Enel cavi elettrici";

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;

Per i cavidotti su strada asfaltata l'opera sarà completata da un sottofondo con sovrastante conglomerato bituminoso e tappeto di usura.

Il tutto come da elaborati grafici.

Cabine elettriche di conversione e trasformazione

Per l'impianto saranno realizzate dodici cabine inverter per la conversione DC/AC e per l'elevazione della potenza a media tensione 20 kV, dodici cabine storage contenente il pacco batterie agli ioni di litio (tipo container), nove cabine ad uso locale tecnico, due cabine ad uso locale O&M (gestione e manutenzione) a servizio dell'intero impianto, tre cabine utente e tre cabine di consegna.

Cabine inverter

Le cabine inverter saranno del tipo container 20' ISO colore bianco, in metallo, delle dimensioni di 6,1 x 2,5 x 2,94 metri di altezza fuori terra e saranno posizionate su una platea di fondazione in cls armato dello spessore di 10 cm e finitura in pietrisco stabilizzato.

Cabine storage

Saranno realizzate n° dodici cabine contenenti le batterie agli ioni di litio ed i quadri di collegamento agli inverter per l'alimentazione dc delle batterie. Il sistema di accumulo avrà una potenza massima di 3200 kW e capacità massima di 11200 kWh per ciascun lotto. Esse saranno del tipo container 20' ISO colore bianco, in metallo, delle dimensioni di 6,1 x 2,5 x 2,9 metri di altezza fuori terra e saranno posizionate su una platea di fondazione in cls armato dello spessore di 10 cm e finitura in pietrisco stabilizzato.

Cabina utente

Saranno realizzate tre cabine utente, poste in prossimità delle cabine di consegna. All'interno di dette cabine utente è installato il dispositivo di protezione generale e di interfaccia previsto dalla CEI 0-16 ed il contatore di energia prodotta.

Esse saranno del tipo in calcestruzzo armato vibrato con fondazione di tipo prefabbricato in c.a.v., come da disegno allegato. Le dimensioni di ogni cabina saranno di 8,2 x 2,48 x 2,76 m fuori terra e sarà posizionata su una platea di fondazione in cls armato dello spessore di 10 cm e finitura in pietrisco stabilizzato. I quadri di MT saranno isolati in SF6 a comando motorizzato per le protezioni 24 kV 630A 16 kA ed a comando manuale 24 kV 630A 16 kA per le linee.

Cabina di consegna

Saranno realizzate tre cabine di consegna specifica DG2092 Rev.03 del 15/09/2016 "Cabine secondarie MT/BT fuori standard per la connessione alla rete elettrica e-distribuzione, prefabbricate o assemblate in loco, cabine in muratura e locali cabina situati in edifici civili".

Le dimensioni di ogni cabina saranno di 6,7 x 2,48 x 2,76 m fuori terra e saranno posizionate su una platea di fondazione in cls armato dello spessore di 10 cm e finitura in pietrisco stabilizzato.

La struttura, secondo quanto disposto dall'Art. 9 della Legge 05.11.1971 e dal punto 1.4.1 del D.M. LL.PP. 03.12.1987, è realizzata in SERIE DICHIARATA ed è accompagnata dall'attestato di qualificazione rilasciato.

All'interno delle singole cabine è realizzato il quadro elettrico in MT costituito da apparecchiature elettromeccaniche in numero e tipologia tali da garantire la corretta connessione elettrica alla rete di distribuzione locale dell'energia elettrica. Gli organi di manovra nella cabina saranno costituiti da quadri DY803 con interruttore di manovra sezionatore (IMS) a 3 posizioni (linea, isolato e terra) in SF6. I quadri di MT saranno isolati in SF6 a comando motorizzato – 24 kV 630A 16 kA.

Cabina O&M

A servizio dell'intero impianto fotovoltaico saranno realizzate n° due 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 x 2,48 x 2,76 m fuori terra e saranno posizionate su una platea di fondazione in cls armato dello spessore di 10 cm e finitura in pietrisco stabilizzato.

Locale tecnico

Oltre alle cabine O&M, si prevede la realizzazione di n° nove 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 2,50 x h 2,76 fuori terra e saranno posizionate su una platea di fondazione in cls armato dello spessore di 10 cm e finitura in pietrisco stabilizzato.

Si precisa che in fase esecutiva le dimensioni delle cabine potrebbero recare leggeri scostamenti in funzione dell'evoluzione del mercato e delle eventuali mutate specifiche tecniche del distributore, salvo il rispetto degli ingombri di superficie e volumetrici totali rappresentati nel progetto depositato.

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.

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