

REGIONE PUGLIA
Provincia Brindisi
COMUNI DI LATIANO E MESAGNE

IMPIANTO AGRIVOLTAICO

Richiesta Provvedimento Autorizzatorio Unico Regionale
(art. 27-bis del D.Lgs. 152/2006)

COD. PRATICA: 774LOE2

Soggetto Proponente:



Marseglia Società Agricola S.r.l. (parte agricola)

Ital Green Energy Latiano-Mesagne S.r.l. (parte fotovoltaica)

Idea progettuale, modello insediativo e coordinamento generale: AG Advisory S.r.l.

Paesaggio e supervisione generale: CRETA S.r.l.

Elaborazioni grafiche: Eclettico Design

Assistenza legale: Norton Rose Fulbright Studio Legale

Progettisti:

Progetto agricolo: NETAFIM Italia S.r.l.

Dott. Alberto Vezio Puggioni

Dott. Luca Demartini

Progetto azienda agricola: Eclettico Design

Ing. Roberto Cereda

Progetto impianto fotovoltaico: Silver Ridge Power Italia S.r.l.

Ing. Stefano Felice

Arch. Salvatore Pozzuto

Progetto strutture impianto fotovoltaico: Ing. Nicola A. di Renzo

Progetto opere di connessione: Ing. Fabio Calcarella

Contributi specialistici:

Acustica: Dott. Gabriele Totaro

Agronomia: Dott. Agr. Giuseppe Palladino

Archeologia: Dott.ssa Caterina Polito

Archeologia: Dott.ssa Michela Rugge

Asseverazione PEF: Omnia Fiduciaria S.r.l.

Fauna: Dott. Giacomo Marzano

Geologia: Geol. Pietro Pepe

Idraulica: Ing. Luigi Fanelli

Piano Economico Finanziario: Dott. Marco Marincola

Vegetazione e microclima: Dott. Leonardo Beccarisi

Pacchetto Elaborati **A.2_ Relazioni della componente fotovoltaica**

Rif. Istr. Tecniche **Progetto definitivo**

Rif. Istr. Tecniche **4.2.7**

Rif. Elab. **.a**

ID Elaborato:

A.2_4.2.7.a

Relazione Tecnica dell'impianto fotovoltaico

Nome del file:

774LOE2_RelazioneTecnica_A.2_4.2.7.a

Tipo e formato

Relazione A4

Scala

-

Ing. Stefano Felice
Arch. Salvatore Pozzuto



Rev.	Data	Descrizione	Elaborato	Verificato	Approvato
00	15.07.2020	Prima emissione	SF	AT	Marseglia Group
01					
02					
03					

Spazio riservato agli Enti:

Indice

1.	Premessa.....	3
1.1.	Dati generali del Proponente	3
1.2.	Valenza dell'iniziativa	3
1.3.	Attenzione per l'ambiente	3
1.4.	Normativa di riferimento.....	4
2.	Sito di installazione	4
2.2.	Disponibilità di spazi su cui installare l'impianto.....	5
2.3.	Disponibilità della fonte solare	5
2.4.	Fattori morfologici e ambientali	6
3.	Dimensionamento dell'impianto	6
3.1.	Procedure di calcolo	6
3.2.	Impianto FV.....	8
3.3.	Specifiche ed altri componenti dell'impianto	10
3.4.	Dimensionamento delle linee DC e AC interne al campo:.....	12
3.5.	Impianto di messa a terra	12
3.6.	Verifiche	14
4.	Verifiche	16
4.1	Moduli Fotovoltaici	16
4.2	Inverter	18
4.3	Cavidotti in MT.....	20
4.4	Cavidotti di connessione MT interni al Campo	21
4.5	Cavidotti di connessione MT alla Stazione di Utenza.....	22
4.4.	Giunti e connettori	24
4.5.	Terminali e capicorda	24
4.6.	Canalizzazioni	24
4.7.	Apertura Fascia di lavoro	25
4.8.	Ripristino degli scavi	25
4.9.	Ancoraggi su ponti e strutture esistenti	26
4.10.	Trivellazione orizzontale controllata	26
4.11.	Cavi At 150 kV	26
4.12.	Impianto di terra	28
4.13.	Sistema di monitoraggio	29
4.14.	Descrizione generale del sistema SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition)	29
5	Stima dei costi da sostenere per i costi di smantellamento impianto e ripristino del sito	32
6	TEMPI E MODALITA' DI REALIZZAZIONE DELL'INTERVENTO.....	33
7	FATTORI D'IMPATTO E MODALITA' DI GESTIONE E RIDUZIONE	33
7.1	Impatti in fase di cantiere	34
7.2	Impatti in fase di esercizio	34
7.3	Impatto visivo sulle componenti del paesaggio.....	35
7.4	Fenomeno dell'abbagliamento	35
7.5	Variazione del campo termico	35
7.6	Impatti in fase di smantellamento	35
8	Ricadute occupazionali	36

1. Premessa

1.1. Dati generali del Proponente

RAGIONE SOCIALE: **Società Ital Green Energy Latiano Mesagne Srl;**

SEDE LEGALE: **Via Baione, 200 - 70043 Monopoli (BA)-**

CONTATTI: **tel. + 39 080/9302032 e 0874/67618**

P.IVA E C.F: **08253640729**

1.2. Valenza dell'iniziativa

Con la realizzazione dell'impianto fotovoltaico si intende conseguire un significativo risparmio energetico mediante il ricorso alla fonte energetica rinnovabile rappresentata dal Sole. Il ricorso a tale tecnologia nasce dall'esigenza di coniugare:

- la compatibilità con esigenze architettoniche e di tutela ambientale;
- nessun inquinamento acustico;
- un risparmio di combustibile fossile;
- una produzione di energia elettrica senza emissioni di sostanze inquinanti.

Affinchè l'intervento possa essere realizzato si dovrà ottenere Autorizzazione Unica ai sensi dell'art. 12 del Decreto Legislativo 387/2003.

1.3. Attenzione per l'ambiente

Ad oggi, la produzione di energia elettrica è per la quasi totalità proveniente da impianti termoelettrici che utilizzano combustibili sostanzialmente di origine fossile. Quindi, considerando l'energia stimata come produzione del primo anno, 198162,36 MWh e la perdita di efficienza annuale, 0.90 %, le considerazioni successive valgono per il tempo di vita dell'impianto pari a 20 anni.

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

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

Risparmio di combustibile

Risparmio di combustibile in	TEP
Fattore di conversione dell'energia elettrica in energia primaria [TEP/MWh]	0.187
TEP risparmiate in un anno	37056,36
TEP risparmiate in 20 anni	741127,2

Fonte dati: Delibera EEN 3/08, art. 2

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

Emissioni evitate in atmosfera

Emissioni evitate in atmosfera di	CO ₂	SO ₂	NO _x	Polveri
Emissioni specifiche in atmosfera [g/kWh]	443.0	0.525	0.498	0.024
Emissioni evitate in un anno [kg]	87785925,48	104035,2 39	98684,85	4755,9
Emissioni evitate in 20 anni [kg]	1755718510	2080505	1973697	95117,9

Fonte dati: Rapporto ambientale ENEL 2009

1.4. Normativa di riferimento

Gli impianti devono essere realizzati a regola d'arte, 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 di autorità locali, comprese quelle dei VVFF;
- alle prescrizioni e indicazioni della Società Distributrice di energia elettrica;
- alle prescrizioni del gestore della rete;
- alle norme CEI (Comitato Elettrotecnico Italiano).

L'elenco completo delle norme alla base della progettazione è riportato in Appendice A.

2. Sito di installazione

Il dimensionamento energetico dell'impianto fotovoltaico connesso alla rete del distributore è stato effettuato tenendo conto di vari fattori:

- disponibilità di spazi sui quali installare l'impianto fotovoltaico;

- disponibilità della fonte solare;
- fattori morfologici e ambientali (ombreggiamento e albedo).

2.2. Disponibilità di spazi su cui installare l'impianto

L'impianto sarà installato a terra, mediante strutture metalliche infisse ad inseguimento di rollio. L'impianto occuperà una superficie complessiva di 205,6160 ha.

La zona in cui è ubicato l'impianto è costituita da terreni agricoli.

Comune di Mesagne (BR):

- Foglio 11, particelle 1, 2, 17;
- Foglio 12, particelle 1 sub 1, 2, 3, 4, 5, 6
- Foglio 10 particelle 7, 10, 12, 13, 45, 55, 75, 140, 144, 145, 1, 46, 77;

Comune di Latiano (BR):

- Foglio 17, particelle 34, 35, 36, 37.

2.3. Disponibilità della fonte solare

La disponibilità della fonte solare per il sito di installazione è verificata utilizzando i dati "UNI 10349" relativi a valori giornalieri medi mensili della irradiazione solare sul piano orizzontale.

Per la località sede dell'intervento, ovvero i Comuni di Latiano e Mesagne (BR) avente latitudine 40°34'56.39"N 17°45'39.75"E; i valori giornalieri medi mensili della irradiazione solare sul piano orizzontale stimati sono pari a:

Irradiazione giornaliera media mensile sul piano orizzontale [kWh/m²]

Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
64.7	77.4	126.2	171.9	217.9	232.5	254.3	218.6	158.4	113.1	75.6	58.6

Fonte dei dati: UNI 10349

Quindi, i valori della irradiazione solare annua sul piano orizzontale sono pari a:

Annua
1769.0 kWh/m ²

Fonte dei dati: UNI 10349

Il calcolo della producibilità specifica è stato eseguito mediante software PvSyst di cui si allega reporty completo.

2.4. Fattori morfologici e ambientali

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.

Albedo

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

Valori di albedo medio mensile

Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20

L'albedo medio annuo è pari a 0.20.

3. Dimensionamento dell'impianto

3.1. Procedure di calcolo

Criterio generale di progetto

Il principio progettuale normalmente utilizzato per un impianto fotovoltaico è quello di massimizzare la captazione della radiazione solare annua disponibile.

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. In funzione degli eventuali vincoli architettonici della struttura che ospita il generatore stesso, sono comunque adottati orientamenti diversi e sono ammessi fenomeni di ombreggiamento, purché adeguatamente valutati.

Perdite d'energia dovute a tali fenomeni incidono sul costo del kWh prodotto e sul tempo di ritorno dell'investimento.

In questo caso, è utile favorire la circolazione d'aria fra la parte posteriore dei moduli e la superficie dell'edificio, al fine di limitare le perdite per temperatura.

Criterio di stima dell'energia prodotta

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 [%] = $[1 - (1 - a - b) \times (1 - c - d) \times (1 - e) \times (1 - f)] + g$ per i

seguenti valori:

- Perdite per riflessione.
- Perdite per ombreggiamento.
- Perdite perismatching.
- Perdite per effetto della temperatura.
- Perdite nei circuiti in continua.
- Perdite negli inverter.
- Perdite nei circuiti in alternata.

Criterio di verifica elettrica

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 ($V_{mppt\ min}$).

Tensione nel punto di massima potenza, V_m , a -10 °C minore o uguale alla Tensione MPPT massima ($V_{mppt\ max}$).

max).

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) generata, Isc, minore o uguale alla corrente massima di ingresso dell'inverter.

DIMENSIONAMENTO

Dimensionamento compreso tra il 70 % e 120 %.

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).

3.2. Impianto FV

L'impianto è di tipo grid-connected e la tipologia di allaccio è: trifase in Alta tensione mediante la costruzione di una nuova Sottostazione SU che verrà connessa ad un nuovo stallo della stazione di smistamento esistente ci "Terna".

Il generatore è caratterizzato da una potenza totale pari a 110,52 MWP e una produzione di energia annua pari a 182910,6 MWh (equivalente a 1793 kWh/kWp), derivante da 251175 moduli posizionati mediante infissione su una superficie ad inseguimento.

SCHEDA TECNICA IMPIANTO

Dati generali	
Proponente	Società Ital Green Energy Latiano Mesagne Srl
Indirizzo	Via Baione, 200
CAP Comune (Provincia)	70043 Monopoli (BA)
Latitudine	40°34'56.39"N
Longitudine	17°45'39.75"E
Altitudine	75 m s.l.m.
Irradiazione solare annua sul piano orizzontale	1 769,00 kWh/m²
Coefficiente di ombreggiamento	1

Dati tecnici	
Superficie totale moduli	117,5ha
Numero totale moduli	251175
Numero totale inverter	22
Energia totale annua	182910,6 MWh
Potenza totale	110,52 MWp
Inclinazione dei moduli (Tilt)	±60
Orientazione dei moduli (Azimut)	90 °
Struttura di sostegno	Ad inseguimento di rollio est-ovest
Energia per kW	1793 kWh/kWp
BOS	84.97 %

3.3. Specifiche ed altri componenti dell'impianto

CABLAGGIO ELETTRICO

I collegamenti elettrici tra i moduli fotovoltaici verranno effettuati collegando fra loro in serie i moduli della stessa stringa, attraverso connettori multicontact. I cavi di stringa di collegamento fine stringa - cassette stringa saranno di sezione 10mm² – e quelli da cassetta stringhe ad inverter saranno di sezione variabile a seconda della distanza percorsa, come riassunto nella seguente tabella. I cavi dc utilizzati saranno del tipo solare H1z2z2.

H1Z2Z2-K

Versione di dati tecnica per il collegamento di moduli fotovoltaici a stringhe

REFERIMENTI NORMATIVI

EN 50618
EN 60228 EN 50395
EN 50618
EN 50618 EN 50395 EN 62230
EN 50618 EN 50396 EN 60228
EN 60511-401 EN 50618
EN 60811-504 EN 60811-505 EN 60811-506 EN 50618
EN 60511-403 EN 50396 EN 50618
EN 50618 EN 50289-4-17 metodo A
EN 50618
EN 60668-2-78
EN 60511-503
EN 60330-1-2
EN 61034-2 (LT6094)
EN 50525-1
EN 50618 EN 60216-1 EN 60216-2

CLASSE DI REAZIONE AL FUOCO

EN 50575:2016 E_u

TEMPERATURE

Temperatura minima di esercizio: -40°C
Temperatura massima di esercizio: +90°C
Temperatura massima di cortocircuito: +250°C

CONDIZIONI DI POSA

Alcune immagini illustrative delle condizioni di posa e installazione.

CARATTERISTICHE COSTRUTTIVE

Arma:
Conduttore in rame stagnato flessibile, classe 5
Isolamento:
Miscela LSZH a base di gomma reticolata
Guaina esterna:
Miscela LSZH a base di gomma reticolata speciale,
resistente ai raggi UV
Colore:
Colore arma:
Bianco
Colore guaina esterna:
Nero o Rosso (basato su RAL 9005 o 3000)

CARATTERISTICHE ELETTRICHE

Tensione di esercizio arma:
Tensione nominale di esercizio:
1.0kV C.A. - 1.5kV C.C. (anche verso terra)
Massima tensione di esercizio:
1.2kV C.A. - 1.8kV C.C. (anche verso terra)
Tensione di esercizio guaina:
Tensione nominale di esercizio:
1.0kV C.A. - 1.5kV C.C. (anche verso terra)
Massima tensione di esercizio:
1.2kV C.A. - 1.8kV C.C. (anche verso terra)
Tensione di prova: 15 kV C.C.

APPLICAZIONI

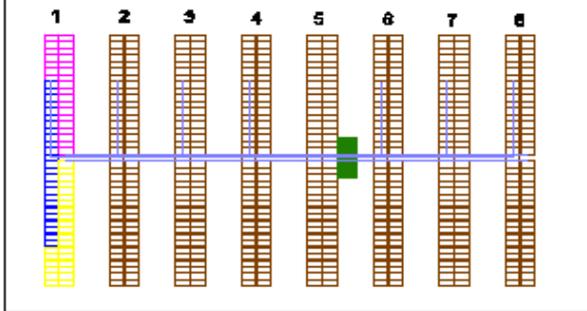
Cavo conforme ai requisiti previsti dal Regolamento Prodotti da Costruzione (CPR UE 305/11), con l'obiettivo di limitare la produzione e la diffusione di fuoco e di fumo.
Cavo impilabile halogen free adatto al collegamento dei vari elementi degli impianti fotovoltaici e solari.
Il cavo H1Z2Z2-K ha un'ottima resistenza ai raggi UV ed alle condizioni atmosferiche.
Il funzionamento del cavo è stimato in circa 25 anni (EN 50618) ed il periodo previsto per un suo utilizzo ad una temperatura massima del conduttore di 120°C e ad una temperatura massima ambientale di 90°C è limitato a 20.000 ore.

Figura 1- Cavi Dc di cablaggio stringhe

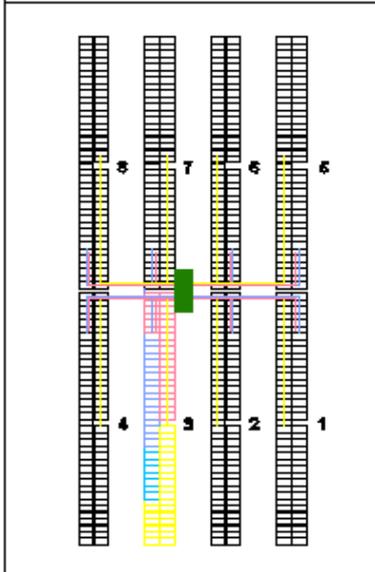
Di seguito si riportano gli schemi tipo per il cablaggio delle stringhe:

ARCHITETTURA DI CABLAGGIO STRINGHE

TIPOLOGIA 1



TIPOLOGIA 2



3.4. Dimensionamento delle linee DC e AC interne al campo:

Cavo dalla cassetta stringhe all'Inverter

Sezione cavi dc di collegamento tra SB -- inverter				
C.d.t.	<1%	Lunghezza [m]	Sezione [mmq]	Cavi per fase
C.d.t.	<1%	≤ 500m	120	2
C.d.t.	<1%	≤ 400m	120	2
C.d.t.	<1%	≤ 300m	120	2
C.d.t.	<1%	≤ 200m	95	1
C.d.t.	<1%	≤ 100m	95	1

Cavo AC MT da chiusura ad anello da Power Skid a cabine mtr

PR	Descrizione linea	Lunghezza [km]	IB(A)	CDT		Performance Ratio	IB [A] effettiva	Potenza ac [kW]	Tipologia cavo	Sezione [mmq]	Cavi per fase	IZ [A] (20°C)	K-riduzione Temp- Posa	IZ [A] equivalente	Tipologia di posa
				[V]	[%]										
1	PS1 - MTR1	0,52	584,12	55,53	0,18	0,78	455,613	28800	ARE4H5E(X) 18/30kV	400	2	530	0,6	636	TRIFOGLIO
2	PS4 - MTR1	0,28	584,12	29,91	0,105	0,78	455,613	28800	ARE4H5E(X) 18/30kV	400	2	530	0,6	636	TRIFOGLIO
3	PS13 - MTR1	1,143	486,77	51,045	0,165	0,78	379,6775	24000	ARE4H5E(X) 18/30kV	400	2	530	0,6	636	TRIFOGLIO
4	PS15 - MTR1	0,265	486,77	11,79	0,045	0,78	379,6775	24000	ARE4H5E(X) 18/30kV	400	2	530	0,6	636	TRIFOGLIO
5	PS7-MTR2	0,858	584,12	11,79	0,045	0,78	455,613	28800	ARE4H5E(X) 18/30kV	400	2	530	0,6	636	TRIFOGLIO
6	PS10-MTR2	0,01	584,12	0,54	0,01	0,78	455,613	28800	ARE4H5E(X) 18/30kV	400	2	530	0,6	636	TRIFOGLIO
7	PS18-MTR2	1370	486,77	60,96	0,21	0,78	379,6775	24000	ARE4H5E(X) 18/30kV	400	2	530	0,6	636	TRIFOGLIO
8	PS22-MTR2	1275	486,77	11,73	0,195	0,78	379,6775	24000	ARE4H5E(X) 18/30kV	400	2	530	0,6	636	TRIFOGLIO

3.5. Impianto di messa a terra

L'impianto di terra verrà realizzato con conduttore in rame nudo da 35 mmq collegato all'impianto di terra dei manufatti destinati alla conversione e al parallelo tra le linee MT.

Le cornici dei moduli e la struttura di sostegno sono collegati direttamente a terra. Allo stesso nodo di terra è collegata anche l'uscita di terra degli inverter.

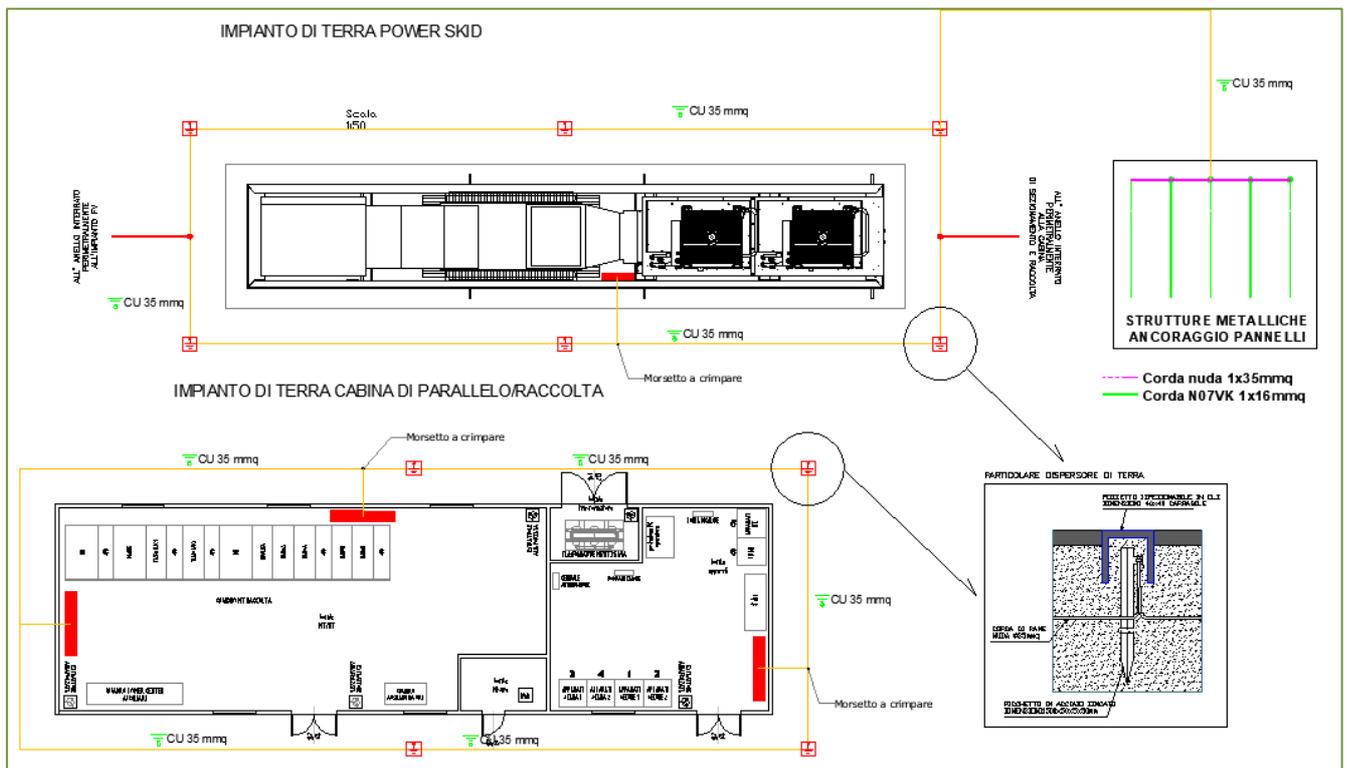


Figura 2-schema di impianto di terra

PROTEZIONI

Gruppi generatori di taglia inferiore a 200 MVA sono di norma connessi alle reti di livello di tensione 132- 150 e 220 kV, più raramente a quelle di livello di tensione 380 kV. La protezione standard di questi gruppi nei confronti dei cortocircuiti esterni è rappresentata da un relè a massima corrente e da un relè a minima tensione concatenata ad una soglia di intervento installati nel montante MT di gruppo. Specialmente per i gruppi generatori di taglia più elevata è frequente l'impiego di protezioni distanziometriche (per quanto non obbligatorie secondo la norma CEI 11-32) per le quali valgono le regole di taratura indicate al paragrafo 7.1.1.1. "Gruppi generatori convenzionali con potenza nominale superiore a 200 MVA" Per taglie al di sotto di 20 MVA, invece, la soluzione con protezioni a massima corrente e minima tensione rappresenta la norma. Nel caso di generatori con trasformatore elevatore a neutro isolato, talora presenti nelle reti di livello 132, 150 ne 220 kV, è prevista anche una protezione a massima tensione omopolare (59N) a due soglie di intervento, installata nel lato AT del trasformatore di gruppo al fine di rilevare i cortocircuiti monofase a terra.

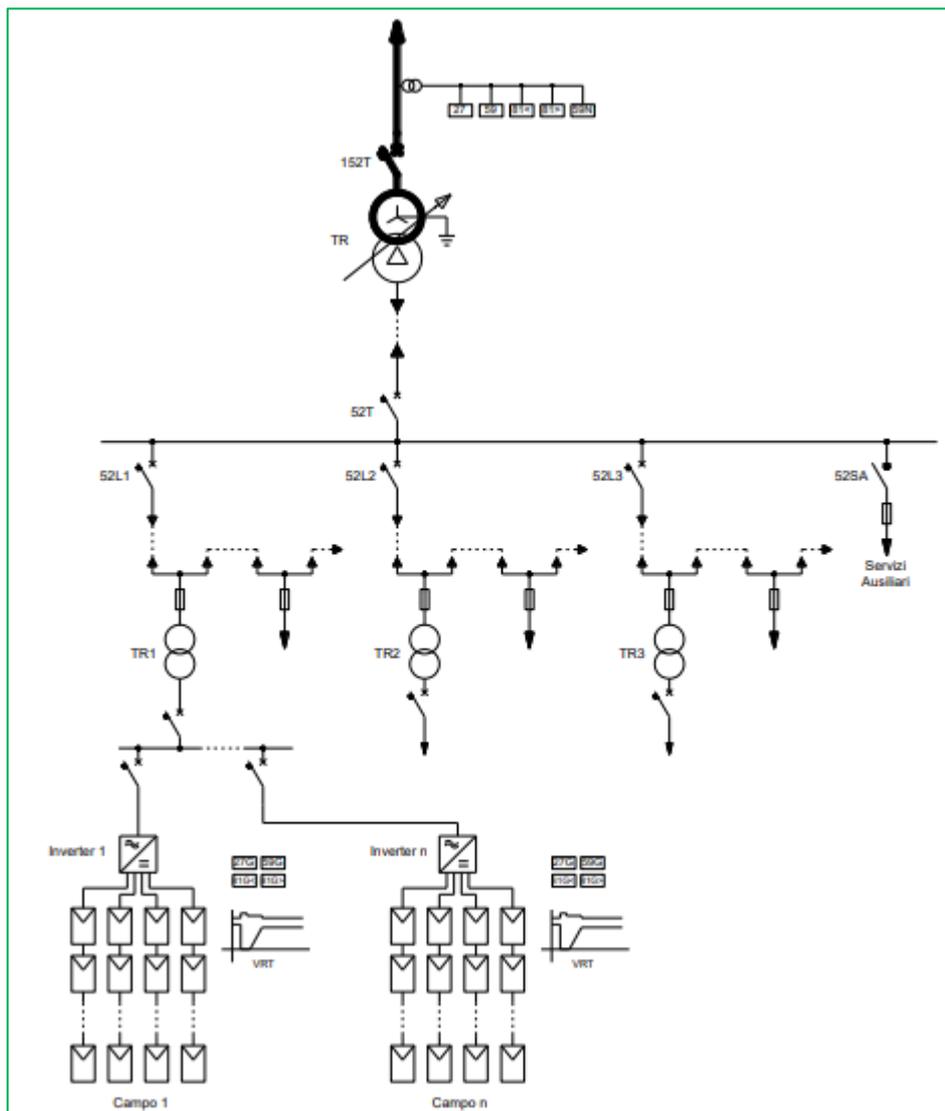


Figura 3- Schema di principio con evidenza delle protezioni di rete

3.6. Verifiche

Verifica tecnico funzionale

Al termine dei lavori l'installatore dell'impianto effettuerà le seguenti verifiche tecnico-funzionali:

- corretto funzionamento dell'impianto fotovoltaico nelle diverse condizioni di potenza generata e nelle varie modalità previste dal gruppo di conversione (accensione, spegnimento, mancanza rete, ecc.);
- continuità elettrica e connessioni tra moduli;
- messa a terra di masse e scaricatori;
- isolamento dei circuiti elettrici dalle masse;

Per gli impianti di potenza superiore a 1 kWp ed inferiore a 50 kWp:

- condizione da verificare: $P_{cc} > 0,85 \times P_{nom} \times I / ISTC$.
- condizione da verificare: $P_{ca} > 0,9 \times P_{cc}$

dove Pcc è la potenza in corrente continua misurata all'uscita del generatore FV con precisione migliore del +/- 2%;

Pnom è la potenza nominale del generatore FV;

I è l'irraggiamento misurato al piano dei moduli, con precisione migliore del 3% (deve essere I>600 W/m2);

ISTC=1000 W/m2 è l'irraggiamento in condizioni standard;

Pca è la potenza attiva in corrente alternata, misurata all'uscita del gruppo di conversione con precisione migliore del 2%.

Connessione dell'impianto alla rete elettrica del distributore locale

L'impianto FV verrà disconnesso dalla rete del distributore nel caso che i valori di funzionamento relativi a tensione e frequenza di rete dovessero uscire dal range:

- Minima tensione: 0.8 Vn (tempo d'intervento 0.2 s)
- Massima tensione: 1.2 Vn (tempo d'intervento 0.15 s)
- Minima frequenza: 49.7 Hz (tempo d'intervento 0.0 s, senza ritardo intenzionale)
- Massima frequenza: 50.3 Hz (tempo d'intervento 0.0 s, senza ritardo intenzionale)

La disconnessione dalla rete avverrà automaticamente tramite il dispositivo interno all' inverter.

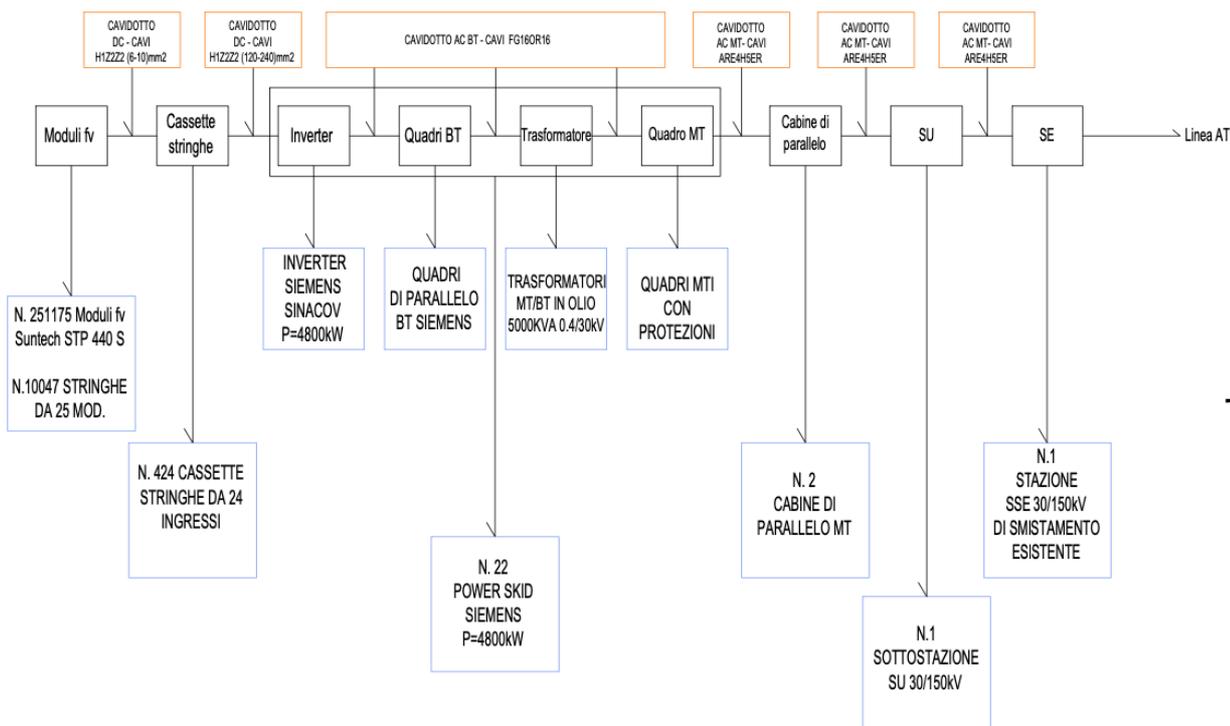


Figura 4 - Schema a blocchi impianto

4. Verifiche

Componenti dell'impianto e caratteristiche Tecniche:

4.1 Moduli Fotovoltaici

Moduli utilizzati

DATI GENERALI

Marca	SUNTECH
Modello	STP440S-A78/Vfh
Tipo materiale	Si monocristallino

CARATTERISTICHE ELETTRICHE IN CONDIZIONI STC

Potenza di picco [W]	440 W
Im [A]	9.68
Isc [A]	10.30
Efficienza [%]	20.2
Vm [V]	45.5
Voc [V]	53.2

ALTRE CARATTERISTICHE

ELETTRICHE

Coeff. Termico Voc [%/°C]	-0.304
Coeff. Termico Isc [%/°C]	0.05
NOCT [°C]	42±2
Vmax [V]	1500

CARATTERISTICHE MECCANICHE

Lunghezza [mm]	2178
Larghezza [mm]	1002
Superficie [m ²]	2.182
Spessore [mm]	35
Peso [kg]	25,4
Numero celle	6x26

CERTIFICAZIONI

Certificazione Iec En	Certificato IEC-62716
Certificazione Classe II	Certificato ISO9001
Altre certificazioni	

SolyPro STP440S - A78/VfH
 Preliminary Draft STP435S - A78/VfH
 STP430S - A78/VfH



440 Watt MONO HALF CELL SOLAR MODULE



Features

- High power output:** Compared to normal modules, the power output can increase 9%-10%.
- High PID resistant:** Advanced cell technology and qualified materials lead to high resistance to PID.
- Excellent weak light performance:** More power output in weak light conditions, such as hazy and morning.
- Lower hot spots:** Reduces the hot spots and minimizes panel degradation.
- Extended lead tests:** Module certified to withstand front side maximum static test load (2400 Pascal) and rear side maximum static test load (1800 Pascal)*.
- Withstanding harsh environment:** Reliable quality leads to a better installation even in harsh environment like desert, farm and coastline.

Certification and standards:
 CE, UL, IEC, EN, and others

Trust Suntech to Deliver Reliable Performance Over Time

- World-class manufacturer of crystalline silicon photovoltaic modules
- Unrivaled manufacturing capacity and world-class technology
- Rigorous quality control meeting the highest international standards: ISO 9001:2008, ISO 14001:2004 and ISO 17025:2005
- Regular independently checked production process from international accredited institutions
- Tested for harsh environments (salt mist, ammonia corrosion and sand blowing testing, IEC 61701, IEC 62716, DIN EN 60963-3-4E)**
- Long-term reliability tests
- 2 x 100% EL inspection ensuring defect-free modules

Industry-Leading Warranty based on nominal power

- 97.5% in the first year; thereafter, for each year (25 through twenty-five), 0.7% maximum decrease from MODULES nominal power output per year, ending with the 80.7% in the 20-year after the date of WARRANTY STARTING DATE***
- 12-year product warranty
- 25-year linear performance

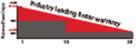
*Please refer to Suntech Standard Module Installation Manual for details. **Please refer to IEC 61701, IEC 62716, DIN EN 60963-3-4E for details. ***Please refer to Suntech Product Warranty for details.

Spectral Cell Design

The unique cell design leads to reduced electronic resistance and smaller current, thus enables higher fill factor. Meanwhile, it can reduce loss of mismatch and cell wear, and increase total reflection.

IP68 Rated Junction Box

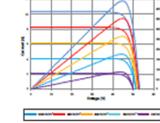
The Suntech IP68 rated junction box ensures an outstanding water proof level, supports installation in all orientations and reduces stress on the cables. High reliable performance, low resistance connectors ensure maximum output for the highest energy production.



SolyPro STP440S - A78/VfH
 Preliminary Draft STP435S - A78/VfH
 STP430S - A78/VfH



Current-Voltage & Power-Voltage Curve (40°C)



Dealer Information

Blank area for dealer information.

Electrical Characteristics

STC	STP440S-A78/VfH	STP435S-A78/VfH	STP430S-A78/VfH
	Wp	Wp	Wp
Maximum Power at STC (Pmax)	440 W	435 W	430 W
Optimum Operating Voltage (Vmp)	45.3 V	45.3 V	45.1 V
Optimum Operating Current (Imp)	9.68 A	9.61 A	9.54 A
Open Circuit Voltage (Voc)	55.2 V	55.0 V	54.8 V
Short Circuit Current (Isc)	10.30 A	10.23 A	10.16 A
Module Efficiency	20.2%	19.9%	19.7%
Operating Module Temperature	-40°C to +85°C		
Maximum System Voltage	1500 V DC (IEC)		
Maximum Series Fuse Rating	30 A		
Power Balance	50:50 W		

NMOT	STP440S-A78/VfH	STP435S-A78/VfH	STP430S-A78/VfH
	Wp	Wp	Wp
Maximum Power at NMOT (Pmax)	331.3 W	327.5 W	323.8 W
Optimum Operating Voltage (Vmp)	41.8 V	41.6 V	41.4 V
Optimum Operating Current (Imp)	7.93 A	7.87 A	7.82 A
Open Circuit Voltage (Voc)	49.2 V	49.0 V	48.9 V
Short Circuit Current (Isc)	8.32 A	8.26 A	8.21 A

Temperature Characteristics

Nominal Module Operating Temperature (NMOT)	42±2°C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.17%/°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.309%/°C
Temperature Coefficient of Isc	0.079%/°C

Mechanical Characteristics

Cell	Monocrystalline silicon 6.25 inches
No. of Cells	144 (6 x 36)
Dimensions	2178 x 1092 x 35mm (86.1 x 39.4 x 1.4 inches)
Weight	21.4 kg (46.9 lbs)
Front Glass	3.2 mm (0.13 inches) tempered glass
Frame	Anodized aluminum alloy
Junction Box	IP68 rated (3 bypass diodes)
Output Cables	4.0 mm ² (2006 inches), asymmetrical lengths (1150mm / 13.0 inches), (2) 160 mm (6.3 inches)
Connection	MC4/ETC, Cable 9/5

Packing Configuration

Container	20' GP	40' HC
Pieces per pallet	30	30
Pieces per container	3	30
Pieces per container	150	600

4.2 Inverter

Inverter utilizzati

DATI GENERALI

Marca **SIEMENS**

Tipo fase **Trifase**

PARAMETRI ELETTRICI IN INGRESSO

VMppt max [V] **1081.00**

Vmax [V]MPPT **1500.00**

Numero MPPT **2**

PARAMETRI ELETTRICI IN USCITA

Tensione nominale [V] **600**

Distorsione corrente [%] **<3**

Frequenza [Hz] **50**

Rendimento europeo [%] **98.8**

CARATTERISTICHE MECCANICHE

Peso [kg] **3900**

Livello di protezione: IP 65.



TRASFORMATORE MT/BT:

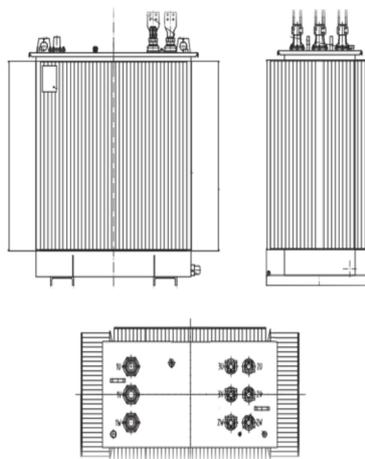
Dati di targa trasformatore MT /BT:

Tipologia: Trasformatore MT/BT isolato in olio. Tensione Primario: 30kV;

Tensione secondario: 600V; Potenza nominale =4.8MVA Livello di isolamento: 36kV

Classe di isolamento: 36/70/170 Kv Livello isolamento BT: 4kV

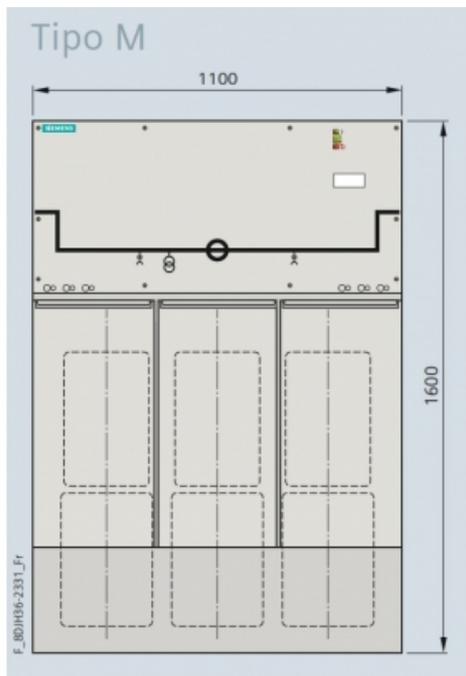
Regolazione MT: $\pm 2 \times 2,5\%$.



QUADRO DI MEDIA TENSIONE MT

Marca: Siemens

Fronte quadro



Caratteristiche Componenti quadro:

Rated	
Voltage	kV 36
Frequency	Hz 50/60
Short-duration power-frequency withstand voltage	kV 70
Lightning impulse withstand voltage	kV 170
Normal current for ring-main feeders	A 630
Normal current for busbar	max. A 630
Normal current for circuit-breaker feeders	A 630
Normal current for transformer feeders	A 200*
Short-time withstand current, 1 s	max. kA 20
Short-time withstand current, 3 s	max. kA 20
Peak withstand current	max. kA 50
Short-circuit making current	50 Hz
for ring-main feeders	max. kA 50
for circuit-breaker feeders	max. kA 50
for transformer feeders	max. kA 50
Short-time withstand current, 1 s	max. kA 20
Short-time withstand current, 3 s	max. kA 20
Peak withstand current	max. kA 52
Short-circuit making current	60 Hz
for ring-main feeders	max. kA 52
for circuit-breaker feeders	max. kA 52
for transformer feeders	max. kA 52

* Depending on HV HRC fuse-link

4.3 Cavidotti in MT

NORMATIVA DI RIFERIMENTO

- CEI 0-2 Guida per la definizione della documentazione di progetto degli 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 11-27 Lavori su impianti elettrici
- CEI 11-1 Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in corrente alternata
- CEI 11-17 Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica – Linee in cavo
- CEI 11-20 + V1 e V2 Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria
- CEI EN 50110-1 CEI (11-48) Esercizio degli impianti elettrici
- CEI EN 50160 CEI (8-9) Caratteristiche della tensione fornita dalle reti pubbliche di distribuzione dell'energia elettrica
- CEI 20-13 Cavi con isolamento estruso in gomma per tensioni nominali da 1 a 30 Kv
- Norma CEI 0-14 "Guida all'applicazione del DPR 462/01 relativa alla semplificazione del procedimento per la denuncia di installazioni e dispositivi di protezione contro le scariche atmosferiche, di dispositivi di messa a terra degli impianti elettrici e di impianti elettrici pericolosi"
- Norma CEI 11-4 "Esecuzione delle linee elettriche aeree esterne"
- Norma CEI 11-32 "Impianti di produzione di energia elettrica connessi a sistemi di III categoria"
- Norma CEI 11-46 "Strutture sotterranee polifunzionali per la coesistenza di servizi a rete diversi – Progettazione, costruzione, gestione ed utilizzo – Criteri generali di posa"
- Norma CEI 11-47 "Impianti tecnologici sotterranei – Criteri generali di posa"
- Norma CEI 11-61 "Guida all'inserimento ambientale delle linee aeree esterne e delle stazioni elettriche"
- Norma CEI 11-62 "Stazioni del cliente finale allacciate a reti di terza categoria"
- Norma CEI 11-63 "Cabine Primarie"
- Norma CEI 64-8 "Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua" Norma CEI 103-6 "Protezione delle linee di telecomunicazione dagli effetti dell'induzione elettromagnetica provocata dalle linee elettriche vicine in caso di guasto"
- Norma CEI EN 50086 2-4 "Sistemi di tubi ed accessori per installazioni elettriche Parte 2-4: Prescrizioni particolari per sistemi di tubi interrati"
- Decreto Legislativo 9 Aprile 2008 n. 81 - "Attuazione dell'articolo 1 della legge 3 agosto 2007, n. 123, in

materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro”

- D.P.R. 22 Ottobre 2001 n. 462 “Regolamento di semplificazione del procedimento per la denuncia di installazioni e dispositivi di protezione contro le scariche atmosferiche, di dispositivi di messa a terra di impianti elettrici e di impianti elettrici pericolosi”
- Decreto Legislativo 1° agosto 2003 n. 259 "Codice delle comunicazioni elettroniche"
- D.M. 12 Settembre 1959 “Attribuzione dei compiti e determinazione delle modalità e delle documentazioni relative all'esercizio delle verifiche e dei controlli previste dalle norme di prevenzione degli infortuni sul lavoro”
- Testo Unico di Leggi sulle Acque e sugli Impianti Elettrici (R.D. n. 1775 del 11/12/1933);
- Norme per l'esecuzione delle linee aeree esterne (R.D. n. 1969 del 25/11/1940) e successivi aggiornamenti (D.P.R. n. 1062 del 21/6/1968 e D.M. n. 449 del 21/3/1988);
- “Approvazione delle norme tecniche per la progettazione l'esecuzione e l'esercizio delle linee aeree esterne” (D.M. n. 449 del 21/03/1988);
- “Aggiornamento delle norme tecniche per la disciplina della costruzione e dell'esercizio di linee elettriche aeree esterne” (D.M. 16/01/1991) e successivi aggiornamenti (D.M. 05/08/1998);
- Codice Civile (relativamente alla stipula degli atti di costituzione di servitù);
- “Fissazione dei limiti di esposizione, dei valori di attenzione e degli obiettivi di qualità per la protezione della popolazione dalle esposizioni ai campi elettrici e magnetici alla frequenza di rete (50 Hz)” (D.P.C.M del 8/07/2003);
- “Norme di sicurezza antincendio per il trasporto, la distribuzione, l'accumulo e l'utilizzazione del gas naturale con densità non superiore a 0,8” (D.M. 24.11.1984 e s.m.i.); Codice della strada (D.Lgs. n. 285/92) e successive modificazioni;
- Leggi regionali e regolamenti locali in materia di rilascio delle autorizzazioni alla costruzione degli elettrodotti, qualora presenti ed in vigore. I riferimenti di cui sopra possono non essere esaustivi. Ulteriori disposizioni di legge, norme e deliberazioni in materia, anche se non espressamente richiamati, si considerano applicabili.

4.4 Cavidotti di connessione MT interni al Campo

Di seguito si riporta la descrizione generale del collegamento in cavo MT tra I Power Skid e tra Power Skid e Cabine MTR.

Il collegamento tra i Power Skid sarà realizzato in modalità entra esce con richiusura ad anello direttamente in cabina di raccolta. L'impianto sarà suddiviso in n. 4 rami di potenza di cui n.2 di Potenza P=28,8MVA e n.2 di Potenza P=24,00 MVA.

Il cavidotto sarà di tipo interrato su terreno agricolo, le sezioni adottate varieranno a seconda del numero di

cavi da utilizzare. Negli elaborati di progetto viene riportato il dettaglio delle sezioni. Saranno utilizzati cavi in alluminio del tipo "ARE4H5E(X)" di sezione $S=400\text{mm}^2$ - n.2 cavi per fase.

4.5 Cavidotti di connessione MT alla Stazione di Utenza

L'impianto sarà collegato ad una nuova stazione di Terna mediante nuova stazione MT/AT di Utenza da costruire. Il collegamento tra le cabine di raccolta MTR (n.2) e la stazione di utenza SU sarà eseguito mediante cavidotto interrato caratterizzato da una lunghezza di $L=3,9\text{km}$. Saranno utilizzati cavi in alluminio del tipo "ARE4H5E(X)" di sezione $S=630\text{mm}^2$ - n.2 cavi per fase.

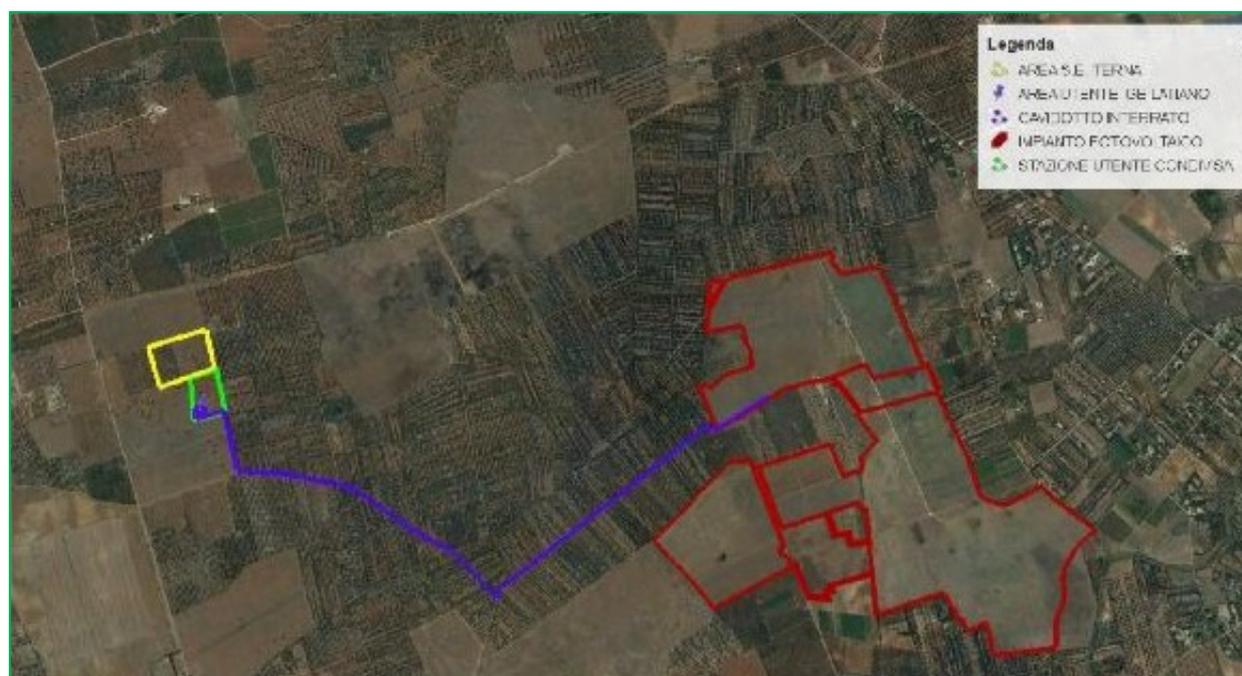


Figura 5 - Cavidotto MT da impianto ad SU - SE Terna

PIANO PARTICELLARE DESCRITTIVO

N	INTESTATARI	DATI IDENTIFICATIVI			DATI CLASSAMENTO				VALORE DI MERCATO €/ha	SERVITU' ELETTRODOTTO 100% mq	INDENNITA' ELETTRODOTTO €	INDENNITA' OCCUPAZIONE SUOLO €	TOTALE €
		CATASTO TERRENI			QUALITA' CLASSE	SUPERF.	REDDITO						
		COMUNE	FG.	PART.			€						
					Dominicale	Agrario							
1	D'ERRICO GIOVANNA nata a LATIANO (BR) il 20/04/1965 DRRGNN65D60E471V Proprieta' ½	Latiano	17	35	SEMINATIVO 03	28 30 25	950,11	730,85	€ 6.100	468 mq	€ 285	€ 0,20	€ 285,68
	D'ERRICO GIUSEPPE nato a MESAGNE (BR) il 01/01/1982 DRRGPP82A01F152P Proprieta' ½				ULIVETO 03	01 50 00	54,23	46,48	€ 10.180				
2	CONTE FRANCESCANTONIO nato a ORIA (BR) il 02/03/1962 CNTFNC62C02G098R Enfiteusi ½	Latiano	16	126	ULIVETO 03	00 14 80	5,35	4,59	€ 10.180	60,8 mq	€ 62	€ 0,34	€ 62,23
	D'ERRICO GIOVANNA nata a LATIANO (BR) il 20/04/1965 DRRGNN65D60E471V Enfiteusi ½												
3	GERMANI DONNORSO ANTONIO, GIULIO, MICHELA, VINCENZO FU ETTORE con sede in LATIANO (BR) 0000000018 Diritto del concedente 1/2	Latiano	16	-	STRADA COMUNALE	-	-	-	-	1.034,4 mq	-	-	-
4	STRADA COMUNALE	Latiano	15	-	STRADA COMUNALE	-	-	-	-	776 mq	-	-	-
5	STRADA COMUNALE	Latiano	9	-	STRADA COMUNALE	-	-	-	-	780,8 mq	-	-	-

Il tracciato è stato studiato in compatibilità con quanto dettato dall'art.121 del T.U. 11-12-1933 n.1775, comparando le esigenze di pubblica utilità dell'opera con gli interessi sia pubblici che privati. Nella definizione dell'opera sono stati adottati i seguenti criteri progettuali:

- contenere per quanto possibile la lunghezza del tracciato sia per occupare la minor porzione possibile di territorio, sia per non superare certi limiti di convenienza tecnico economica;
- mantenere il tracciato del cavo il più possibile all'interno delle strade esistenti, soprattutto in corrispondenza dell'attraversamento di nuclei e centri abitati, tenendo conto di eventuali trasformazioni ed espansioni urbane future;
- evitare per quanto possibile di interessare case sparse e isolate, rispettando le distanze minime prescritte dalla normativa vigente;
- minimizzare l'interferenza con le eventuali zone di pregio naturalistico, paesaggistico e archeologico; Inoltre, per quanto riguarda l'esposizione ai campi magnetici, in linea con il dettato dell'art. 4 del DPCM 08-07-2003 di cui alla Legge. n° 36 del 22/02/2001, i tracciati sono stati eseguiti tenendo conto dell'obiettivo di qualità di 3 µT.

L'elettrodotto dovrà assicurare una portata di circa 105 MVA, pari cioè alla potenza in immissione dell'impianto in oggetto. La corrente massima di impiego può essere calcolata tenendo conto dei limiti di esercizio imposti dalla Norma CEI 11-32, per le quali è necessario poter effettuare una regolazione di potenza reattiva nell'intervallo del fattore di potenza compreso fra 0,95Ind. e 0,95Cap. Le linee che partiranno dal campo verso la stazione SU saranno n.2, la corrente massima che interessa ogni linea sarà la seguente:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3}V \cos \varphi} = 1070A \text{ per un valore massimo totale di } 2140A$$

4.4. Giunti e connettori

I giunti hanno il compito di collegare tra loro due pezzature contigue di cavo e devono assicurare la connessione dei conduttori di due pezzature di cavo mediante manicotti metallici denominati connettori, garantire l'isolamento del conduttore, controllare la distribuzione del campo elettrico, per evitare concentrazioni localizzate che possono provocare in breve tempo alla perforazione del giunto, garantire il mantenimento della continuità elettrica tra gli schermi metallici dei cavi, provvedere alla protezione dall'ambiente nel quale il giunto è posato.

Per l'installazione dei connettori sui cavi MT in alluminio, particolarmente sensibili all'ossidazione, a differenza del rame dove si produce una pellicola di ossido protettivo, e dove la presenza di aria nei trefoli genera un processo corrosivo irreversibile, sono previste compressioni (punzonature) molto profonde per realizzare una deformazione omogenea dei due componenti assiemati.

4.5. Terminali e capicorda

I terminali, che costituiscono generalmente le estremità di una linea in cavo, nonché gli elementi di connessione alle apparecchiature, devono consentire di connettere il conduttore, mediante capicorda, di sigillare il cavo contro il possibile ingresso di acqua o umidità, di proteggere l'isolante dalle radiazioni UV, dagli agenti atmosferici e comunque dall'ambiente circostante e di controllare il campo elettrico per i cavi MT.

4.6. Canalizzazioni

La canalizzazione utilizzata è normalmente prevista per le strade di uso pubblico, per le quali il Nuovo Codice della Strada fissa una profondità minima di 1 metro dall'estradosso della protezione. Il riempimento della trincea e il ripristino della superficie devono essere effettuati secondo le specifiche prescrizioni imposte dal proprietario del suolo.

Protezione e segnalazione dei CAVI Per i cavi interrati le Norme CEI 11-17 prevedono una protezione meccanica che può essere intrinseca al cavo stesso oppure supplementare a seconda del tipo di cavo e della profondità di posa. Nel caso in esame sarà utilizzata eventualmente una protezione meccanica mediante utilizzo di cavidotto in tubo flessibile (corrugato) con resistenza all'urto (CEI 23-46) di tipo N (normale) o mediante l'uso di tegole protettive; in alternativa potranno essere utilizzati cavi di tipo armato "AIRBAG". Sarà previsto superiormente il nastro segnaletico posato ad almeno 20cm dalla protezione del cavo. Il diametro nominale interno del tubo sarà maggiore di 1,4 volte il diametro del cavo, ovvero diametro 160mm.

E' prevista l'installazione di fibre ottiche a servizio del cavidotto, le quali saranno posate contestualmente alla stesura del cavo secondo le modalità descritte nei tipici allegati. In sede di progetto esecutivo e comunque prima che si dia inizio alla realizzazione dell'opera ed in particolare prima dell'installazione della rete di comunicazioni elettroniche in fibre ottiche a servizio dell'elettrodotta, si procederà all'ottenimento dell'autorizzazione generale

espletando gli obblighi stabiliti dal Decreto Legislativo 1 agosto 2003, n. 259, "Codice delle comunicazioni elettroniche"; in particolare si procederà alla presentazione della dichiarazione, conforme al modello riportato nell'allegato n. 14 al suddetto decreto, contenente l'intenzione di installare o esercire una rete di comunicazione elettronica ad uso privato;

ciò costituisce denuncia di inizio attività ai sensi dello stesso D. Lgs.259/2003 art. 99, comma 4.

4.7. Apertura Fascia di lavoro

Le operazioni di scavo e posa dei cavi richiedono l'apertura di un'area di passaggio, denominata "fascia di lavoro". Questa fascia dovrà essere la più continua possibile ed avere una larghezza tale da consentire la buona esecuzione dei lavori ed il transito dei mezzi di servizio.

La posa del cavo sarà eseguita in accordo alla normativa vigente, l'elettrodotta interrato sarà realizzato in modo da escludere, o rendere estremamente improbabile, la possibilità che avvenga un danneggiamento dei cavi in tensione provocato dalle opere sovrastanti (ad esempio, per rottura del sistema di protezione dei conduttori). Realizzata la trincea, si procederà con la posa dei cavi, che arriveranno nella zona di posa avvolti su bobine. La bobina viene comunemente montata su un cavalletto, piazzato ad una certa distanza dallo scavo in modo da ridurre l'angolo di flessione del conduttore quando esso viene posato sul terreno. Durante le operazioni di posa o di spostamento dei cavi saranno adottate le seguenti precauzioni:

si opererà in modo che la temperatura dei cavi, per tutta la loro lunghezza e per tutto il tempo in cui essi possono venire piegati o raddrizzati, non sarà inferiore a 0°C; i raggi di curvatura dei cavi, misurati sulla generatrice interna degli stessi, non saranno mai inferiori a 15 volte il diametro esterno del cavo.

4.8. Ripristino degli scavi

Al termine delle fasi di posa e di rinterro si procederà alla realizzazione degli interventi di ripristino. La fase comprende tutte le operazioni necessarie per riportare il territorio attraversato nelle condizioni ambientali precedenti la realizzazione dell'opera.

Le opere di ripristino saranno le seguenti:

1. ripristini geomorfologici ed idraulici;
2. ripristini della vegetazione. Preliminarmente si procederà alle sistemazioni generali di linea, che consistono nella riprofilatura dell'area interessata dai lavori e nella ri-configurazione delle pendenze preesistenti, ricostruendo la morfologia originaria del terreno e provvedendo alla riattivazione di fossi e canali irrigui, nonché delle linee di deflusso eventualmente preesistenti.

La funzione principale del ripristino idraulico è essenzialmente il consolidamento delle coltri superficiali attraverso la regimazione delle acque, evitando il ruscellamento diffuso e favorendo la ricrescita del manto erboso. Successivamente si passerà al ripristino vegetale, avente lo scopo di ricostituire, nel più breve tempo possibile, il manto vegetale preesistente i lavori nelle zone con vegetazione naturale. Il ripristino avverrà

mediante la ricollocazione dello strato superficiale del terreno se precedentemente accantonato, l'inerbimento, la messa a dimora, ove opportuno, di arbusti e alberi di basso fusto.

Per gli inerbimenti verranno utilizzate specie erbacee adatte all'ambiente pedoclimatico, in modo da garantire il migliore attecchimento e sviluppo vegetativo possibile. Le aree agricole saranno ripristinate al fine di restituire l'originaria fertilità.

4.9. Ancoraggi su ponti e strutture esistenti

Nel caso il tracciato del cavo prevedesse l'attraversamento di ponti preesistenti, sarà valutata la possibilità di effettuare lo staffaggio sotto la soletta in c.a. del ponte stesso o sulla fiancata della struttura mediante apposite staffe in acciaio, realizzando cunicoli inclinati per raccordare opportunamente la posa dei cavi realizzati lungo la sede stradale (in profondità circa 1,2 m) con la posa mediante staffaggio.

4.10. Trivellazione orizzontale controllata

Questo tipo di perforazione consiste essenzialmente nella realizzazione di un cavidotto sotterraneo mediante il radio-controllo del suo andamento plano-altimetrico.

Il controllo della perforazione è reso possibile grazie all'utilizzo di una sonda radio montata in cima alla punta di perforazione, tale sonda, dialogando con l'unità operativa esterna, permette di controllare e correggere in tempo reale gli eventuali errori.

L'indagine del sito e l'analisi dell'eventuale presenza di sottoservizi e/o qualsiasi impedimento alla realizzazione della perforazione, è una fase fondamentale per la corretta progettazione di una perforazione orizzontale. Per eseguire l'analisi dei sottoservizi, e per la mappatura degli stessi, soprattutto in ambiti urbani fortemente compromessi, sarà utilizzato il sistema "Georadar".

In ambiti suburbani, dove la presenza di sottoservizi è minore è possibile, mediante indagini da realizzare c/o gli enti proprietari dei sottoservizi, saperne anticipatamente l'ubicazione.

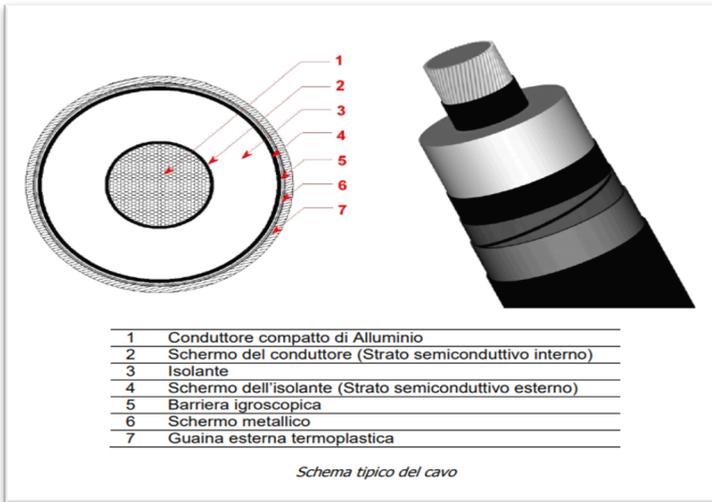
4.11. Cavi At 150 kV

Il collegamento tra la sottostazione SU di utenza e il nuovo stallo della futura Stazione "Latiano" avverrà mediante elettrodotto aereo per una lunghezza di circa 500m.

Ciascun cavo alta tensione a 150 kV sarà costituito da:

- un conduttore in alluminio compatto di sezione indicativa pari a circa 400 mm² tamponato;
- schermo semiconduttivo sul conduttore;
- isolamento in politenereticolato (XLPE);
- schermo semiconduttivo sull'isolamento;

- nastri in materiale igroespandente;
- guaina in alluminio longitudinalmente saldata;
- rivestimento in politene con grafitatura esterna.



DATI TECNICI DEL CAVO

Tipo di conduttore	Unipolare in XLPE (polietilene reticolato)
Sezione	400 mm ²
Materiale del conduttore	Corde di alluminio compatta
Schermo semiconduttore interno	A base di polietilene drogato
Materiale isolamento	Polietilene reticolato
Schermo semiconduttore esterno (sull'isolante)	A base di polietilene drogato
Materiale della guaina metallica	Rame corrugato
Materiale della blindatura in guaina anticorrosiva	Polietilene, con grafite refrigerante (opzionale)
Materiale della guaina esterna	Polietilene
Tensione di isolamento	170 kV

Tali dati potranno subire adattamenti comunque non essenziali dovuti alla successiva fase di progettazione esecutiva e di cantierizzazione, anche in funzione delle soluzioni tecnologiche adottate dai fornitori e/o appaltatori.

DATI CONDIZIONI DI POSA E DI INSTALLAZIONE

Posa	Interrata in letto di sabbia a bassa resistività termica
Messa a terra degli schermi	"Cross bonding" o "single point-bonding"
Profondità di posa del cavo	Minimo 1,60 m
Formazione	Una terna a Trifoglio
Tipologia di riempimento	Con sabbia a bassa resistività termica o letto di cemento magro h 0,50 m
Profondità del riempimento	Minimo 1,10 m
Copertura con piastre di protezione in C.A. (solo per riempimento con sabbia)	spessore minimo 5 cm
Tipologia di riempimento fino a piano terra	Terra di riporto adeguatamente selezionata
Posa di Nastro Monitor in PVC – profondità	1,00 m circa

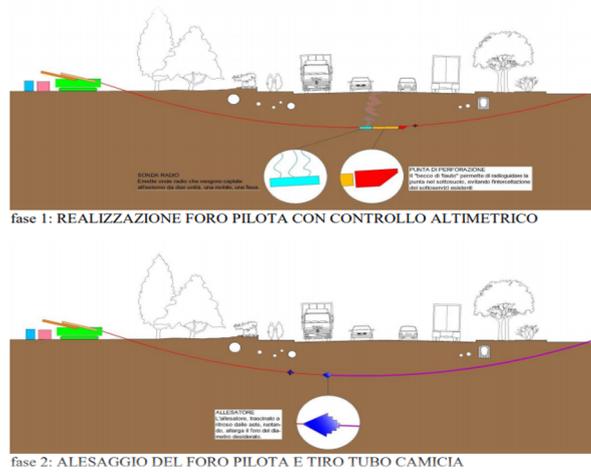


Figura 6 Immagine indicativa TOC

4.12. Impianto di terra

Il sistema di messa a terra dovrà essere progettato per le seguenti funzioni:

- Messa a terra di funzionamento dei sistemi elettrici;
- Protezione contro i contatti diretti e indiretti;
- Protezione contro l'accumulo di cariche elettrostatiche;
- Protezione contro i fulmini.

Nei luoghi con pericolo di esplosione o di incendio (**se presenti**), devono avere inoltre lo scopo di chiudere l'anello di guasto e/o di convogliare a terra le eventuali correnti di dispersione con modalità tali da evitare il formarsi di scintille o surriscaldamenti che possono provocare l'innesco di esplosioni o incendi.

Il sistema di messa a terra dovrà essere progettato e realizzato in accordo alle disposizioni imposte dalla normativa CEI vigente.

L'impianto di terra potrà essere realizzato attraverso collegamenti equipotenziali alle barre di terra a cui verranno collegati i conduttori di terra e i conduttori di protezione PE di tutti gli impianti elettrici.

Si dovrà garantire che la resistenza di terra delle tubazioni metalliche per fluidi che possono portare alla formazione di cariche elettrostatiche, installate in aree pericolose, non sia superiore a 1 M Ω .

Le varie parti metalliche, non esposte a parti in tensione, come ad es. le porte, le finestre, ecc. non dovranno essere collegati al sistema equipotenziale.

I moduli prefabbricati saranno forniti di barre di messa a terra da poter collegare ai conduttori equipotenziali.

Le apparecchiature elettriche verranno messe a terra come segue:

1. Strutture dei quadri: alla sbarra PE del quadro elettrico;
2. Trasformatori: all'anello di terra della cabina;
3. Dispositivi di illuminazione: le parti metalliche dei porta lampada collegati al sistema di messa a terra tramite il conduttore PE all'interno del cavo di alimentazione;
4. Armatura dei cavi: al conduttore PE del quadro (schermo e armatura) su entrambe le estremità;

Le cabine elettriche avranno sul fondo un anello principale di messa a terra costituito da una barra di rame, protetta contro l'ossidazione, di sezione non inferiore a 150 mm².

L'anello principale delle cabine sarà collegato all'impianto di terra.

In generale la protezione dai contatti indiretti sarà garantita mediante l'installazione nei singoli circuiti terminali di dispositivi differenziali coordinati con l'impianto di terra.

Sarà installato un numero adeguato di bandelle di terra in acciaio inox. Generalmente i conduttori utilizzeranno gli stessi percorsi dei cavi di posati in corrugati e/o tubi protettivi.

La sezione del conduttore PE per impianti in bassa tensione dovrà essere pari alla sezione del conduttore di fase

fino al 16 mm²- 16 mm² per conduttori tra i 25 mm² e 35 mm² - la metà della sezione dei conduttori di fase per i cavi con sezione superiore a 35 mm².

Tali valori sono quelli dettati dalle norme.

Gli stessi criteri verranno utilizzati per il dimensionamento dei cavi di messa a terra del neutro o le barre delle macchine elettriche. Saranno applicate le norme CEI (o IEC).

4.13. Sistema di monitoraggio

In questo paragrafo sarà fornito un elenco indicativo dei dispositivi necessari alla realizzazione dell'infrastruttura di rete per il monitoraggio dell'impianto fotovoltaico.

Il sistema sarà in grado di fornire informazioni e dati seguenti:

- Condizioni ambientali;
- Produzione singoli string box;
- Produzione singole stringhe;
- Distacco dalla rete di un singolo Power Skid o di una parte di esso;
- Monitoraggio delle zone di impianto mediante l'impiego di telecamere e termocamere
- Segnalazione di intrusione mediante comunicazione con barriere a microonde/cavi microfonici etc/ fibra ottica su stringhe fotovoltaiche e pozzetti ispezionabili.

4.14. Descrizione generale del sistema SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition)

Il sistema SCADA sra caratterizzato dai seguenti componenti:

- Stazione d'Ingegneria;
- Sistemi di comunicazione (Server, gateway, switch, ecc.);
- Controllori (PLC/RTU);
- Sistemi di storicizzazione;
- Moduli di alimentazione;
- HMI – Interfaccia Uomo- Macchina;

Tale sistema garantirà il monitoraggio continuo dell'impianto FV mediante l'acquisizione dati, la massimizzazione del rendimento dell'impianto durante tutto il ciclo di vita (Supervisione) e la verifica del corretto funzionamento (Controllo).

L'impianto fotovoltaico che opera in maniera automatica, sarà controllato mediante un sistema SCADA-RTU conforme ai sistemi di comunicazione:

- OPC (Open Platform Communication). Tale sistema garantirà la completa supervisione, il

monitoraggio e la gestione degli allarmi tecnici al fine di assicurare una perfetta conduzione di tutto il sistema fotovoltaico.

- L'architettura adottata sarà, basata sulla piramide CIM. In particolar modo, partendo dal livello hardware, saranno previste interfacce verso il campo, costituite da schede elettroniche di acquisizione (ingressi) installate negli string box, negli inverter, nei quadri di comando e nelle centraline di rilevamento dati ambientali. A questo livello si utilizzano le interfacce di comunicazione per i più comuni "bus di campo", tipicamente seriali. Le comunicazioni tra i Server ridondati del sistema le RTU dislocate nell'impianto dovranno avvenire attraverso un sistema a fibra ottica ridondato con architettura ad anello, in alternativa si possono usare anche comunicazioni radio a seguito di approvazione specifica della COMMITTENTE.

Le suddette operazioni saranno garantite dal sistema attraverso l'implementazione di funzioni standard quali:

- Funzioni di acquisizione dati e monitoraggio;
- Funzioni di elaborazione/calcolo;
- Funzioni di controllo.

Di seguito si riporta un elenco delle apparecchiature necessarie allo svolgimento di tali operazioni:

APPARECCHIATURE UTILIZZATE E LORO LOCALIZZAZIONE

Elenco Dispositivi TLC						
id	Dispositivo	Ubicazione	Input	Output	Connessione	Quantità
1	Conv. Elettro-Ottico	Stringa ftv	Seriale	Ottica	RS-485/Ethernet	1 /String box
2	Switch Ottico	Power Skid	Ottico	Ottico/UTP	Ethernet	1/Power skid
3	Conv. elettro-ottico	Power Skid	Ottico	UTP	Ethernet	2/ Power Skid
4	Switch L3	Cabina parallelo	UTP	UTP	Ethernet	Cabina parallelo
5	Router	Cabina parallelo	UTP	UTP/Ottico	Ethernet	Cabina parallelo
6	Firewall	Cabina parallelo	UTP	UTP	Ethernet	Cabina parallelo

NORMATIVA DI RIFERIMENTO

Riferimento	Descrizione
ISO/IEC IS 11801	International Standards Organisation/International Electrotechnical Commission
ANSI/TIA/EIA-568-B	Electronic Industries Association/Telecommunications Industry

	Association - Commercial Building Telecommunications Wiring Standards
CENELEC EN 50173	GENERIC CABLING SYSTEMS
ISO/IEC IS 11801	Generic cabling for customer premises specifies
CENELEC EN 50174	CABLING INSTALLATION
ISO/IEC 14763	Implementation and operation of customer premises cabling
ANSI/TIA/EIA-607	
IEC 61340	Protection of electronic devices from electrostatic phenomena – General requirements

Comune di Latiano e Mesagne
Provincia di Brindisi

pag. 1

COMPUTO METRICO

OGGETTO: Dismissione di un impianto Agrovoltaico per la produzione di energia elettrica da fonte fotovoltaica della potenza di 110.52 MWp e delle relative opere di connessione alla rete elettrica nei comuni di Latiano e Mesagne (BR)

COMMITTENTE: Ital Green Energy Latiano-Mesagne Srl

Data, 05/08/2020

IL TECNICO

ANALISI PREZZI

IMPIANTO LATIANO -MESAGNE opz.2 (110,52MWp)**ANALISI PREZZO****DESCRIZIONE NUOVO PREZZO:****NP 001**

UM.: a corpo

Disconnessione dell'intero impianto della rete elettrica, messa in sicurezza dei generatori fotovoltaici e smontaggio dei moduli fotovoltaici

NUMERO	CATEG.	DESCRIZIONE	U.M	QUAN.TA'	PREZ.UNIT	TOTALE
	Mano d'opera	Operaio qualificato	h	0	€ 26,41	€ 0,00
	Mano d'opera	Operaio specializzato	h	80	€ 28,46	€ 2.276,80
	Mano d'opera	Operaio generico	h	80	€ 23,80	€ 1.904,00
A	COSTO MARGINALE UNITARIO					€ 4.180,80
	Materiali		cad	0	€ 0,00	€ 0,00
B	COSTO MARGINALE UNITARIO					€ 0,00

NUMERO	CATEG.	DESCRIZIONE	U.M	QUAN.TA'	PREZ.UNIT	TOTALE
	Noleggi	Autocarro con gru	h	80	€ 57,68	€ 4.614,40
C	COSTO MARGINALE UNITARIO					€ 4.614,40

NUMERO	CATEG.	DESCRIZIONE	U.M	QUAN.TA'	PREZ.UNIT	TOTALE
	Trasporti		q.le/KM	0	€ 0,00	€ 0,00
D	COSTO MARGINALE UNITARIO					€ 0,00

COSTO DIRETTO (A+B+C+D)

€ 8.795,20

Spese generali (15%)

€ 1.319,28

COSTO DIRETTO + SPESE

€ 10.114,48

Utile d'impresa (10%)

€ 1.011,45

TOTALE PREZZO al netto degli oneri di sicurezza

€ 11.125,93

Incidenza della sicurezza

€ 190,25

PREZZO DI APPLICAZIONE

€ 11.316,18

* Costi da rilevamento del provveditorato interregionale OO.PP del 2016 aggiornato con adeguamento Istat a Giugno 2019

* Costi ricavati da Elenco Prezzi Regione Puglia 2019 con riferimento alla voce di prezzo

IMPIANTO LATIANO -MESAGNE opz.2 (110,52MWp)

ANALISI PREZZO

DESCRIZIONE NUOVO PREZZO: NP 002

UM.: a corpo

Rimozione e conferimento piante di mitigazione.

NUMERO	CATEG.	DESCRIZIONE	U.M	QUAN.TA'	PREZ.UNIT	TOTALE
	Mano d'opera	Operaio qualificato	h	0	€ 26,41	€ 0,00
	Mano d'opera	Operaio specializzato	h	40	€ 28,46	€ 1.138,40
	Mano d'opera	Operaio generico	h	40	€ 23,80	€ 952,00
A	COSTO MARGINALE UNITARIO					€ 2.090,40
	Materiali		m2		€ 0,00	€ 0,00
B	COSTO MARGINALE UNITARIO					€ 0,00

NUMERO	CATEG.	DESCRIZIONE	U.M	QUAN.TA'	PREZ.UNIT	TOTALE
		Escavatore gommato 15000Kg	h	80	€ 39,66	€ 3.172,80
	Noleggi	Autocarro con gru 10t	h	80	€ 57,68	€ 4.614,40
C	COSTO MARGINALE UNITARIO					€ 4.614,40

NUMERO	CATEG.	DESCRIZIONE	U.M	QUAN.TA'	PREZ.UNIT	TOTALE
	Trasporti		q.le/KM	0		€ 0,00
D	COSTO MARGINALE UNITARIO					€ 0,00

COSTO DIRETTO (A+B+C+D)

Spese generali (15%)

€ 6.704,80

€ 1.005,72

COSTO DIRETTO + SPESE

Utile d'impresa (10%)

€ 7.710,52

€ 771,05

TOTALE PREZZO al netto degli oneri di sicurezza

Incidenza della sicurezza

€ 8.481,57

€ 145,03

PREZZO DI APPLICAZIONE

€ 8.626,61

* Costi da rilevamento del provveditorato interregionale OO.PP del 2016 aggiornato con adeguamento Istat a Giugno 2019

* Costi ricavati da Elenco Prezzi Regione Puglia 2019 con riferimento alla voce di prezzo

IMPIANTO LATIANO -MESAGNE opz.2 (110,52MWp)

ANALISI PREZZO

DESCRIZIONE NUOVO PREZZO:

NP 003

UM.: cad

Rimozione dei locali tecnici in c.a. prefabbricato diviso in locali utenza, Enel e misura e trasporto presso deposito per la rigenerazione degli stessi e la successiva rimessa in opera presso altro sito. Sono compresi tutti gli oneri necessari per il carico e trasporto presso ditta autorizzata.

NUMERO	CATEG.	DESCRIZIONE	U.M	QUAN.TA'	PREZ.UNIT	TOTALE
	Mano d'opera	Operaio qualificato	h	0	€ 26,41	€ 0,00
	Mano d'opera	Operaio specializzato	h	8	€ 28,46	€ 227,68
	Mano d'opera	Operaio generico	h	0	€ 23,80	€ 0,00
A	COSTO MARGINALE UNITARIO					€ 227,68
	Materiali		mq	0		€ 0,00
B	COSTO MARGINALE UNITARIO					€ 0,00

NUMERO	CATEG.	DESCRIZIONE	U.M	QUAN.TA'	PREZ.UNIT	TOTALE
	Noleggi	N 01.12a - Auto Gru a caldo	h	8	€ 57,68	€ 461,44
C	COSTO MARGINALE UNITARIO					€ 461,44

NUMERO	CATEG.	DESCRIZIONE	U.M	QUAN.TA'	PREZ.UNIT	TOTALE
	Trasporti		q.l.e/KM	0	€ 0,00	€ 0,00
D	COSTO MARGINALE UNITARIO					€ 0,00

COSTO DIRETTO (A+B+C+D)

€ 689,12

Spese generali (15%)

€ 103,37

COSTO DIRETTO + SPESE

€ 792,49

Utile d'impresa (10%)

€ 79,25

TOTALE PREZZO al netto degli oneri di sicurezza

€ 871,74

Incidenza della sicurezza

€ 14,91

PREZZO DI APPLICAZIONE

€ 886,64

* Costi da rilevamento del provveditorato interregionale OO.PP del 2016 aggiornato con adeguamento Istat a Giugno 2019

* Costi ricavati da Elenco Prezzi Regione Puglia 2019 con riferimento alla voce di prezzo

IMPIANTO LATIANO -MESAGNE opz.2 (110,52MWp)

ANALISI PREZZO

DESCRIZIONE NUOVO PREZZO:

NP 004

UM.: m2

DEMOLIZIONE RECINZIONE METALLICA

demolizione di recinzione costituita da rete metallica zincata o plastificata di qualsiasi dimensione, compresi i sostegni e cancelli di qualsiasi natura, consistente e dimensioni, compreso l'eventuale recupero di materiale riutilizzabile e l'allontanamento del materiale di risulta in pubblica discarica autorizzata compresa indennità ed ogni altro onere e modalità di esecuzione per dare il lavoro compiuto a regola d'arte.

NUMERO	CATEG.	DESCRIZIONE	U.M	QUAN.TA'	PREZ.UNIT	TOTALE
	Mano d'opera	Operaio qualificato	h	0,08	€ 26,41	€ 2,11
	Mano d'opera	Operaio specializzato	h	0	€ 28,46	€ 0,00
	Mano d'opera	Operaio generico	h	0	€ 23,80	€ 0,00
A	COSTO MARGINALE UNITARIO					€ 2,11
	Materiali		mq	0		€ 0,00
B	COSTO MARGINALE UNITARIO					€ 0,00

NUMERO	CATEG.	DESCRIZIONE	U.M	QUAN.TA'	PREZ.UNIT	TOTALE
	Noleggi	Autocarro	h	0,08	€ 57,68	€ 4,61
C	COSTO MARGINALE UNITARIO					€ 4,61

NUMERO	CATEG.	DESCRIZIONE	U.M	QUAN.TA'	PREZ.UNIT	TOTALE
	Trasporti		q.le/KM	0	€ 0,00	€ 0,00
D	COSTO MARGINALE UNITARIO					€ 0,00

COSTO DIRETTO (A+B+C+D)

€ 6,73

Spese generali (15%)

€ 1,01

COSTO DIRETTO + SPESE

€ 7,74

Utile d'impresa (10%)

€ 0,77

TOTALE PREZZO al netto degli oneri di sicurezza

€ 8,51

Incidenza della sicurezza

€ 0,15

PREZZO DI APPLICAZIONE

€ 8,66

* Costi da rilevamento del provveditorato interregionale OO.PP del 2016 aggiornato con adeguamento Istat a Giugno 2019

* Costi ricavati da Elenco Prezzi Regione Puglia 2019 con riferimento alla voce di prezzo

IMPIANTO LATIANO -MESAGNE opz.2 (110,52MWp)

ANALISI PREZZO

DESCRIZIONE NUOVO PREZZO:

NP 005

UM.: cad

Rimozione pali in acciaio per illuminazione/videosorveglianza, di qualsiasi altezza e misura, compreso armatura, scollegamento alla dorsale di alimentazione, rimozione del palo eseguita con qualsiasi mezzo (castello mobile e/o autocastello) e di ausilio di Autogrù, demolizione del blocco di fondazione e reinterro scavo e l'avvicinamento al luogo di deposito provvisorio indicato dalle D.L. in attesa di essere trasportati in discarica.

NUMERO	CATEG.	DESCRIZIONE	U.M	QUAN.TA'	PREZ.UNIT	TOTALE
	Mano d'opera	Operaio qualificato	h	0,5	€ 26,41	€ 13,21
	Mano d'opera	Operaio specializzato	h	1	€ 28,46	€ 28,46
	Mano d'opera	Operaio generico	h	0,5	€ 23,80	€ 11,90
A	COSTO MARGINALE UNITARIO					€ 53,57
	Materiali		mq	0		€ 0,00
B	COSTO MARGINALE UNITARIO					€ 0,00

NUMERO	CATEG.	DESCRIZIONE	U.M	QUAN.TA'	PREZ.UNIT	TOTALE
	Noleggi	N 01.12a - Auto Gru a caldo	h	8	€ 57,68	€ 461,44
C	COSTO MARGINALE UNITARIO					€ 461,44

NUMERO	CATEG.	DESCRIZIONE	U.M	QUAN.TA'	PREZ.UNIT	TOTALE
	Trasporti		q.le/KM	0	€ 0,00	€ 0,00
D	COSTO MARGINALE UNITARIO					€ 0,00

COSTO DIRETTO (A+B+C+D)

Spese generali (15%)

€ 515,01

€ 77,25

COSTO DIRETTO + SPESE

Utile d'impresa (10%)

€ 592,26

€ 59,23

TOTALE PREZZO al netto degli oneri di sicurezza

Incidenza della sicurezza

€ 651,48

€ 11,14

PREZZO DI APPLICAZIONE

€ 662,62

* Costi da rilevamento del provveditorato interregionale OO.PP del 2016 aggiornato con adeguamento Istat a Giugno 2019

* Costi ricavati da Elenco Prezzi Regione Puglia 2019 con riferimento alla voce di prezzo

QUADRO ECONOMICO GENERALE DI DISMISSIONE

Ital Green Energy Latiano Mesagne Srl

Via Baione, 200 - 70043 Monopoli (BA)

tel. + 39 080/9302032 e 0874/67618

P.Iva e C.F. 08253640729

**DISMISSIONE IMPIANTO LATIANO-MESAGNE 110.52 MWp (Opz. 2)
QUADRO ECONOMICO GENERALE DI DISMISSIONE**

"Valore complessivo dell'opera"

DESCRIZIONE	IMPORTI IN €	IVA %	TOTALE € (IVA compresa)
A) COSTO DEI LAVORI			
A.1.1) Lavori previsti a misura	8.251.748,59 €	10%	9.076.923,45 €
A.1.2) Lavori previsti a corpo	225.589,47 €	10%	248.148,42 €
A.1.3) LAVORI TOTALI prezziario Regione Puglia 2019) (da	8.477.338,06 €	10%	9.325.071,87 €
A.2) la sicurezza e direzione lavori	100.000,00 €	22%	122.000,00 €
A.4) per Studio di Impatto Ambientale, Studio Preliminare Ambientale, Progetto di Monitoraggio Ambientale e Oneri di sviluppo: oneri istruttori, addizionale per connessione MT, oneri istruttori AUA nuovo impianto.	0,00 €	22%	0,00 €
A.5) opere di connessione	0,00 €	22%	0,00 €
TOTALE A	8.577.338,06 €	22%	9.447.071,87 €

6 TEMPI E MODALITA' DI REALIZZAZIONE DELL'INTERVENTO

In merito ai tempi di realizzazione, sulla base delle esperienze maturate nell'installazione di impianti di dimensioni simili sia per potenzialità che per caratteristiche delle opere da realizzare, è ragionevole ipotizzare che:

- il montaggio della struttura sarà eseguito mediante l'ausilio di mezzi sollevatori ed impiegherà un periodo di circa 120 giorni solari;
- l'impianto inteso come posizionamento di moduli, posa in opera di pozzetti e canalizzazioni, realizzazione di allacciamenti e collegamento al cavidotto sarà realizzato in un tempo variabile tra 80 e 120 giorni naturali e consecutivi;
- i locali tecnici (locali inverter, locale quadri, locali misure e locale ente distributore) saranno di tipo prefabbricato e verranno posizionati in loco ed eseguiti gli allacciamenti in 15 giorni, compreso la predisposizione dell'area di installazione;
- l'allacciamento alla rete TERNA richiederà un tempo variabile in considerazione della soluzione tecnica definita dal Gestore;
- le varie operazioni di collaudo potranno essere espletate in 5 giorni.

In considerazione del tipo di intervento e del fatto che alcune lavorazioni possono ragionevolmente sovrapporsi, si stima una durata presunta dei lavori variabile tra 200 e 230 giorni solari.

7 FATTORI D'IMPATTO E MODALITA' DI GESTIONE E RIDUZIONE

Di seguito si riportano sinteticamente i possibili impatti generati dall'impianto.

All'interno del quadro di riferimento ambientale, tali aspetti verranno ripresi e trattati più approfonditamente.

I possibili impatti di un impianto fotovoltaico si suddividono in:

- impatti in fase di costruzione;
- impatti in fase di esercizio;
- impatti visivo sulle componenti del paesaggio;
- fenomeno di abbagliamento;
- variazione del campo termico;
- occupazione del suolo;
- impatti in fase di dismissione dell'impianto.

7.1 Impatti in fase di cantiere

In fase di cantiere i possibili impatti sono collegati all'utilizzo di mezzi meccanici d'opera e di trasporto, alla produzione di rumore e vibrazioni. La fase di cantiere è comunque limitata nel tempo.

Accorgimenti adottati:

Per quanto riguarda l'eventuale rumore prodotto dall'attività di cantiere, in considerazione della classificazione acustica dell'area verranno adottati degli accorgimenti circa gli orari di svolgimento delle attività rumorose, la loro distribuzione lungo il periodo di installazione dell'impianto e la non sovrapposizione di attività rumorose in prossimità delle proprietà limitrofe in cui possano essere individuati possibili ricettori.

Un contributo alla mitigazione della percezione della rumorosità connessa con le fasi di installazione dell'impianto è legato alla presenza della adiacente strada comunale.

Eventuali rifiuti generati, saranno opportunamente separati a seconda della classe, come previsto dalla normativa e debitamente riciclati o inviati a impianti di smaltimento autorizzati.

7.2 Impatti in fase di esercizio

In fase di esercizio l'impianto fotovoltaico non genera emissioni di alcun tipo. Gli unici impatti relativi a tale fase sono:

- l'occupazione del suolo;
- le emissioni elettromagnetiche;
- il disturbo acustico.

Accorgimenti adottati:

Per quanto riguarda l'occupazione del suolo, tale impatto è computato come "Costo Ambientale" ma non avrà l'effetto di una "perdita di Habitat". In ogni caso questa occupazione avrà una durata di circa 20 anni dopo i quali il sito potrà tornare alle originali condizioni. Infatti, in tale periodo temporale si creerà una situazione di "rigenerazione naturale del suolo" con contestuale ripresa del microhabitat naturale a livello podologico (humus, strato vegetale).

Il campo elettromagnetico generato rientra tra i campi a bassa frequenza (ELF) generati da impianti con frequenza di esercizio pari a 50 Hz. Il campo elettrico dipende dalla tensione e ha un'intensità tanto più alta quanto più aumenta la tensione di esercizio della linea (dai 400 Volt c.c e 30 kV c.a. rispettivamente per l'impianto ed il collegamento alla linea elettrica). Il campo magnetico dipende invece dalla corrente che scorre lungo i fili conduttori delle linee ed aumenta tanto più è alta l'intensità di corrente sulla linea. Per effetto dell'interramento dei conduttori si ha una sensibile riduzione dei contributi dei campi che nelle aree circostanti l'impianto, già al ciglio della sede stradale o oltre il confine della proprietà, avranno valori estremamente bassi se non trascurabili.

Il disturbo acustico imputabile all'esercizio dell'impianto è prodotto in particolare dagli inverter cc/dc dislocati

all'interno del campo fotovoltaico.

In relazione al disturbo acustico occorre rilevare che l'impianto in oggetto ricade in zona Agricola.

7.3 Impatto visivo sulle componenti del paesaggio

Particolare importanza è stata data a questo tipo di impatto, anche nella scelta di aree non particolarmente esposte dal punto di vista percettivo rispetto al territorio circostante.

Si è prestata attenzione ai punti di vista da autostrade, strade statali, strade di tipo panoramico, belvedere e luoghi di particolare interesse Pubblico.

7.4 Fenomeno dell'abbagliamento

Questo tipo di fenomeno è stato riscontrato esclusivamente per le superfici fotovoltaiche "a specchio" montate sulle architetture verticali degli edifici. Vista l'inclinazione contenuta (pari a circa il 30°), si considera ininfluenza un fenomeno di abbagliamento per gli impianti posizionati su suolo nudo. Inoltre, i nuovi sviluppi tecnologici per la produzione delle celle fotovoltaiche, fanno sì che, aumentando il coefficiente di efficienza delle stesse, diminuisca ulteriormente la quantità di luce riflessa (riflettanza superficiale caratteristica del pannello), e conseguentemente la probabilità di abbagliamento.

7.5 Variazione del campo termico

Ogni pannello fotovoltaico genera nel suo intorno un campo termico che può comportare la variazione delle temperature della superficie sottostante i pannelli ed il riscaldamento dell'aria, se non è garantita una sufficiente circolazione della stessa al di sotto dei pannelli. Date le altezze previste dalla superficie minimo cm 10, tale circolazione è garantita per semplice aerazione naturale e quindi la variazione della temperatura è prevenuta.

7.6 Impatti in fase di smantellamento

Gli impatti della fase di dismissione dell'impianto sono relativi alla produzione di rifiuti essenzialmente dovuti a:

- Dismissione dei pannelli fotovoltaici di silicio monocristallino o policristallino;
- Dismissione dei telai in alluminio (supporto dei pannelli) e plinti di fondazione;
- Dismissione di eventuali cavidotti ed altri materiali elettrici (compresa la cabina di trasformazione BT/MT in prefabbricato).

Accorgimenti adottati

In fase di dismissione degli impianti fotovoltaici, le varie parti dell'impianto dovranno essere separate in modo da poter riciclare il maggior quantitativo possibile dei singoli elementi, quali alluminio e silicio, presso ditte che si occupano di riciclaggio e produzione di tali elementi; i restanti rifiuti dovranno essere smaltiti come previsto dalla normativa vigente.

8 Ricadute occupazionali

Le fonti di energia rinnovabile (FER) hanno avuto un rapido sviluppo nella maggior parte dei Paesi europei perchè sostenute da politiche nazionali e comunitarie intente a favorire la diffusione di tecnologie pulite per la produzione di energia elettrica e termica, nonchè, obiettivo importante, ridurre le emissioni di CO2 come importante risposta alla tutela dell'ambiente.

Grazie anche alla disponibilità di fonti rinnovabili, quali sole e vento, l'Italia (insieme a Germania e Spagna) è stata tra i Paesi che più hanno investito nel suddetto settore, portandolo tra i primi produttori di energia elettrica da FER, in particolare grazie agli impianti fotovoltaici.

In tale contesto la Puglia, favorita da condizioni climatiche più favorevoli rispetto ad altre regioni, è considerata terreno fertile per la cosiddetta Green Economy. Gli impianti pugliesi alimentati da fonte rinnovabile sono al momento in termini assoluti i più produttivi d'Italia. La Puglia è considerata infatti leader a livello nazionale nella produzione di elettricità da fotovoltaico i cui investimenti hanno generato non solo importanti benefici economici, ma anche considerevoli ricadute occupazionali. Secondo le ultime stime del GSE connesse alla diffusione delle fonti rinnovabili, il fotovoltaico è quello che genera le maggiori ricadute occupazionali (si stima circa 1 addetto per gestione ogni MW installato) dal momento che il primato dell'energia solare è dovuto all'elevata capacità installata sul territorio nazionale, in particolare pugliese, con conseguenti risvolti positivi circa l'incremento di altre attività, come quelle manifatturiere. Tale primato ha prodotto un consistente numero occupazionale non solo nelle fasi di costruzione e dismissione degli impianti ma soprattutto nella loro fase di gestione/manutenzione coinvolgendo varie professionalità tecniche nonchè maestranze e imprese locali realizzatrici del progetto fotovoltaico.