



REGIONE PUGLIA



MINISTERO DELLA
TRANSIZIONE
ECOLOGICA



CITTÀ DI
FRANCAVILLA FONTANA

COSTRUZIONE ED ESERCIZIO DI UN IMPIANTO AGROVOLTAICO DI PRODUZIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA AVENTE POTENZA INSTALLATA PARI A 61,954 MW_p E POTENZA IN IMMISSIONE PARI A 50 MW_p CON RELATIVO COLLEGAMENTO ALLA RETE ELETTRICA – IMPIANTO DENOMINATO “MARANGIOSA” UBICATO IN AGRO DEL COMUNE DI FRANCAVILLA FONTANA AL N.C.E.U.

Foglio 7, part.ile 10 – 11 – 12 – 13 – 14 – 15 – 16 – 18 – 19 – 20 – 21 -

Foglio 23, part.ile 3 – 4 – 5

Foglio 24, part.ile 2 – 3 - 4 – 5 – 6 – 8 – 9 – 10

Foglio 42, part.ile 1 - 4

COMMITTENTE

LUMINORA MARANGIOSA S.r.l.
Via Tevere,41
00187 - Roma (RO)



PROGETTAZIONE



Ing. Emanuele
Verdoscia
Via Villafranca n.42
73041
Carmiano (LE)

Elaborato

Relazione Tecnica

Tecnico

Ing. Emanuele Verdoscia

Dott. Francesco Antonucci



CODE

LM.REL.06

PAGE

2 di/of 79

Sommario

1. Premessa	6
1.1 Valenza dell'iniziativa	6
1.2 Attenzione per l'ambiente	6
1.2.1 Risparmio sul combustibile	6
2. Normativa di riferimento	7
3. Sito di installazione	7
3.1 Disponibilità di spazi sui quali installare l'impianto fotovoltaico	7
3.2 Descrizione delle opere da realizzare	8
3.3 Disponibilità della fonte solare	11
3.4 Diagramma delle perdite	12
4. Analisi delle ricadute sociali	13
4.1 Analisi delle ricadute socio-occupazionali	13
4.2 Fase di installazione dell'impianto	13
4.3 Fase di servizio dell'impianto	14
5. Procedure di calcolo	14
5.2 Criteri generale di progetto	14
5.3 Criterio di stima dell'energia prodotta	15
6. Dimensionamento dell'impianto	16
6.1 Impianto MARANGIOSA	16
6.1 Sezioni	18
6.2 Energia prodotta	19
6.3 Layout impianto	20
6.4 Tipologia moduli	25
6.5 Tipologia inverter	27
6.6 Tipologia trasformatore	28
6.7 Quadro di media tensione	29
6.8 Cabina di campo	32
6.9 CABINA PRIMARIA DI TRASFORMAZIONE E CONSEGNA	33
6.10 STAZIONE DI TRASFORMAZIONE E CONSEGNA AT/MT	33
6.11 IMPIANTO ILLUMINAZIONE E VIDEOSORVEGLIANZA	35
6.12 SMALTIMENTO ACQUE METEORICHE E FOGNARIE	38
Normativa di riferimento	38

		<i>CODE</i> LM.REL.06
		<i>PAGE</i> 3 di/of 79

Acque nere.....	38
Acque bianche	38
Acque di dilavamento dei piazzali	39
6.13 DIMENSIONAMENTO PRELIMINARE SMALTIMENTO ACQUE CHIARE E NERE	41
6.14 DIMENSIONAMENTO PRELIMINARE SMALTIMENTO ACQUE METEORICHE	44
7. Piano di dismissione	46
7.1 Fasi di dismissione	46
7.2 Riciclo e Rifiuti	47
7.3 Pannelli FV	47
7.4 Strutture di sostegno	47
7.5 Impianto elettrico.....	48
7.6 Normativa sui rifiuti	48
8. Opere di ripristino.....	50
8.1 Interventi necessari al ripristino vegetazionale.....	50
8.2 Trattamento dei suoli.....	52
8.3 Semina	52
8.4 Piantagioni di arbusti.....	53
8.5 Criteri di scelta delle specie.....	53
8.6 Metodiche di intervento.....	54
8.7 Manutenzione	55
9. Normativa	56
· Leggi e decreti	56
· Norme Tecniche	58
· Delibere AEEG.....	61
· Agenzia delle Entrate.....	66
· Agenzia del Territorio	67
· GSE.....	67
· Terna.....	68
b) Definizioni.....	69
· Definizioni - Rete Elettrica.....	69
· Definizioni - Impianto Fotovoltaico	69

		<i>CODE</i>
		LM.REL.06
		<i>PAGE</i>
		4 di/of 79

TABELLE

Tabella 1: Rispetto di combustibile TEP	6
---	---

FIGURE

Fig. 1: Layout impianto su CTR	8
Fig. 2: Scheda Inverter	19
Fig. 3: Energia mensile prodotta dall'impianto.....	20
Fig. 4: Layout impianto su PPTR	21
Fig. 5: Particolare tracker	22
Fig. 6: Particolare tracker 2.....	22
Fig. 7: Cabine di trasformazione	24
Fig. 8: Scheda tecnica inverter station	25
Fig. 9: Dimensione moduli FV	26
Fig. 10: Scheda tecnica moduli FV	26
Fig. 11: Scheda tecnica inverter station	27
Fig. 12: Trasformatore trifase in resina	28
Fig. 13: Particolare trasformatore 2	29
Fig. 14: Quadro di media tensione	29
Fig. 15: Schema quadri media tensione 2	31
Fig. 16: Cabina di campo.....	32
Fig. 17: Impianto di illuminazione e videosorveglianza.....	35
Fig. 18: Impianto videosorveglianza	36
Fig. 19: Impianto trattamento acque bianche.....	40
Fig. 20: Vasca Ihmoff	41
Fig. 21: Schema fitodepurazione	42
Fig. 22: Riempimento secondo regolamento	42
Fig. 23: Sistema trattamento acque di prima pioggia	44



CODE

LM.REL.06

PAGE

5 di/of 79

DATI GENERALI**UBICAZIONE IMPIANTO**

Identificativo dell'impianto **MARANGIOSA**
Indirizzo Francavilla Fontana – località
Contrada Marangiosa
CAP - Comune 72021 Francavilla Fontana (BR)

COMMITTENTE

Ragione Sociale **LUMINORA MARANGIOSA**
Codice Fiscale 16074211000
Indirizzo Via Tevere,41
CAP - Comune 00187, Roma (RO)
Telefono +39 320 8209454
E-mail alfredo.spinelli@powertis.com

TECNICO

Ragione Sociale EVER srl
Nome Cognome Emanuele Verdoscia
Qualifica Ingegnere
Codice Fiscale VRDMNL77T03B506V
P. IVA 04754360750
Albo Ingegneri (LE)
N° Iscrizione 2825
Indirizzo Via Lecce 65
CAP - Comune 73041 CARMIANO (LE)
Telefono 389854983
Fax 0832606542
E-mail everdoscia@everingegneria.it

		CODE
		LM.REL.06
		PAGE
		6 di/of 79

1. Premessa

1.1 Valenza dell'iniziativa

Con la realizzazione dell'impianto, denominato "MARANGIOSA", si intende conseguire un significativo risparmio energetico per la struttura servita, 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.

1.2 Attenzione per l'ambiente

Il progetto contribuisce ai suddetti obiettivi dato che (considerando l'energia stimata dai dati di letteratura) produzione del primo anno, 112.764,9 MWh e la perdita di efficienza annuale, 0.90 %, le considerazioni successive valgono per il tempo di vita dell'impianto pari a 20 anni, si può ottenere una produzione di energia totale a partire da fonte rinnovabile di 1804238,4 MWh

1.2.1 Risparmio sul combustibile

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

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

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	21.087,03
TEP risparmiate in 20 anni	421.740,72

Tabella 1: Risparmio di combustibile TEP

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

		CODE
		LM.REL.06
		PAGE
		7 di/of 79

2. 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).

3. Sito di installazione

Il dimensionamento energetico dell'impianto agrovoltaiico connesso alla rete del distributore è stato effettuato tenendo conto, oltre che della disponibilità economica, di:

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

3.1 Disponibilità di spazi sui quali installare l'impianto agrovoltaiico

Il Comune di Francavilla Fontana ha in vigore dal 1970 come strumenti di urbanistica generale un Regolamento Edilizio e annesso Programma di Fabbricazione e il Piano di Zona per l'acquisizione delle aree fabbricabili relative all'edilizia economica e popolare, riapprovati con Decreto del Presidente della Giunta Regionale n. 1941 del 02/11/1979. Dalla planimetria del territorio comunale del Programma di Fabbricazione si evince che l'area di studio e il suo intorno si collocano nella Zona Rurale, classificata, con successiva Variante del Programma di Fabbricazione del C.C. n. 33 del 09/04/1974 e N. 150 del 11/07/1974 con destinazione d'uso E2 – Verde agricolo, dedicata prevalentemente a coltivazioni agricole e allevamenti zootecnici.

La descrizione del sito in cui verrà installato l'impianto agrovoltaiico, è la seguente:

		CODE
		LM.REL.06
		PAGE
		8 di/of 79

DATI CATASTALI:

Foglio 7, part.lla 10 – 11 – 12 – 13 – 14 – 15 – 16 – 18 – 19 – 20 – 21 - 22

Foglio 23, part.lla 3 – 4 – 5

Foglio 24, part.lla 4 – 5 – 6 – 8 – 9 – 10

Foglio 42, part.lla 1 - 4

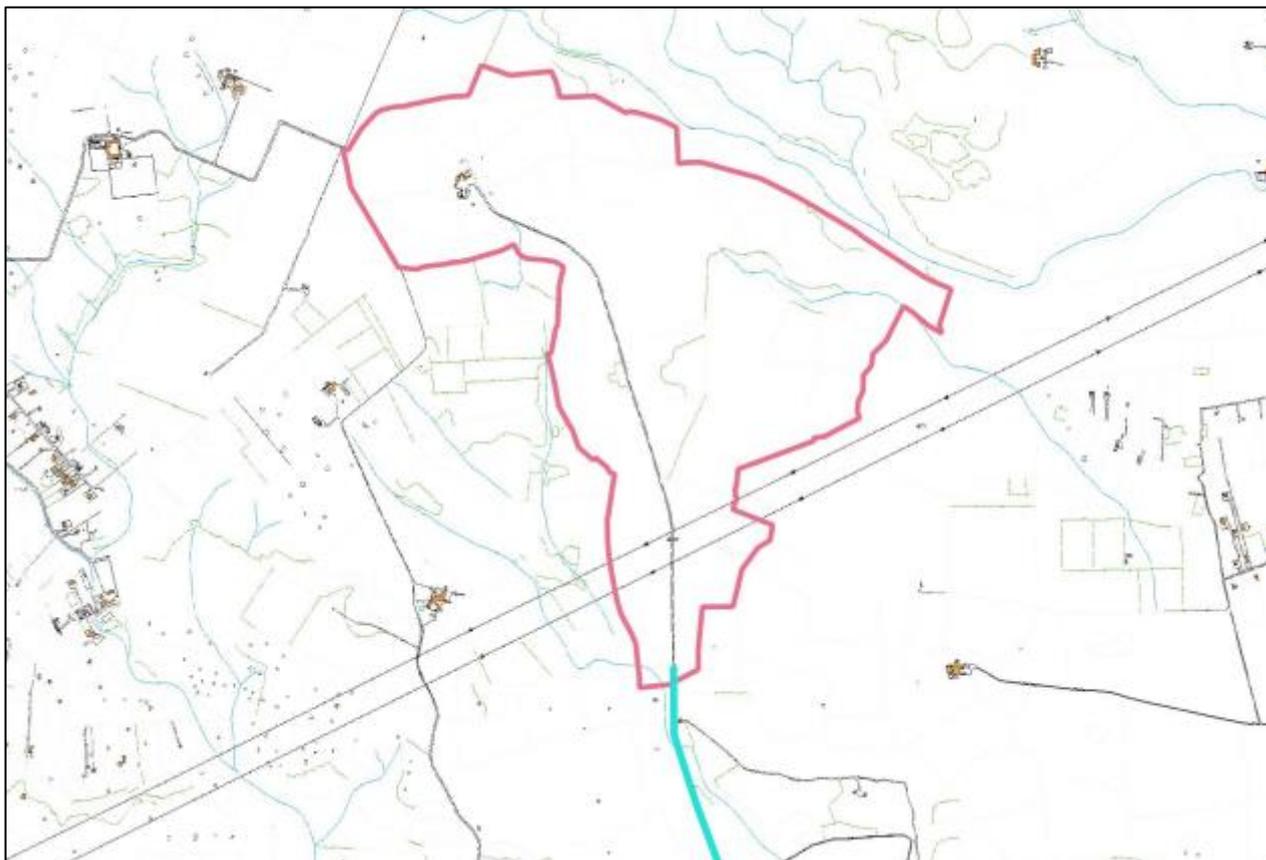


Fig. 1: Layout impianto su CTR

3.2 Descrizione delle opere da realizzare

Le opere in progetto prevedono la realizzazione di un parco agrovoltaico da realizzare su un terreno agricolo di 159 ha circa. È prevista un'attività di regolarizzazione superficiale del terreno per la realizzazione della viabilità interna. Non vi sono quindi movimenti di terra in quanto trattasi di regolarizzazione superficiale compensativa. È evidente che in caso di situazioni climatiche

		CODE
		LM.REL.06
		PAGE
		9 di/of 79

sfavorevoli (pioggia e vento) l'attività non viene svolta. Inoltre, per l'installazione dei pannelli non è previsto scavo in quanto i pannelli saranno fissati su strutture leggere zincate che saranno semplicemente infisse nel terreno. Saranno realizzate solo semplici basi di appoggio in c.a. delle strutture prefabbricate delle cabine, le quali potranno essere del tipo interrato, il che vorrebbe significare la lavorazione di scavo per la realizzazione del basamento interrato.

I materiali di scavo saranno riutilizzati per i livellamenti.

Inoltre, saranno realizzate le seguenti opere civili:

TIPOLOGIA	MATERIALE	DIMENSIONI	UBICAZIONE
CABINA DI TRASFORMAZIONE MT/BT	CLS	8.75 x 2.40 x 3.23	IMPIANTO
RECINZIONE	METALLO		IMPIANTO
CABINA DI CONSEGNA E SERVIZI	CLS	15.00 x 2.50 x 2.60	IMPIANTO
CABINA DI RACCOLTA	CLS	22.50 X 2.50 X 2.60	IMPIANTO
CABINA DI CAMPO	CLS	8.80 X 5.2 X 2.10	IMPIANTO

L'impianto, denominato "MARANGIOSA", è di tipo grid-connected, la tipologia di allaccio è: trifase in media tensione multisezione. Ha una potenza totale pari a 61,954 Mwp e una produzione di energia annua pari a 112.764,9 MWh, derivante da 93870 moduli, che occupano una superficie di 301715 mq

L'impianto agrovoltaico prevede i seguenti elementi:

- Numero totale di Strutture FV: 1486 (2X30), 157 (2X15)
- Numero totale di moduli: 93870 Vertex backsheet monocristalline module trina solar 660 Wp
- N. 7 Inverter station con potenza di 7172 kVA al cui interno saranno installati:
- Quadro di bassa tensione e servizi ausiliari
- Quadro di Media Tensione
- Trasformatore BT/MT in bagno d'olio 0,69/30 kV
- Le cabine saranno collegate ad anello in entra-esci.
- cabina elettrica in cui saranno installati i quadri di MT ICS di arrivo linea e partenza della linea di connessione.
- viabilità interna al parco per le operazioni di costruzione e manutenzione dell'impianto e per il passaggio dei cavidotti interrati in MT;
- aree di stoccaggio materiali posizionate in diversi punti del parco, le cui caratteristiche (dimensioni, localizzazione, accessi, etc.) verranno decise in fase di progettazione esecutiva;
- cavidotto interrato in MT (20 kV) di collegamento tra le cabine di campo e la cabina di

		<p><i>CODE</i> LM.REL.06</p> <hr/> <p><i>PAGE</i> 10 di/of 79</p>
---	---	---

smistamento;

- rete telematica di monitoraggio interna per il controllo dell'impianto mediante trasmissione dati via modem o tramite comune linea telefonica;
- recinzione metallica.



CODE

LM.REL.06

PAGE

11 di/of 79

3.3 Disponibilità della fonte solare



Project: marangiosa

Variant: Nuova variante di simulazione MARANGIOSA

PVsyst V7.2.6

VC0, Simulation date:
08/06/22 15:57
with v7.2.6

Main results

System Production

Produced Energy

125388 MWh/year

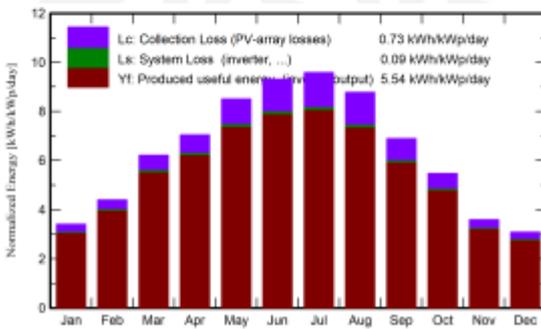
Specific production

2024 kWh/kWp/year

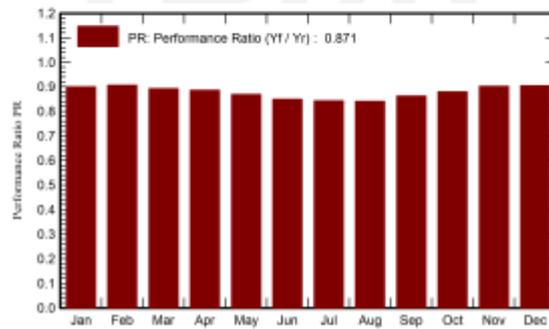
Performance Ratio PR

87.06 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR ratio
January	53.6	27.59	8.64	105.6	105.0	5999	5895	0.901
February	70.5	35.85	9.27	123.1	122.3	7037	6917	0.907
March	122.0	55.12	12.25	192.8	191.6	10843	10663	0.893
April	151.1	73.92	15.31	211.4	209.8	11798	11606	0.886
May	193.4	82.64	20.10	263.7	262.0	14436	14208	0.870
June	206.1	77.93	24.84	279.4	277.9	14941	14712	0.850
July	211.5	77.44	27.97	297.3	295.7	15771	15537	0.844
August	188.0	67.94	27.75	272.0	270.6	14398	14182	0.841
September	135.3	61.29	22.50	206.8	205.5	11226	11051	0.862
October	98.3	46.27	18.67	169.6	168.5	9399	9248	0.880
November	57.6	32.13	14.15	107.6	106.9	6122	6018	0.903
December	46.1	24.04	10.07	95.5	95.0	5448	5352	0.904
Year	1533.4	662.15	17.68	2324.8	2310.8	127418	125388	0.871

Legends

GlobHor Global horizontal irradiation

DiffHor Horizontal diffuse irradiation

T_Amb Ambient Temperature

GlobInc Global incident in coll. plane

GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings

EArray Effective energy at the output of the array

E_Grid Energy injected into grid

PR Performance Ratio

3.4 Diagramma delle perdite



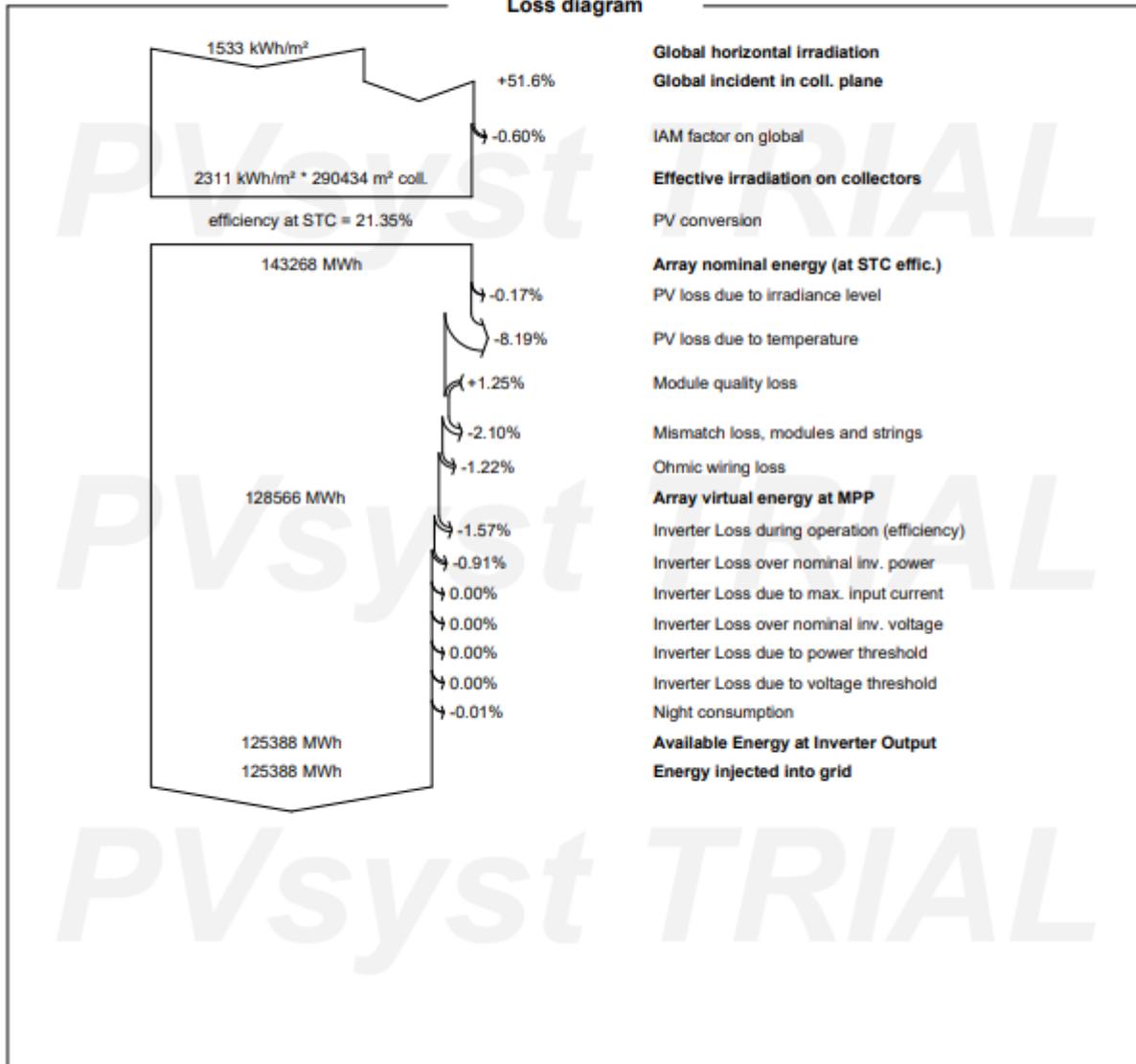
Project: marangiosa

Variant: Nuova variante di simulazione MARANGIOSA

PVsyst V7.2.6

VC0, Simulation date:
08/06/22 15:57
with v7.2.6

Loss diagram



		<i>CODE</i>
		LM.REL.06
		<i>PAGE</i>
		13 di/of 79

4. Analisi delle ricadute sociali

4.1 Analisi delle ricadute socio-occupazionali

Gli effetti per quanto riguarda l'ambito socioeconomico sono positivi, in considerazione del fatto che saranno valorizzate maestranze e imprese locali per appalti nelle zone interessate dal progetto, tanto nella fase di costruzione quanto nelle operazioni di gestione e manutenzione.

4.2 Fase di installazione dell'impianto

Le lavorazioni che si prevedono per la realizzazione dell'impianto sono le seguenti:

- Rilevazioni topografiche
- Movimentazione di terra
- Montaggio di strutture metalliche in acciaio e lega leggera
- Posa in opera di pannelli fotovoltaici
- Realizzazione di cavidotti e pozzetti
- Conessioni elettriche
- Realizzazione di edifici in cls prefabbricato e muratura
- Realizzazione di cabine elettriche
- Realizzazioni di strade bianche e asfaltate
- Sistemazione delle aree a verde

Pertanto, le professionalità richieste saranno principalmente:

- Operai edili (muratori, carpentieri, addetti a macchine movimento terra)
- Topografi
- Eletttricisti generici e specializzati
- Coordinatori
- Progettisti
- Personale di sorveglianza
- Operai agricoli

Le operazioni di montaggio dell'impianto sono previste durare per circa un 6 mesi solare; pertanto, si prevede l'impiego di personale generico e specializzato di ca. 20 uomini per il suddetto periodo.

		<i>CODE</i>
		LM.REL.06
		<i>PAGE</i>
		14 di/of 79

4.3 Fase di servizio dell'impianto

Successivamente, durante il periodo di normale esercizio dell'impianto, verranno utilizzate maestranze per la manutenzione, la gestione/supervisione dell'impianto, nonché ovviamente per la sorveglianza dello stesso.

Alcune di queste figure professionali saranno impiegate in modo continuativo, come ad esempio il personale di gestione/supervisione tecnica e di sorveglianza.

Altre figure verranno impiegate occasionalmente a chiamata al momento del bisogno, ovvero quando si presenta la necessità di manutenzioni ordinarie o straordinarie dell'impianto.

La tipologia di figure professionali richieste in questa fase sono, oltre ai tecnici della supervisione dell'impianto e al personale di sorveglianza, elettricisti, operai edili, artigiani e operai agricoli/giardinieri per la manutenzione del terreno di pertinenza dell'impianto (taglio dell'erba, sistemazione delle aree a verde ecc.)

5. Procedure di calcolo

5.1 Criteri 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.

Dal punto di vista dell'inserimento architettonico, nel caso di applicazioni su coperture a falda, la scelta dell'orientazione e dell'inclinazione va effettuata tenendo conto che è generalmente opportuno mantenere il piano dei moduli parallelo o addirittura complanare a quello della falda stessa. Ciò in modo da non alterare la sagoma dell'edificio e non aumentare l'azione del vento sui moduli stessi. 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.

		<i>CODE</i>
		LM.REL.06
		<i>PAGE</i>
		15 di/of 79

5.2 Criterio di stima dell'energia prodotta

L'energia generata dipende:

1. dal sito di installazione (latitudine, radiazione solare disponibile, temperatura, riflettanza della superficie antistante i moduli);
2. dall'esposizione dei moduli: angolo di inclinazione (Tilt) e angolo di orientazione (Azimut);
3. da eventuali ombreggiamenti o insudiciamenti del generatore fotovoltaico;
4. dalle caratteristiche dei moduli: potenza nominale, coefficiente di temperatura, perdite per disaccoppiamento o mismatch;
5. 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:

$$\text{Totale perdite [\%]} = [1 - (1 - a - b) \times (1 - c - d) \times (1 - e) \times (1 - f)] + g$$

per i seguenti valori:

1. Perdite per riflessione.
2. Perdite per ombreggiamento.
3. Perdite per mismatching.
4. Perdite per effetto della temperatura.
5. Perdite nei circuiti in continua.
6. Perdite negli inverter.
7. Perdite nei circuiti in alternata.

		<i>CODE</i> LM.REL.06
		<i>PAGE</i> 16 di/of 79

6. Dimensionamento dell'impianto

6.1 Impianto MARANGIOSA

L'impianto, denominato "MARANGIOSA", è di tipo grid-connected, la tipologia di allaccio è: trifase in media tensione multisezione. Ha una potenza totale pari a 61,954 Mwp e una produzione di energia annua pari a 112.764,9 MWh, derivante da 93870 moduli, che occupano una superficie di 301715 mq.

Tale progetto si evidenzia che è in linea con "Linee Guida in materia di Impianti Agrivoltaici" di Giugno 2022 emanate dal MITE. In tal modo si inserisce una tabella che analizza la rispondenza dell'impianto agrovoltaico in esame rispetto ai requisiti delle Linee Guida MITE.

		CODE
		LM.REL.06
		PAGE
		17 di/of 79

DESCRIZIONE		DATI IMPIANTO			CONTROLLO		
REQUISITO A: Il sistema è progettato e realizzato in modo da adottare una configurazione spaziale ed opportune scelte tecnologiche tali da consentire l'integrazione tra attività agricola e produzione elettrica e valorizzare il potenziale produttivo di entrambi i sottosistemi;	A.1) Superficie minima dedicata ad attività agricola/pastorale: è prevista una superficie minima dedicata ad attività agricola e pastorale	S tot	S imp FV	S agricola	S agricola/Stot = 127,5/159=0,8		
		159 ha	30 ha	127,5 ha			
	A.2) LAOR massimo: è previsto un rapporto massimo tra la superficie dei moduli e quella agricola (LAOR ≤ 40 %)	S moduli FV	S agricola		LAOR= Smoduli FV/Sagricola= 30/156=0,19		
		30 ha	156 ha				
REQUISITO B: Il sistema agrovoltico è esercito, nel corso della vita tecnica, in maniera da garantire produzione di energia elettrica e prodotti agricoli e non compromettere la continuità dell'attività agricola e pastorale;	B.1) La continuità dell'attività agricola e pastorale sul terreno oggetto dell'intervento			SI X	NO <input type="checkbox"/>		
	B.2) La producibilità elettrica dell'impianto agrovoltico, rispetto ad un impianto standard e il mantenimento in efficienza della stessa (FV agr ≥ 0,6 * FV standard)	FV agr (Gwh/ha/anno)	FV standard (Gwh/ha/anno)		Fv agri/FV standard=1,39 ≥ 0,6		
0,002024	0,001456						
REQUISITO C: L'impianto agrovoltico adotta soluzioni integrate con moduli elevati da terra, volte ad ottimizzare le prestazioni del sistema agrovoltico in termini sia energetici che agricoli;	Altezza da terra asse orizzontale tracker			TIPO 1	TIPO 2	TIPO 3	
	2,408 m			X	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
REQUISITO D: Il sistema agrovoltico è dotato di un sistema di monitoraggio che consente di verificare l'impatto sulle colture, il risparmio idrico, la produttività agricola per le diverse tipologie di colture e la continuità delle attività delle aziende agricole interessate;	D.1) Il risparmio idrico			SI X	No <input type="checkbox"/>		
	D.2) La continuità dell'attività agricola, ovvero l'impatto sulle colture, la produttività agricola per le diverse tipologie di colture o allevamenti e la continuità delle attività			SI X	No <input type="checkbox"/>		
REQUISITO E: Il sistema agrovoltico è dotato di un sistema di monitoraggio che, oltre a rispettare il requisito D, consente di verificare il recupero della fertilità del suolo, il microclima, la resilienza ai cambiamenti climatici.	E.1) Recupero della fertilità del suolo			SI X	No <input type="checkbox"/>		
	E.2) Il microclima			SI X	No <input type="checkbox"/>		
	E.3) La resilienza ai cambiamenti climatici			SI X	No <input type="checkbox"/>		

		<i>CODE</i> LM.REL.06
		<i>PAGE</i> 18 di/of 79

6.1 Sezioni

L'intero campo agrovoltaiico è diviso in 7 sottocampi, la suddivisione è per inverter station. I sottocampi sono caratterizzati da cabine di campo e trasformazione, queste cabine ospitano i quadri elettrici di comando del campo di riferimento. Le cabine di campo sono posizionate baricentricamente in modo da ottimizzare il consumo di cavi elettrici e le perdite di rete. Le cabine di campo distribuiscono l'energia prodotta, attraverso dei cavi elettrici disposti in tubi corrugati opportunamente posati nel terreno, alla cabina di consegna e smistamento posta a OVEST nei punti più vicino alla connessione con il nuovo elettrodotto da realizzare.

Le 7 inverter station con potenza di 7172 kVA saranno composte all' interno da:

- Quadro di bassa tensione e servizi ausiliari
- Quadro di Media Tensione
- Trasformatore BT/MT in bagno d'olio 0,69/30 kV
- Le cabine saranno collegate ad anello in entra-esci.

		CODE
		LM.REL.06
		PAGE
		19 di/of 79

	1800 MSK	3600 MSK	5400 MSK	7200 MSK
General data				
Number of inverters	1	2	3	4
Max. power @30 °C / 86 °F ⁽¹⁾	1,793 kVA	3,586 kVA	5,379 kVA	7,172 kVA
Operating temperature range	from -20 °C to +50 °C			
Relative humidity (non-condensing)	0 - 100%			
Maximum altitude	3,000 masl (power derating starting at 2,000 masl)			
LV / MV Transformer				
Medium voltage	From 20 kV up to 35 kV, 50-60 Hz			
Cooling system	ONAN			
Minimum PEI (Peak Efficiency Index) ⁽²⁾	99.40%			
Protection degree	IP54			
MV Switchgear				
Medium voltage	24 kV / 36 kV / 40.5 kV			
Rated current	630 A			
Cooling system	Natural air ventilation			
Protection degree	IP54			
Equipment				
LV-AUX Switchgear	Standard version (optional monitoring system)			
LV / MV Transformer	Oil-immersed hermetically sealed transformer			
MV Switchgear	1L1A cells (2L1A optional)			
Mechanical information				
Structure type	Hot dip galvanized steel skid			
Body dimensions	5,880 x 2,100 mm / 19 x 7 ft	5,880 x 2,100 mm / 19 x 7 ft	5,880 x 2,100 mm / 19 x 7 ft	5,880 x 2,100 mm / 19 x 7 ft
Max. estimated skid weight (without inverters)	11 T	12 T	13.5 T	17 T
Standards	IEC 62271-212, IEC 62271-200, IEC 60076, IEC 61439-1			

Fig. 2: Scheda Inverter

6.2 Energia prodotta

L'energia totale annua prodotta dall'impianto è 1804238,4 MWh. Nel grafico si riporta l'energia prodotta mensilmente:



CODE

LM.REL.06

PAGE

20 di/of 79

Normalized productions (per installed kWp)

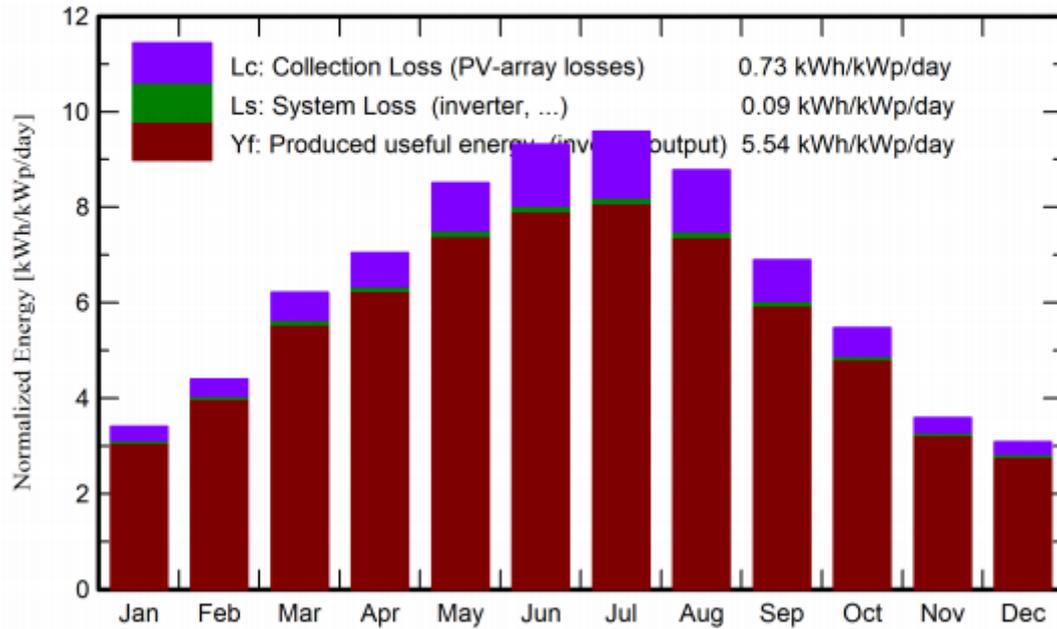


Fig. 3: Energia mensile prodotta dall'impianto

6.3 Layout impianto

L'impianto ha una potenza totale pari a 61,954 Mwp e una produzione di energia annua pari a 112.764,9 MWh, derivante da 93870 moduli, che occupano una superficie di 301715 mq



CODE

LM.REL.06

PAGE

21 di/of 79

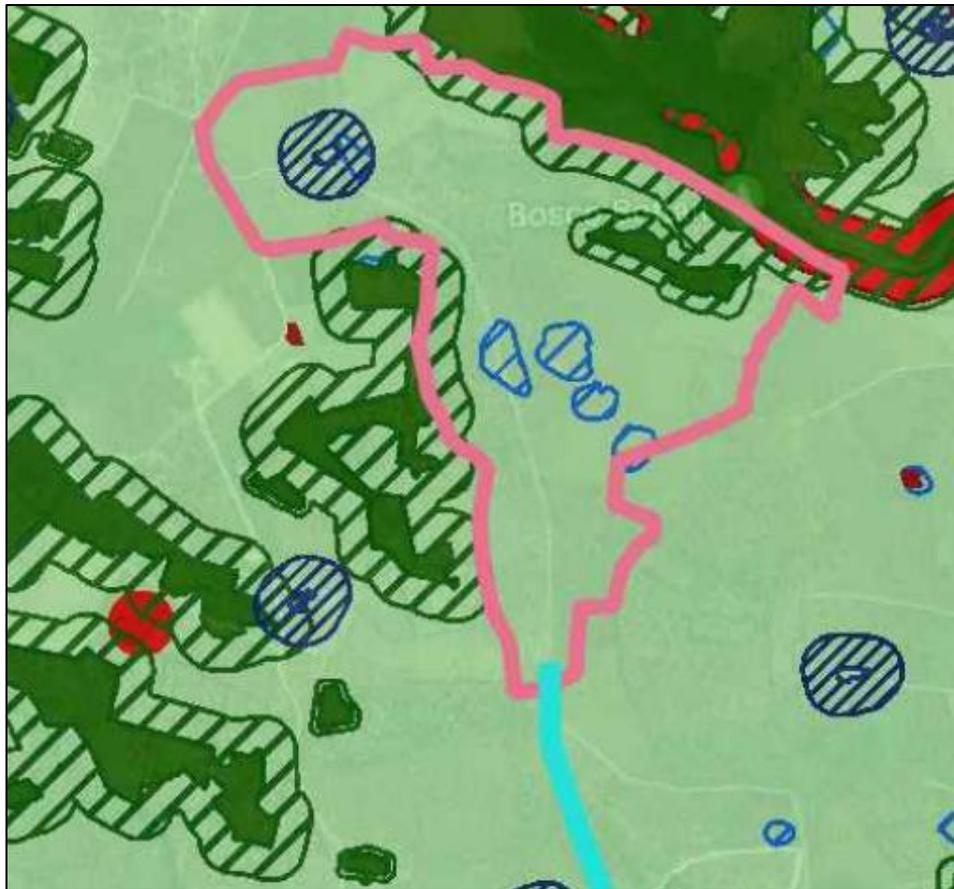


Fig. 4: Layout impianto su PPTR

Inoltre, come si vede, è presente all'interno dell'impianto è presente:

- Doline
- Boschi con relativa area di rispetto
- Interferenza con linea elettrica AT
- Interferenza con corsi d'acqua "non rappresentabili"
- Muro a secco

Di conseguenza sono state rispettate le fasce di rispetto necessarie:

- 18 m per lato per la linea elettrica AT (D.P.C.M. 8 luglio 2003)
- Nessun posizionamento dei pannelli FV sui muri a secco, a protezione del patrimonio identitario dei muri a secco
- Nessun posizionamento di pannelli FV a terra in boschi e area buffer di questi
- Nessun posizionamento su doline

I moduli fv saranno installati su dei tracker a movimento E-O infissi nel terreno a varia profondità in funzione dei risultati delle analisi geologiche.

Nel dimensionamento si è tenuto conto, inoltre, di un pitch pari a 9 m.

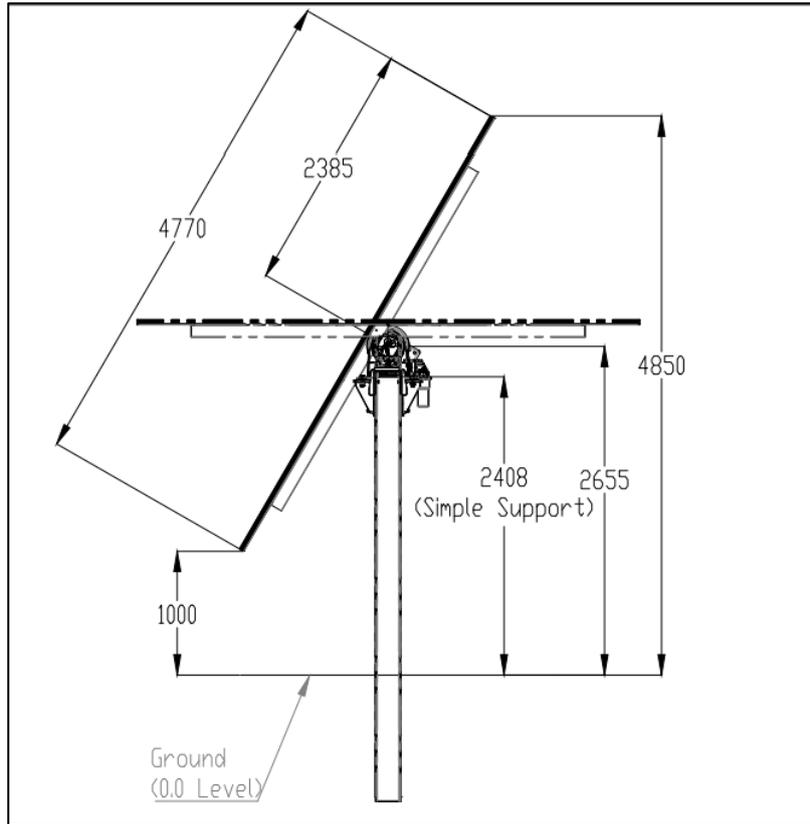


Fig. 5: Particolare tracker

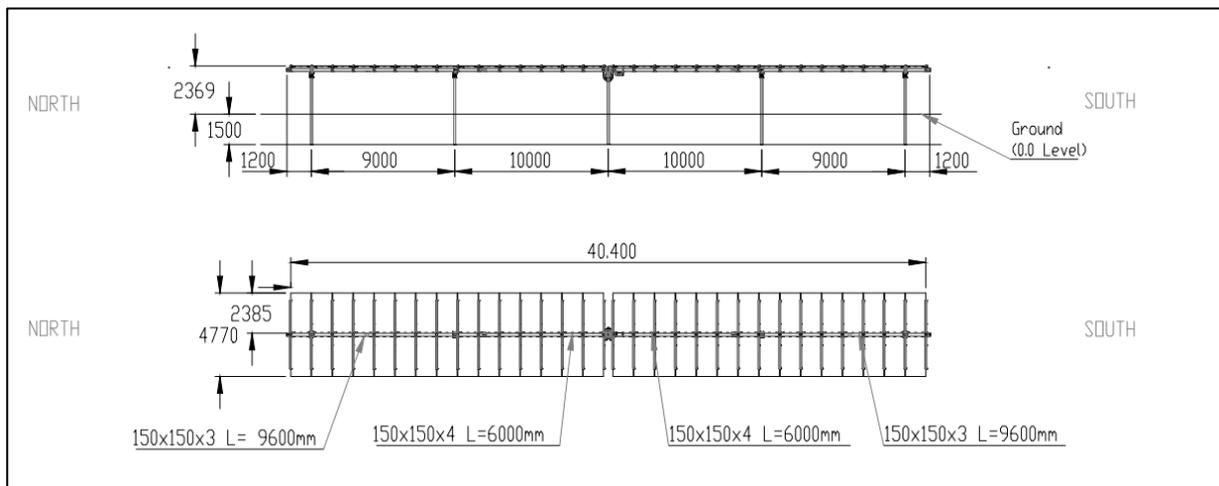


Fig. 6: Particolare tracker 2

		<p><i>CODE</i></p> <p>LM.REL.06</p> <hr/> <p><i>PAGE</i></p> <p>23 di/of 79</p>
---	---	---

L'intero campo agrovoltaiico è diviso in 7 sottocampi, la suddivisione è per inverter station. I sottocampi sono caratterizzati da cabine di campo e trasformazione, queste cabine ospitano i quadri elettrici di comando del campo di riferimento. Le cabine di campo sono posizionate baricentricamente in modo da ottimizzare il consumo di cavi elettrici e le perdite di rete. Le cabine di campo distribuiscono l'energia prodotta, attraverso dei cavi elettrici disposti in tubi corrugati opportunamente posati nel terreno, alla cabina di consegna e smistamento posta a OVEST nei punti più vicino alla connessione con il nuovo elettrodotto da realizzare.

Le 7 inverter station con potenza di 7172 kVA saranno composte all' interno da:

- Quadro di bassa tensione e servizi ausiliari
- Quadro di Media Tensione
- Trasformatore BT/MT in bagno d'olio 0,69/30 kV
- Le cabine saranno collegate ad anello in entra-esci.



CODE

LM.REL.06

PAGE

24 di/of 79



Fig. 7: Cabine di trasformazione

		CODE
		LM.REL.06
		PAGE
		25 di/of 79

	1800 MSK	3600 MSK	5400 MSK	7200 MSK
General data				
Number of inverters	1	2	3	4
Max. power @30 °C / 86 °F ⁽¹⁾	1,793 kVA	3,586 kVA	5,379 kVA	7,172 kVA
Operating temperature range	from -20 °C to +50 °C			
Relative humidity (non-condensing)	0 - 100%			
Maximum altitude	3,000 masl (power derating starting at 2,000 masl)			
LV / MV Transformer				
Medium voltage	From 20 kV up to 35 kV, 50-60 Hz			
Cooling system	ONAN			
Minimum PEI (Peak Efficiency Index) ⁽²⁾	99.40%			
Protection degree	IP54			
MV Switchgear				
Medium voltage	24 kV / 36 kV / 40.5 kV			
Rated current	630 A			
Cooling system	Natural air ventilation			
Protection degree	IP54			
Equipment				
LV-AUX Switchgear	Standard version (optional monitoring system)			
LV / MV Transformer	Oil-immersed hermetically sealed transformer			
MV Switchgear	1L1A cells (2L1A optional)			
Mechanical information				
Structure type	Hot dip galvanized steel skid			
Body dimensions	5,880 x 2,100 mm / 19 x 7 ft	5,880 x 2,100 mm / 19 x 7 ft	5,880 x 2,100 mm / 19 x 7 ft	5,880 x 2,100 mm / 19 x 7 ft
Max. estimated skid weight (without inverters)	11 T	12 T	13.5 T	17 T
Standards	IEC 62271-212, IEC 62271-200, IEC 60076, IEC 61439-1			

Fig. 8: Scheda tecnica inverter station

6.4 Tipologia moduli

Il campo agrovoltaico di questo impianto è costituito da n.93870 moduli Vertex backsheet monocristalline module trina solar 660 Wp. I moduli sono composti da 132 celle di silicio e sono conformi alle normative IEC 61215 e IEC 61730.



CODE

LM.REL.06

PAGE

26 di/of 79

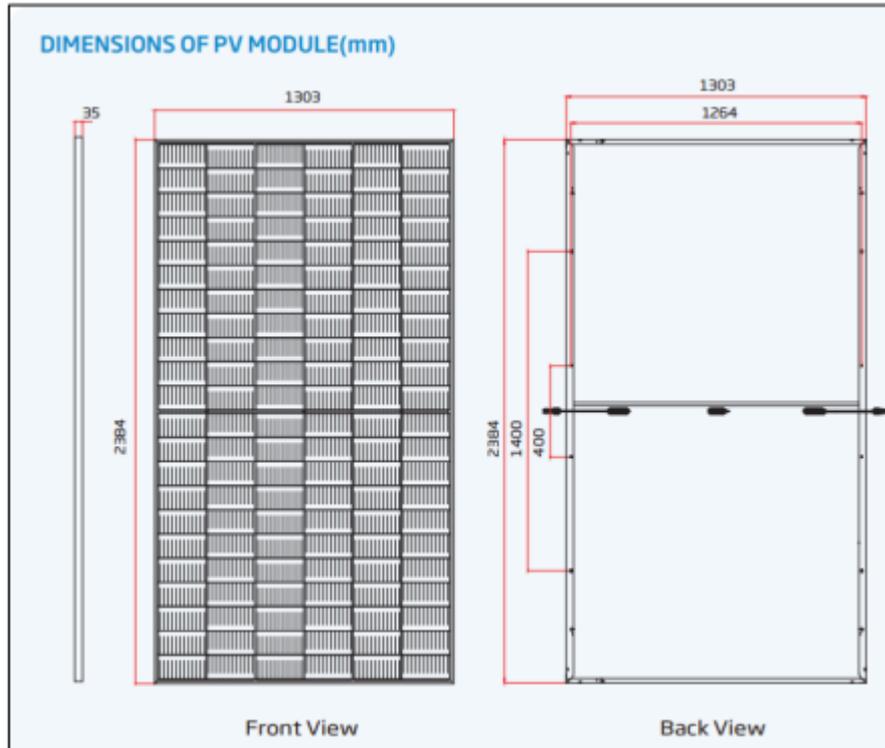


Fig. 9: Dimensione moduli FV

ELECTRICAL DATA (STC)								MECHANICAL DATA					
Peak Power Watts- P_{MAX} (Wp)*	635	640	645	650	655	660	665	670	Solar Cells	Monocrystalline			
Power Tolerance- P_{MAX} (W)	0 ~ +5								No. of cells	132 cells			
Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V)	36.8	37.0	37.2	37.4	37.6	37.8	38.0	38.2	Module Dimensions	2384*1303*35 mm (93.86*51.30*1.38 inches)			
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	17.26	17.30	17.35	17.39	17.43	17.47	17.51	17.55	Weight	33.9 kg (74.7 lb)			
Open Circuit Voltage- V_{OC} (V)	44.7	44.9	45.1	45.3	45.5	45.7	45.9	46.1	Glass	3.2 mm (0.13 inches), High Transmission, AR Coated Heat Strengthened Glass			
Short Circuit Current- I_{SC} (A)	18.30	18.34	18.39	18.44	18.48	18.53	18.57	18.62	Encapsulant material	EVA			
Module Efficiency η_m (%)	20.4	20.6	20.8	20.9	21.1	21.2	21.4	21.6	Backsheet	White			
STC: Irradiance 1000W/m ² , Cell Temperature 25°C, Air Mass A.M.L.S. *Measuring tolerance: ±3%										Frame	35mm(1.38 inches) Anodized Aluminium Alloy		
ELECTRICAL DATA (NOCT)								TEMPERATURE RATINGS		MAXIMUM RATINGS			
Maximum Power- P_{MAX} (Wp)	481	485	488	492	496	500	504	508	NOCT (Nominal Operating Cell Temperature)	43°C (±2°C)	Operational Temperature	-40~+85°C	
Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V)	34.3	34.6	34.8	34.9	35.1	35.3	35.4	35.6	Temperature Coefficient of P_{MAX}	-0.34%/°C	Maximum System Voltage	1500V DC (IEC)	
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	13.97	14.01	14.05	14.09	14.13	14.17	14.22	14.26	Temperature Coefficient of V_{OC}	-0.25%/°C	Max Series Fuse Rating	30A	
Open Circuit Voltage- V_{OC} (V)	42.1	42.3	42.5	42.7	42.9	43.0	43.2	43.4	Temperature Coefficient of I_{SC}	0.04%/°C			
Short Circuit Current- I_{SC} (A)	14.75	14.78	14.82	14.86	14.89	14.93	14.96	15.01					
NOCT: Irradiance at 800W/m ² , Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1m/s										WARRANTY		PACKAGING CONFIGURATION	
										12 year Product Workmanship Warranty		Modules per box: 31 pieces	
										25 year Power Warranty		Modules per 40' container: 558 pieces	
										2% first year degradation			
										0.55% Annual Power Attenuation			
										(Please refer to product warranty for details)			

Fig. 10: Scheda tecnica moduli FV

6.5 Tipologia inverter

Le 7 inverter station con potenza di 7172 kVA saranno composte all' interno da:

- Quadro di bassa tensione e servizi ausiliari
- Quadro di Media Tensione
- Trasformatore BT/MT in bagno d'olio 0,69/30 kV
- Le cabine saranno collegate ad anello in entra-esci.

	1800 MSK	3600 MSK	5400 MSK	7200 MSK
General data				
Number of inverters	1	2	3	4
Max. power @30 °C / 86 °F ⁽¹⁾	1,793 kVA	3,586 kVA	5,379 kVA	7,172 kVA
Operating temperature range	from -20 °C to +50 °C			
Relative humidity (non-condensing)	0 - 100%			
Maximum altitude	3,000 masl (power derating starting at 2,000 masl)			
LV / MV Transformer				
Medium voltage	From 20 kV up to 35 kV, 50-60 Hz			
Cooling system	ONAN			
Minimum PEI (Peak Efficiency Index) ⁽²⁾	99.40%			
Protection degree	IP54			
MV Switchgear				
Medium voltage	24 kV / 36 kV / 40.5 kV			
Rated current	630 A			
Cooling system	Natural air ventilation			
Protection degree	IP54			
Equipment				
LV-AUX Switchgear	Standard version (optional monitoring system)			
LV / MV Transformer	Oil-immersed hermetically sealed transformer			
MV Switchgear	1L1A cells (2L1A optional)			
Mechanical information				
Structure type	Hot dip galvanized steel skid			
Body dimensions	5,880 x 2,100 mm / 19 x 7 ft	5,880 x 2,100 mm / 19 x 7 ft	5,880 x 2,100 mm / 19 x 7 ft	5,880 x 2,100 mm / 19 x 7 ft
Max. estimated skid weight (without inverters)	11 T	12 T	13.5 T	17 T
Standards	IEC 62271-212, IEC 62271-200, IEC 60076, IEC 61439-1			

Fig. 11: Scheda tecnica inverter station



CODE

LM.REL.06

PAGE

28 di/of 79

6.6 Tipologia trasformatore

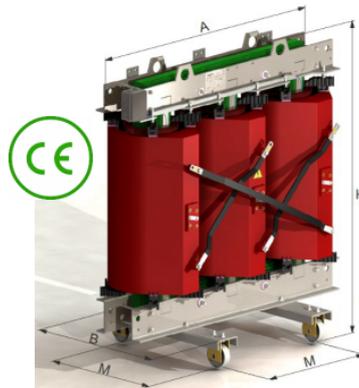


IMEFY spa
Zona Ind.le Rigutino Ovest, 259
52100 - Arezzo - Italia
PI / CF 01514050515 - CCIAA 110372 - Cap. Soc. € 500.000 i.v.
Tel. +39 0575 680701 - Fax +39 0575 657856
www.imefy.it

Certified : CESI E3-E2-C2-F1 - ISO 9001 - ISO 14001

TRASFORMATORE TRIFASE IN RESINA

Caratteristiche Nominali		A
Quantità	N°	-
Applicazione - Contenuto armonico		Distribuzione - < 5%
Regolamento UE 548/2014 e 2019/1783		A0AK
Codice Modello		3150-A-24
Classi ambientali, climatiche e di comportamento al fuoco - CESI cert. B0005487		E3 - C2 - F1
Potenza nominale in servizio continuo	kVA	3.150
Frequenza	Hz	50
Tensione nominale primaria	V	20.000
Regolazione primaria	%	± 2 x 2,5
Tensione secondaria a vuoto	V	400
Materiale conduttore		Al / Al
Protezione avvolgimento (Prim / Sec)		Inglobato / Impregnato
Installazione		Interna
Tipo di raffreddamento		AN
Classe di isolamento	Prim kV	24 - 50 - 125
Classe di isolamento	Sec kV	1,1 - 3
Gruppo vettoriale		Dyn11
Connessione	Prim	Triangolo
Connessione	Sec	Stella + Neutro
Classe isolamento (Prim / Sec)		F - F
Temperatura ambiente massima	°C	40
Sovratemperature (Prim-Sec-Nucleo)	K	100 - 100 - 100
Altitudine	m	≤ 1000
Garanzie riferite al rapporto	kV	20 / 0,4
Livello scariche parziali		≤ 10
Perdite a Vuoto	Toll. +0% W	3.800
Perdite a Carico (120°C)	Toll. +0% W	22.000
Tensione di cortocircuito (120°C)		%
Corrente a vuoto	%	0,4
Livello Acustico (Lpa - Lwa)		Toll. +0 dBA
Dimensioni Trafo (A x B x H)	mm	2290 x 1300 x 2550
Peso trafo	Kg	7.500
Grado di protezione Box		IP
Colorazione Box		RAL
Dimensioni Box		mm
Peso Box :		Kg
Interasse carrello (M x M)	mm	1070 x 1070



Potenza sistema di raffreddamento a vuoto (W)

Indice di efficienza di picco (PEI)

Smaltimento calore (m³/60s)

90

Rendimenti

Carico (%)	100%	75%	50%	25%
Cos φ 1	99,181	99,315	99,410	99,343
Cos φ 0,95	99,138	99,279	99,378	99,308
Cos φ 0,9	99,090	99,239	99,344	99,270
Cos φ 0,8	98,976	99,144	99,262	99,179

Caduta di tensione

Carico (%)	100%	75%	50%	25%
Cos φ 1	0,876	0,624	0,394	0,186
Cos φ 0,95	2,672	1,977	1,299	0,640
Cos φ 0,9	3,354	2,492	1,645	0,815
Cos φ 0,85	3,843	2,862	1,894	0,940
Cos φ 0,8	4,229	3,154	2,091	1,039

ACCESSORI OPZIONALI

ACCESSORI DI SERIE

Isolatori portanti per collegamento Primario - Piastre di attacco per collegamento Secondario -
Morsettiera regolazione Tensione Primario - Golfari di sollevamento - Carrello con ruote orientabili -
Attacchi di messa a terra - Targa caratteristiche - N° 3 termosonde PT100 riportate in cassetta IP55

COLLAUDI E NORME DI RIFERIMENTO

Regolamento UE 548/2014 e UE 2019/1783 - Direttiva 2009/125/CE / EN 50588-1 / CEI EN 60076-1+16
Prove e tolleranze secondo le sopra citate vigenti Normative

Note

Pagina 1/1

Dimensioni e pesi sono indicativi

Scheda tecnica 3150 kVA 20 04 A0Ak

Fig. 12: Trasformatore trifase in resina



CODE

LM.REL.06

PAGE

29 di/of 79

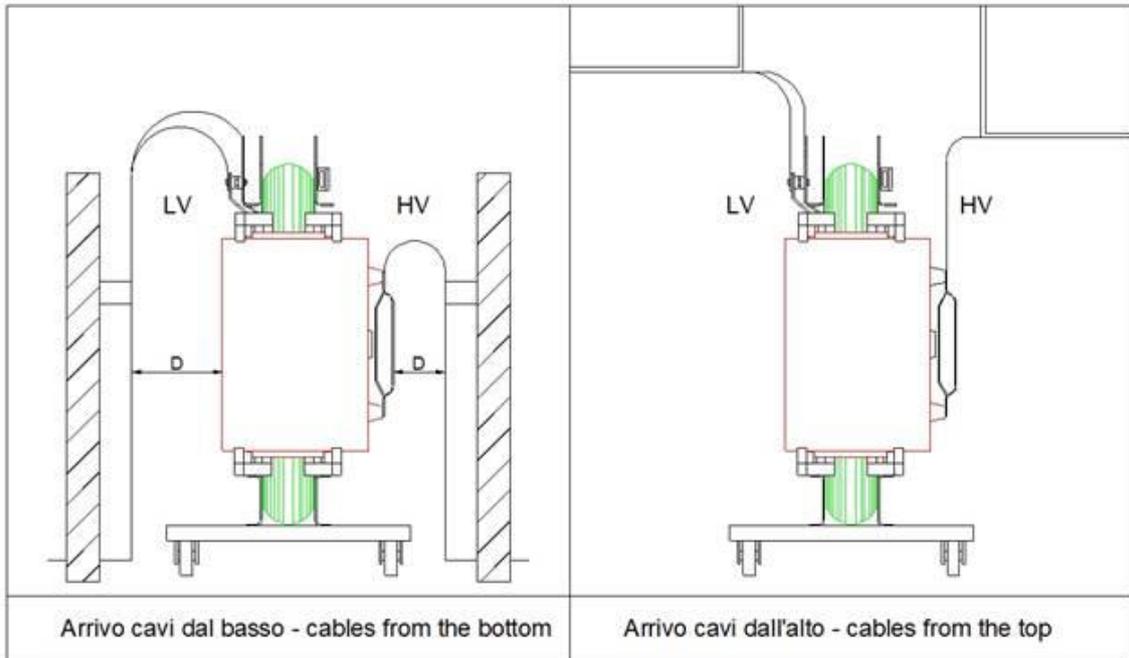


Fig. 13: Particolare trasformatore 2

6.7 Quadro di media tensione



Fig. 14: Quadro di media tensione



CODE

LM.REL.06

PAGE

30 di/of 79

Electrical requirements

Data	Unit	Value
Rated Voltage	kV	24
Service Voltage	kV	22 +- 10%
Rated Frequency	Hz	50 ±3 Hz
Rated current	A	630
Lightning impulse withstand voltage (between phases and towards the ground)	kV	125
Lightning impulse withstand voltage (across the isolating distance)	kV	145
Power frequency withstand voltage (between the phases)	kV	50
Power frequency withstand voltage (across the isolating distance)	kV	60
Rated short time withstand current I_k	kA	16
Rated peak withstand current I_p (making capacity)	kA	2.5 I_k
Rated duration of short circuit t_k	s	3
Terminals		Type C connectors
Degree of protection on front face		IP33
Degree of protection on electrical MV circuits		IP67
Internal Arc withstand current AFLR	kA	20 kA 1 s
Loss of Service Continuity class		LSC 2A



CODE

LM.REL.06

PAGE

31 di/of 79

Depending on the Conversion Unit configuration, the switchgear can be composed as follows:

- N.1 Incoming line cubicle - Type R - Direct connection
- N.1 (optional) Outgoing line cubicle - Type C - Loadbreak switch
- N.1 or 2 Transformer protection cubicles - Type SF - Switch + Fuse Combination
- Ground terminals

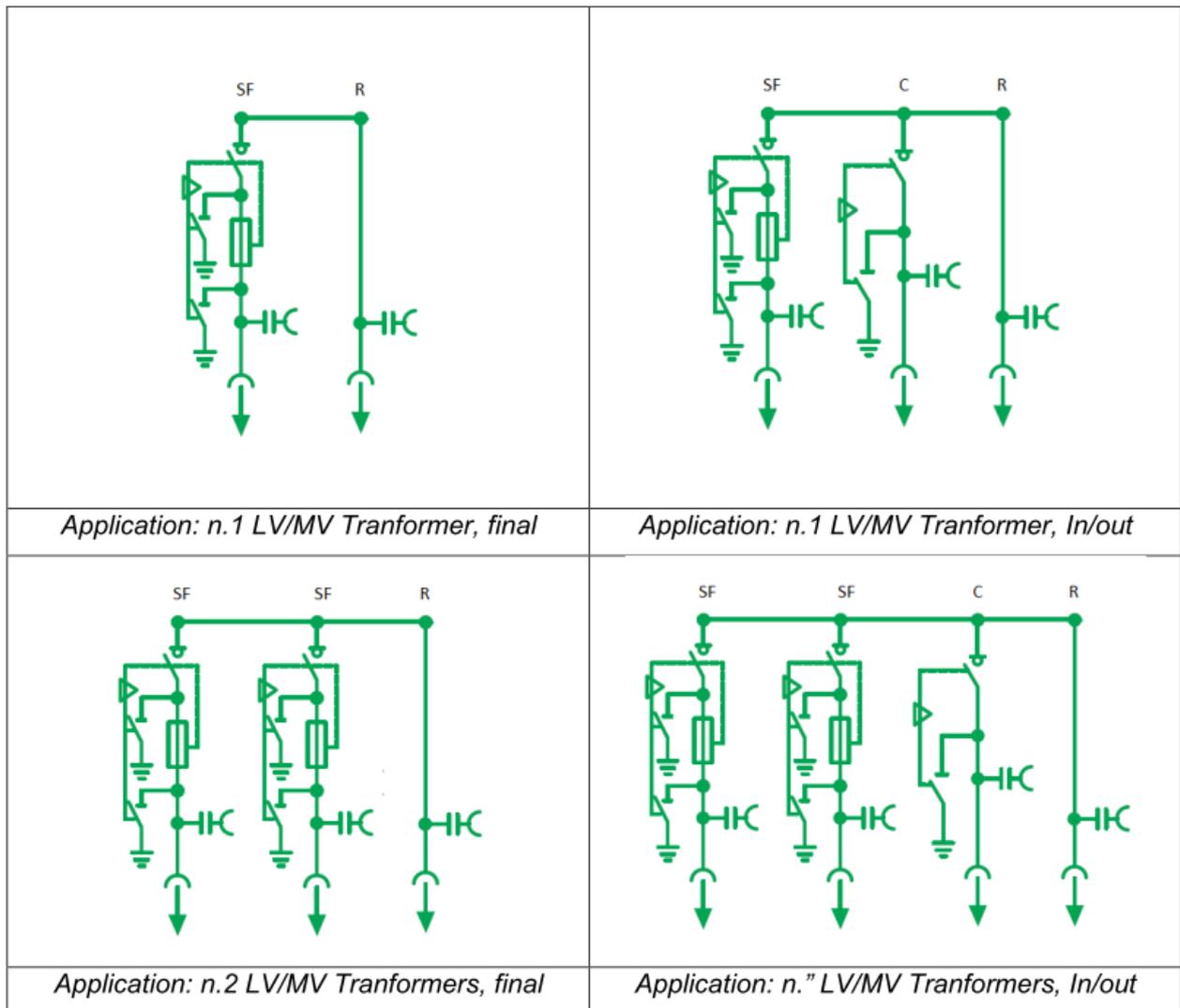


Fig. 15: Schema quadri media tensione 2

6.8 Cabina di campo

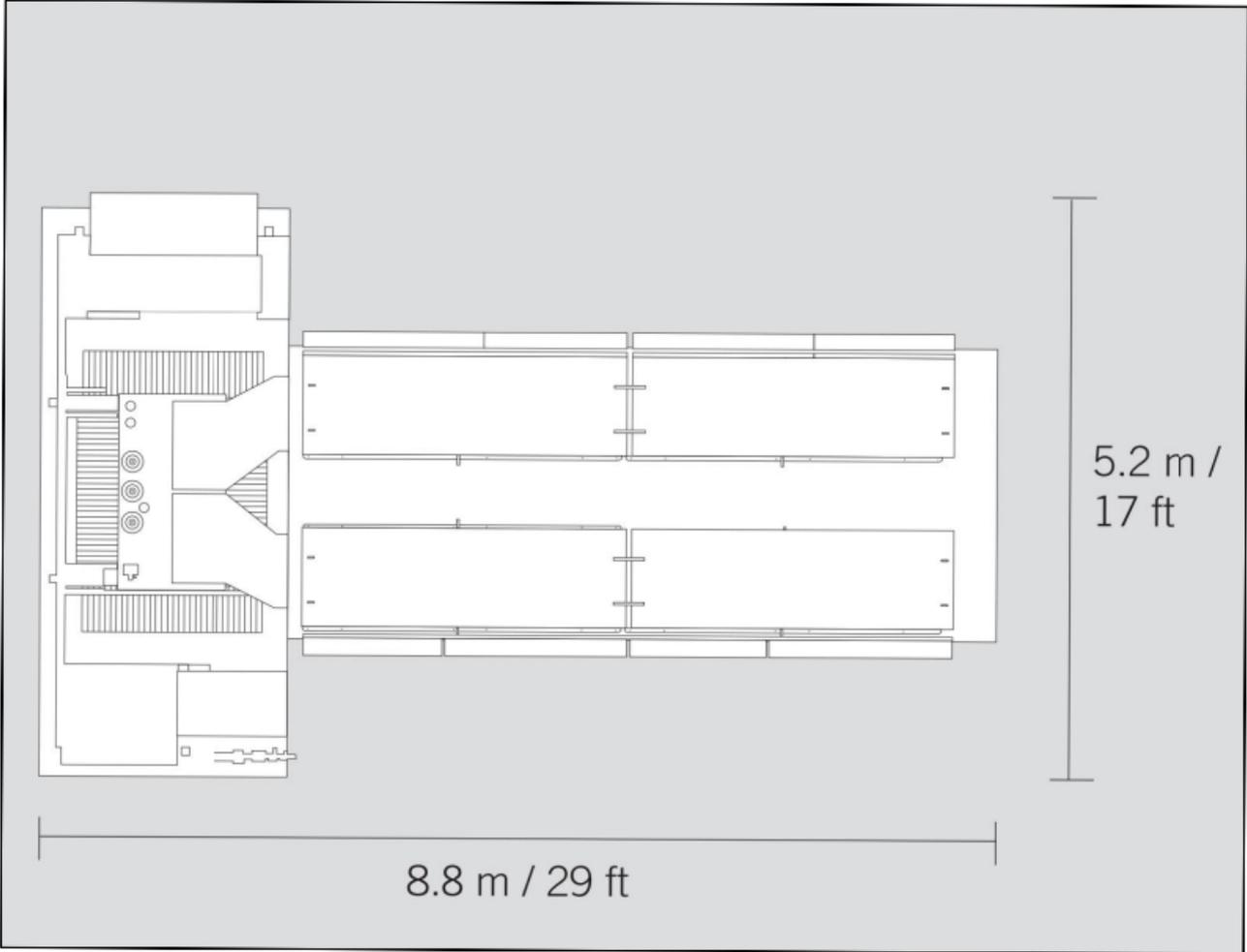


Fig. 16: Cabina di campo

		<i>CODE</i> LM.REL.06
		<i>PAGE</i> 33 di/of 79

6.9 CABINA PRIMARIA DI TRASFORMAZIONE E CONSEGNA

Il seguente parco agrovoltaico sarà collegato in antenna a 36 kV su una futura Stazione Elettrica (SE) della RTN da inserire in entra – esce alla linea alla linea a 380 kV “Erchie – Taranto N2”. Ai sensi dell’art. 21 dell’allegato A alla deliberazione Arg/elt/99/08 e s.m.i. dell’Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente, si comunica che il nuovo elettrodotto in antenna a 36 kV per il collegamento della nostra centrale allo stallo a 36 kV della Stazione Elettrica della RTN costituisce impianto di utenza per la connessione, mentre lo stallo arrivo produttore a 36 kV nella suddetta stazione costituisce impianto di rete per la connessione. La sottostazione sarà composta in linea di massima da:

- un montante di trasformazione AT/MT;
- un edificio utente in cui sono ricavati: locali MT, locale BT, locale gruppo elettrogeno, locale misure, servizi igienici e magazzino.

6.10 STAZIONE DI TRASFORMAZIONE E CONSEGNA AT/MT

Disposizione elettromeccanica

La nuova Stazione Elettrica 150 kV, sarà del tipo unificato TERNA con isolamento in aria e nella massima estensione sarà costituita da:

- n° 1 trasformatore AT/MT
- n° 1 sistema a singola sbarra condivisa con altri 3 produttori;
- n° 1 stallo di consegna;
- n° 1 stallo linea per connessione della produzione del campo eolico del proponente.

Il “montante linea” (o “stallo linea”) sarà equipaggiato con sezionatori di sbarra verticali, interruttore isolato in SF6, sezionatore di linea orizzontale con lame di terra, TV e TA per protezioni e misure.

		<p>CODE</p> <p>LM.REL.06</p> <hr/> <p>PAGE</p> <p>34 di/of 79</p>
---	---	---

Il “montante autotrasformatore” (o “stallo ATR”) sarà equipaggiato con sezionatori di sbarra verticali, interruttore in SF6, scaricatori di sovratensione ad ossido di zinco e TA per protezioni e misure.

I “montanti parallelo sbarre” saranno equipaggiati con sezionatori di sbarra verticali, interruttore in SF6 e TA per protezione e misure.

I Servizi Ausiliari (S.A.) della nuova stazione elettrica saranno progettati e realizzati con riferimento agli attuali standard delle stazioni elettriche A.T. Terna, già applicati nella maggior parte delle stazioni della RTN di recente realizzazione.

Saranno alimentati da trasformatori MT/BT derivati dalla rete MT locale ed integrati da un gruppo elettrogeno di emergenza che assicuri l'alimentazione dei servizi essenziali in caso di mancanza tensione alle sbarre dei quadri principali BT.

Le principali utenze in corrente alternata sono: aerotermini dei trasformatori, motori interruttori e sezionatori, raddrizzatori, illuminazione esterna e interna, scandiglie, ecc.

Le utenze fondamentali quali protezioni, comandi interruttori e sezionatori, segnalazioni, ecc saranno alimentate in corrente continua a 110 V tramite batterie tenute in tampone da raddrizzatori.

La rete di terra della stazione interesserà l'area recintata dell'impianto.

Il dispersore dell'impianto ed i collegamenti dello stesso alle apparecchiature saranno realizzati secondo l'unificazione TERNA per le stazioni a 150-132 kV e quindi dimensionati termicamente per una corrente di guasto di 31,5 kA per 0,5 sec. Sarà costituito da una maglia realizzata in corda di rame da 120 mm² interrata ad una profondità di circa 0,7 m composta da maglie regolari di lato adeguato. Il lato della maglia sarà scelto in modo da limitare le tensioni di passo e di contatto a valori non pericolosi, secondo quanto previsto dalla norma CEI 11-1.

Nei punti sottoposti ad un maggiore gradiente di potenziale le dimensioni delle maglie saranno opportunamente infittite, come pure saranno infittite le maglie nella zona apparecchiature per limitare i problemi di compatibilità elettromagnetica.

Tutte le apparecchiature saranno collegate al dispersore mediante due o quattro corde di rame con sezione di 120 mm².

I ferri di armatura dei cementi armati delle fondazioni, come pure gli elementi strutturali metallici saranno collegati alla maglia di terra della Stazione.

Nell'impianto sarà prevista la realizzazione di un edificio adibito a comandi e servizi ausiliari che sarà formato da un corpo di dimensioni in pianta circa 15 x 2,5 m ed altezza fuori terra di circa 2,60

		CODE
		LM.REL.06
		PAGE
		35 di/of 79

m, sarà destinato a contenere i quadri di comando e controllo della stazione, gli apparati di teleoperazione e i vettori, gli uffici ed i servizi per il personale di manutenzione. le batterie, i quadri M.T. e B.T. in c.c. e c.a. per l'alimentazione dei servizi ausiliari ed il gruppo elettrogeno d'emergenza La superficie occupata sarà di circa 40 m² con un volume di circa 100 m³.

6.11 IMPIANTO ILLUMINAZIONE E VIDEOSORVEGLIANZA

L'impianto sarà costituito da videocamere ad alta definizione del tipo Night&Day con proiettore IR incorporato.

Sul palo sarà installato un proiettore LED da 100 W.

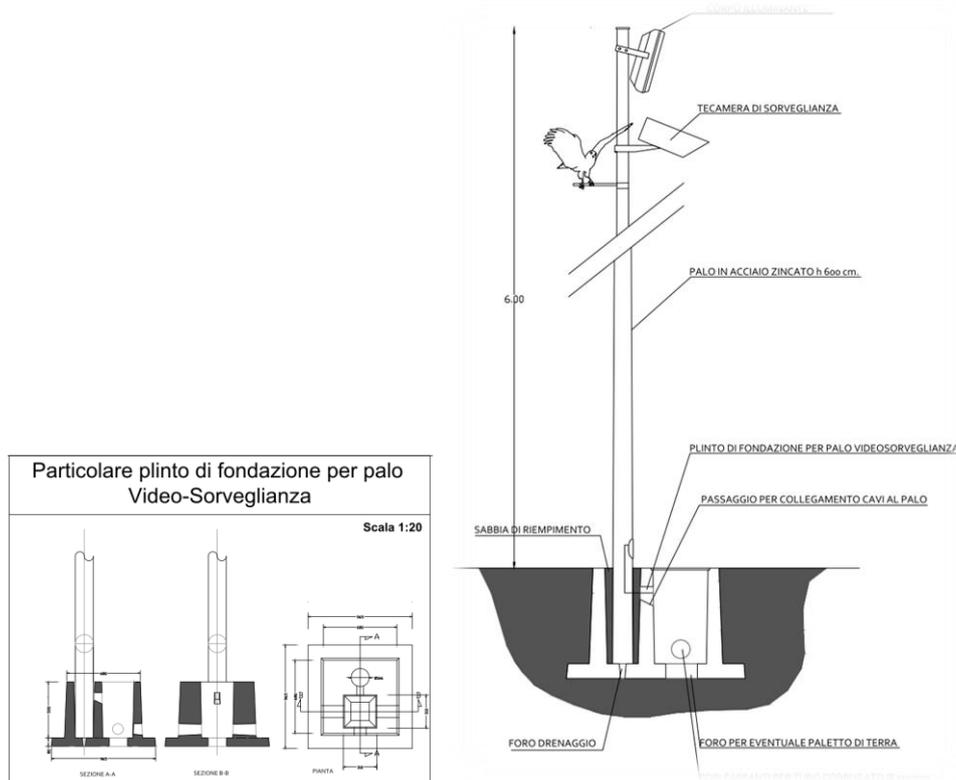


Fig. 17: Impianto di illuminazione e videosorveglianza



CODE

LM.REL.06

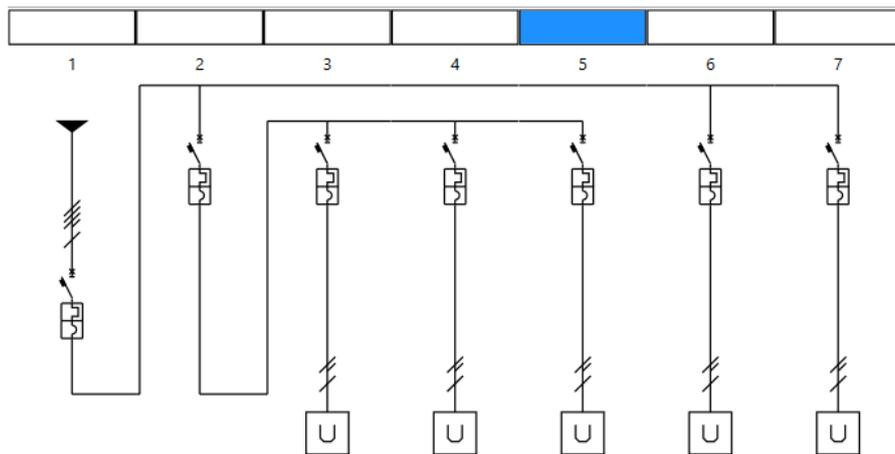
PAGE

36 di/of 79



Fig. 18: Impianto videosorveglianza

L'impianto sarà alimentato da un quadro elettrico che a sua volta sarà alimentato dal quadro servizi ausiliari presente all'interno della cabina e avrà uno schema del tipo.



		CODE
		LM.REL.06
		PAGE
		37 di/of 79

Utenza	Interruttore	Curva Sganciatore	I_n [A]	I_r [A]	T_r [s]	I_m [kA]	I_{sd} [kA]	T_{sd} [s]
Siglatura	Poli	I_i	I_g [$xI_n - A$]	T_g [s]	Differenz.	Classe	$I_{\Delta n}$ [A]	$T_{\Delta n}$ [ms]

Quadro: [Q0] Quadro Generale

1	iC60 N	C	50	50	-	0,5	0,5	-
Q1	4	-	-	-	-	-	-	-
GENERALE ILL CENTRAL	iC40 N	C	16	16	-	0,16	0,16	-
Q0.1.1	3+N	-	-	-	-	-	-	-
ILL1	iC40 N	C	16	16	-	0,16	0,16	-
Q0.2.1	1+N	-	-	-	-	-	-	-
ILL2	iC40 N	C	16	16	-	0,16	0,16	-
Q0.2.2	1+N	-	-	-	-	-	-	-
ILL3	iC40 N	C	16	16	-	0,16	0,16	-
Q0.2.3	1+N	-	-	-	-	-	-	-
ILL CAB	iC40 N	C	16	16	-	0,16	0,16	-
Q0.1.2	1+N	-	-	-	-	-	-	-
VIDEO SORVEGLIANZA	iC40 N	C	16	16	-	0,16	0,16	-
Q0.1.3	1+N	-	-	-	-	-	-	-

		<i>CODE</i> LM.REL.06
		<i>PAGE</i> 38 di/of 79

6.12 SMALTIMENTO ACQUE METEORICHE E FOGNARIE

Per la raccolta e lo smaltimento delle acque meteoriche sarà realizzato un sistema di drenaggio superficiale che convoglierà la totalità delle acque raccolte ad un sistema di trattamento per consentire lo smaltimento delle stesse negli strati superficiali del sottosuolo. Il sistema di tipo prefabbricato sarà dimensionato per smaltire le acque dilavanti le strade interne e i piazzali di manovra per una superficie complessiva di circa 3.000 mq.

Lo smaltimento delle acque, meteoriche, è regolamentato dagli enti locali; pertanto, a seconda delle norme vigenti, si dovrà realizzare il sistema di smaltimento più idoneo, si precisa che non sussistono vincoli di sorta per consentire tale tipo di operazione.

L'approvvigionamento idrico per i servizi igienici sarà realizzato tramite riserva idrica di acqua potabile.

Normativa di riferimento

- D.Lgs. 152/2006 Norme in materia ambientale, in particolare le norme relative alla Parte Terza, in materia di difesa del suolo, tutele delle acque dall'inquinamento e di gestione delle risorse idriche.
- Linee Guida ARPA per il trattamento delle acque reflue domestiche

Acque nere

L'impianto in esame produrrà acque nere provenienti dagli scarichi civili(spogliatoi, servizi igienici) le quali saranno convogliate in un pozzo a tenuta e smaltite periodicamente da una ditta di spurgo autorizzata.

Acque bianche

Con acque bianche si intendono le acque meteoriche di precipitazione su fabbricati o coperture per le quali il contatto con la superficie di captazione non presuppone alcun rischio di contaminazione. Esse sono, ad esempio, quelle provenienti dai pluviali posti sulle coperture dei fabbricati, ove previsti, o provenienti direttamente dalle coperture dei digestori, le quali presentando una leggera inclinazione verso l'esterno, sono predisposte in modo tale da permettere la caduta delle acque meteoriche e l'assorbimento sul terreno sottostante.

		CODE
		LM.REL.06
		PAGE
		39 di/of 79

Acque di dilavamento dei piazzali

In linea generale le acque meteoriche e di dilavamento non sono considerate “scarico” ai sensi dell’art. 1 lettera b) del D.Lgs 152/99. Tuttavia, quando l’acqua meteorica va a “lavare”, anche in modo discontinuo, un’area destinata ad attività commerciali o di produzione nonché le relative pertinenze (piazzali, parcheggi, ecc..) trasportando con sé i “residui”, anche passivi, di tale attività, la stessa acqua perde la sua natura di acqua meteorica per caratterizzarsi come “acqua di scarico”, da assoggettare alla disciplina degli scarichi.

Le acque di prima pioggia sono considerate i primi 5 mm di acqua meteorica di dilavamento uniformemente distribuita su tutta la superficie scolante servita dal sistema di drenaggio. Queste acque, come già esplicito precedentemente, sono possibili oggetto di contaminazione da parte di materiale residuo e polveri presenti sui piazzali e residui di idrocarburi provenienti dagli automezzi transitanti e pertanto devono essere trattate almeno per la frazione di prima pioggia, in quanto si può presupporre un basso carico inquinante delle acque eccedente i primi 5 mm. Le acque di prima pioggia verranno convogliate in un” impianto di trattamento “mirato a raggiungere i seguenti obiettivi:

- Separare le acque di prima pioggia da quelle successive;
- Trattare adeguatamente le acque di prima pioggia con adeguato sistema;

Durante le precipitazioni piovose l’acqua meteorica viene raccolta dai pozzetti con caditoia installati sull’area ed incanalata su una condotta diretta all’impianto di trattamento, il quale è costituito da un pozzetto scolmatore, vasca di raccolta e stoccaggio “prima pioggia”, vasca disoleatore e pozzetto di ispezione finale.

I piazzali saranno realizzati con idonea pendenza tale da consentire il convogliamento dell’acqua di dilavamento verso i pozzetti.

Nell’ Impianto l’acqua in arrivo attraverso il pozzetto scolmatore (ossia un pozzetto a tre vie delle quali la terza via prenderà l’acqua di “seconda pioggia”), ed confluirà nella vasca di raccolta e stoccaggio “prima pioggia” fino a riempirla;

Per decantazione vengono separate le sabbie, terricci e tutte le altre materie sedimentabili trascinate dall’acqua, le quali si accumuleranno sul fondo vasca.

		CODE
		LM.REL.06
		PAGE
		40 di/of 79

Nella tubazione d'ingresso alla vasca, è inserito un tappo otturatore con galleggiante che chiuderà l'accesso all'acqua di "seconda pioggia". Una volta piena la vasca, e quindi raggiunto il massimo livello, si trasferirà l'acqua stoccata alla successiva vasca disoleatore tramite una elettropompa sommersa di potenza pari a circa 0,3 kW e tensione 230 Volt, controllata da un quadro elettrico con scheda elettronica, in grado di addurre le acque alla fase successiva.

IMPIANTO TRATTAMENTO ACQUE BIANCHE

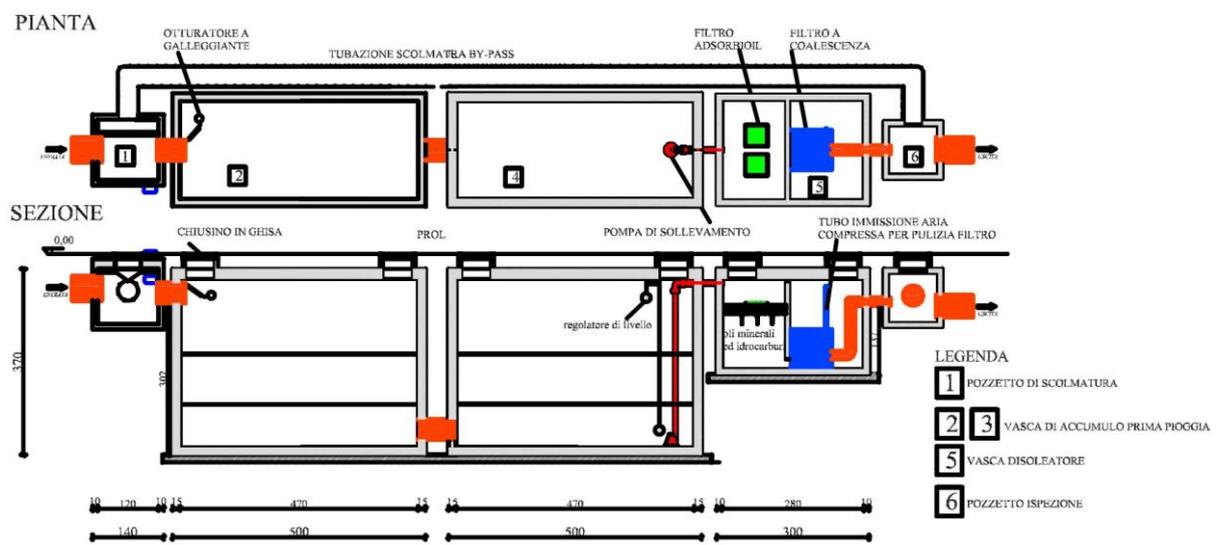


Fig. 19: Impianto trattamento acque bianche

Pianta e Sezione tipo dell' impianto trattamento acque

La successiva acqua in arrivo (ossia l'acqua di "seconda pioggia") nelle 24 ore in cui la vasca prima pioggia rimane piena d'acqua, verrà incanalata direttamente nella condotta by-pass del pozzetto scolmatore ed andrà ad alimentare la cisterna di accumulo delle acque per l'antincendio o scaricata nei terreni limitrofi evitando che si formino ruscellamenti e lagunaggi.

La vasca Disoleatore è divisa internamente in due vani (vano di separazione gravimetrica e vano di filtrazione) attrezzati internamente di filtri adsorbioil (posti in superficie, a pelo libero dell'acqua, idonei a catturare e trattenere oli minerali ed idrocarburi flottanti in superficie della vasca stessa) e di filtro a coalescenza (scatolato in acciaio con inserito filtro in poliestere a canali aperti). L'acqua reflua dal Disoleatore sarà indirizzata alla vasca di stoccaggio, mentre l'acqua di scolmatura passerà per il pozzetto d'ispezione finale, dal quale partirà la condotta destinata al ricettore finale.

		CODE
		LM.REL.06
		PAGE
		41 di/of 79

6.13 DIMENSIONAMENTO PRELIMINARE SMALTIMENTO ACQUE CHIARE E NERE

VASCA IHMOFF

Lo smaltimento delle acque nere avviene attraverso l'utilizzo di sistemi fognanti statici, del tipo IMHOFF, con fitodepurazione.

La vasca IHMOFF è costituita da due componenti interrati sovrapposti ed idraulicamente comunicanti:

Il serbatoio superiore rappresenta la vasca di sedimentazione primaria

Il serbatoio inferiore è destinato alla digestione anaerobica dei fanghi

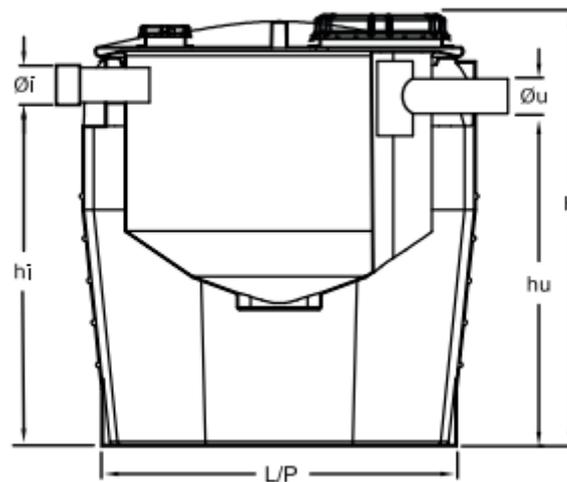


Fig. 20: Vasca Ihmoff

Le acque nere in ingresso lambiscono un paraschiume con separazione delle sostanze in esse galleggianti, le quali sedimentano lungo le pareti della vasca di sedimentazione primaria. Il liquame, dopo aver attraversato la camera di sedimentazione incontra un secondo paraschiume che trattiene eventuali sostanze sospese trascinate dalla camera di sedimentazione primaria, per poi raggiungere il canale di scarico.

Nel serbatoio inferiore, in cui sedimentano le sostanze provenienti dalla vasca di sedimentazione primaria, avviene la digestione anaerobica dei fanghi.

		CODE
		LM.REL.06
		PAGE
		42 di/of 79

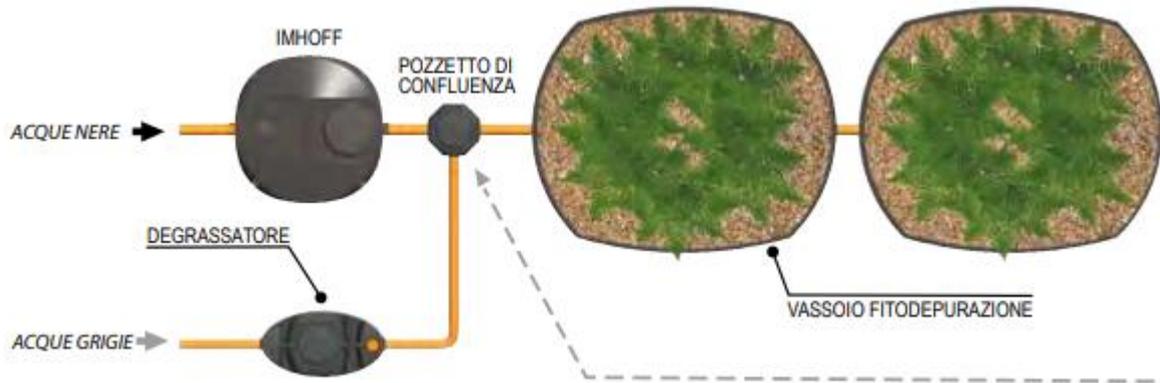


Fig. 21: Schema fitodepurazione

La fitodepurazione è un processo che permette l'affinamento dei reflui pretrattati attraverso meccanismi aerobici ed anaerobici. L'effetto depurativo avviene attraverso un'azione combinata tra i processi di digestione anaerobica attuata dai batteri anaerobici presenti nella vasca Imhoff, e dall'assorbimento da parte degli apparati radicali di arbusti, erbe e fiori.



Fig. 22: Riempimento secondo regolamento

Il dimensionamento degli impianti di trattamento delle acque nere avviene attraverso la determinazione del numero di Abitanti Equivalenti, definiti nel D.Lgs. 152/06 art. 74.

Il numero di Abitanti Equivalenti, riferito ai lavoratori stabili dell'insediamento è pari a 1.

Il numero di Abitanti Equivalenti, riferito a utenti occasionali, è assunto pari a 1.

Il numero di Abitanti Equivalenti totali è pari a 2.

La circolare ministeriale del 04/06/1986 permette di ricavare i volumi dei relativi comparti, in particolare per numero di A.E. minore di 10 si ha:

		<i>CODE</i> LM.REL.06
		<i>PAGE</i> 43 di/of 79

Capacità comparto di sedimentazione 60 lt/abitante

Capacità comparto di digestione: 200lt/abitante

Pertanto, si prevede l'utilizzo di una vasca IHMOFF caratterizzata dai seguenti volumi allo sfioro:

Sedimentatore primario: 250l

Digestore: 440l

Totale: 690l

Per la fitodepurazione, si considera adeguato l'utilizzo di una superficie filtrante pari a 2m² per Abitante Equivalente, pertanto si realizzerà, cautelativamente, una superficie filtrante di 5m².

TUBAZIONI

Il dimensionamento delle tubazioni per lo smaltimento delle acque nere è realizzato assumendo un range di velocità ammissibili, identificate attraverso:

Velocità limite inferiore pari a 0.5 m/s per consentire il corretto dilavamento della tubazione, evitando eventuali fenomeni di sedimentazione

Velocità limite superiore pari a 2 m/s per evitare fenomeni di ostruzione derivante dall'elevata velocità di percorrenza delle acque nere

Si considera altresì un grado di riempimento della tubazione pari al 50%, per evitare fenomeni di condotte in pressione.

Dalle tabelle UNI EN 12056-2 è possibile ricavare i valori dell'intensità massima di scarico.

Utenza	Designed Units (l/s)
WC con cassetta da 9.0 l	2.5
Lavabo	0.5

Il coefficiente di scarico (K), legato alla frequenza di utilizzazione, rappresenta un coefficiente moltiplicativo per determinare i valori di progetto delle portate di scarico. Nel caso in esame si desume un utilizzo irregolare, tipico degli uffici, che determina un valore del coefficiente pari a 0.5.

Il valore di progetto delle tubazioni è, dunque, pari a 1.5 l/s.

Per tale valore di portata, si determina un diametro di allacciamento per tubazioni non ventilate pari a 70mm. Le tubazioni così dimensionate saranno realizzate in PVC.

		CODE
		LM.REL.06
		PAGE
		44 di/of 79

6.14 DIMENSIONAMENTO PRELIMINARE SMALTIMENTO ACQUE METEORICHE

Lo smaltimento delle acque meteoriche è relativo alle acque di prima pioggia, ovvero ai primi 5mm di precipitazione successivi di almeno 48 ore all'ultima precipitazione.

La necessità di smaltire le acque meteoriche deriva dalle alte concentrazioni di inquinanti che queste potrebbero avere in seguito al normale funzionamento dell'impianto (e.g. movimentazione mezzi). Per tale motivo, queste vengono considerate come scarico e non come semplici acque meteoriche e saranno assoggettate alla normativa in materia di trattamento delle acque reflue.

Il sistema di trattamento delle acque di prima pioggia è composto da tre componenti principali, collegati come riportato in figura.



NOMENCLATURA

- | | |
|---|-----------------------------|
| 1 - INGRESSO ACQUE METEORICHE | 6 - POZZETTO DI CALMA |
| 2 - POZZETTO SCOLMATORE COMPLETO DI SENSORE PIOGGIA | 7 - UNITÀ DI DISOLEAZIONE |
| 3 - INGRESSO ACCUMULO ACQUE PRIMA PIOGGIA | 8 - POZZETTO DI DERIVAZIONE |
| 4 - BY-PASS IMPIANTO | 9 - USCITA IMPIANTO |
| 5 - CHIUSINO ISPEZIONE E MANUTENZIONE | 10 - ACCUMULO |

Fig. 23: Sistema trattamento acque di prima pioggia

Il pozzetto scolmatore in cui avviene la separazione delle acque di prima pioggia inviate alla vasca di accumulo da quelle successive che vengono inviate al corpo recettore tramite una tubazione di bypass.

La vasca di accumulo in cui vengono raccolte le acque di prima pioggia che verranno trattate entro le prossime 48 ore dalla fine dell'ultimo evento meteorico.

Il Disoleatore: nel quale avviene la separazione degli oli non emulsionati.

La superficie di interesse della SSE MT/AT è pari a circa 1100mq, così suddivisi:

240mq relativi alle cabine con buffer di 3mt sul lato interno del piazzale

		<p>CODE</p> <p>LM.REL.06</p> <hr/> <p>PAGE</p> <p>45 di/of 79</p>
---	---	---

780mq relativi alla vasca del trasformatore e basamento

80mq relativi alla superficie sovrastante l'impianto di trattamento acque

Per la determinazione del volume delle acque di prima pioggia, si osserva che tale volume deve essere maggiorato considerando i tempi di attraversamento delle acque per raggiungere il pozzetto scolmatore.

Per determinare il volume effettivo, si utilizzano i dati pubblicati sugli annali idrologici del Compartimento di Bari del S.I.M.N.

Il modello pluviometrico, descritto dall'equazione 1., determina la curva di probabilità pluviometrica: per la penisola salentina è utilizzabile la relazione:

$$h(t) = 33.7 t^{0.163}$$

La quale consente di determinare l'altezza della precipitazione in funzione della durata della precipitazione stessa. Limitatamente al caso di interesse, l'altezza da considerare è relativa al tempo di attraversamento dell'acqua di prima pioggia dal punto più lontano del piazzale al pozzetto scolmatore. Tale tempo è determinato considerata la distanza massima tra pozzetto scolmatore e piazzale pari a 20mt, con una velocità di scorrimento pari a 1 m/s.

Per tale tempo di attraversamento, si determina un'altezza massima di precipitazione pari a 14.45 mm. Il valore così determinato viene maggiorato assumendo un tempo di ritorno della precipitazione pari a T=5 anni. Il coefficiente moltiplicativo, determinato dalla curva di crescita (Rossi e Villani) è pari a 1.26.

Si desume un'altezza di precipitazione massima, con tempo di ritorno di 5 anni, pari a 18.2mm.

Per determinare il volume della vasca di accumulo si calcola una precipitazione mediata tra il valore massimo della precipitazione (superficie sovrastante vasca di accumulo) e il valore minimo (agli estremi del piazzale). La precipitazione media è pari a 11.6 mm.

Per tale valore di precipitazione, si determina il volume della vasca di accumulo pari a 12.8 mc.

Il disoleatore è dimensionato in funzione della portata in ingresso, calcolata assumendo un tempo di svuotamento della vasca di accumulo pari a 2h. La portata di funzionamento del disoleatore sarà pari a 1.8 l/s.

		CODE
		LM.REL.06
		PAGE
		46 di/of 79

7. Piano di dismissione

7.1 Fasi di dismissione

La dismissione dell'impianto è prevista al termine della sua attività ossia dopo almeno 25-30 anni dalla data di entrata in esercizio, seguendo le prescrizioni normative in vigore al momento.

Le fasi principali del piano di dismissione sono riassumibili in:

1. Sezionamento impianto lato DC e lato CA (dispositivo di generatore), sezionamento in BT e MT (locale cabina di trasformazione);
2. Scollegamento serie moduli fotovoltaici;
3. Scollegamento cavi lato c.c. e lato c.a.;
4. Smontaggio moduli fotovoltaici dalla struttura di sostegno (shed);
5. Impacchettamento moduli mediante contenitori di sostegno;
6. Smontaggio sistema di illuminazione, se presente;
7. Rimozione cavi da canali interrati;
8. Rimozione pozzetti di ispezione;
9. Rimozione parti elettriche dai fabbricati per alloggiamento inverter;
10. Smontaggio struttura metallica;
11. Rimozione dei basamenti di fissaggio al suolo delle cabine;
12. Rimozione parti elettriche dalla cabina di trasformazione;
13. Consegna materiali a ditte specializzate allo smaltimento.

I tempi previsti per adempiere alla dismissione dell'intero impianto agrovoltaiico sono di circa 4 mesi. La dismissione di un impianto agrovoltaiico è un'operazione di uso non ancora comune, data la capacità dell'impianto agrovoltaiico a continuare nel proprio funzionamento di conversione dell'energia anche oltre la durata di venticinque/trent'anni ed essendo, tali tecnologie, piuttosto recenti.

		<i>CODE</i> LM.REL.06
		<i>PAGE</i> 47 di/of 79

7.2 Riciclo e Rifiuti

Ogni singola parte dell'impianto FV avrà dei componenti riciclabili e degli altri che saranno classificati come rifiuti.

L'impianto agrovoltaiico è costituito essenzialmente dai seguenti materiali:

- Apparecchiature elettriche ed elettroniche: inverter, quadri elettrici, trasformatori, moduli fotovoltaici, contatori, impianto di videosorveglianza e di illuminazione;
- Materiali ferrosi: strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici, quali viti di ancoraggio in acciaio, profili di alluminio e shed, recinzione in fili zincati, pozzetti di ispezione in ghisa (se carrabili), porte/finestre di aerazione della cabina elettrica;
- Cavi elettrici;
- Materiale plastico: tubazioni in PVC per il passaggio dei cavi elettrici, cassette dei quadri elettrici;
- Materiale inerte: pietrisco o ghiaia per la realizzazione della viabilità interna.

7.3 Pannelli FV

Per quanto riguarda lo smaltimento dei pannelli fotovoltaici montati sulle strutture fuori terra, qualora non fosse possibile rivenderli, l'obiettivo è quello di riciclare pressoché totalmente i materiali impiegati. Le operazioni consisteranno nello smontaggio dei moduli ed invio degli stessi a idonea piattaforma predisposta dal costruttore dei moduli FV che effettuerà le seguenti operazioni di recupero:

- recupero cornice di alluminio;
- recupero vetro;
- recupero integrale della cella di silicio o recupero del solo wafer;
- invio a discarica delle modeste quantità di polimero di rivestimento della cella.

7.4 Strutture di sostegno

Le strutture di sostegno dei pannelli saranno rimosse tramite smontaggio meccanico, sia per la parte aerea che per quella vincolata al suolo.

I materiali ferrosi ricavati verranno inviati ad appositi centri di recupero e riciclaggio, il tutto a norma di legge.

		<i>CODE</i> LM.REL.06
		<i>PAGE</i> 48 di/of 79

7.5 Impianto elettrico

Le linee elettriche e gli apparati elettrici e meccanici delle cabine di trasformazione MT/BT saranno rimossi, conferendo il materiale di risulta agli impianti all'uso deputati dalla normativa di settore.

Il rame degli avvolgimenti e dei cavi elettrici e le parti metalliche verranno inviati ad aziende specializzate nel loro recupero e riciclaggio.

I pozzetti elettrici verranno rimossi tramite scavo a sezione obbligata che verrà poi nuovamente riempito con il materiale di risulta.

I manufatti estratti verranno trattati come rifiuti ed inviati in discarica in accordo alle vigenti disposizioni normative.

7.6 Normativa sui rifiuti

Il D.lgs. 152/06 classifica i rifiuti secondo l'origine in rifiuti urbani e rifiuti speciali, e secondo le caratteristiche di pericolosità in rifiuti pericolosi e non pericolosi.

Tutti i rifiuti sono identificati da un codice a sei cifre.

L'elenco dei codici identificativi (denominato CER 2002 e allegato alla parte quarta del D.lgs. 152/06) è articolato in 20 classi: ogni classe raggruppa rifiuti che derivano da uno stesso ciclo produttivo. All'interno dell'elenco, i rifiuti pericolosi sono contrassegnati da un asterisco.

In base alla classificazione secondo l'origine, i rifiuti derivanti dalla dismissione di un impianto agrovoltaiico rientrano tra quelli speciali:

- rifiuti derivanti dalle attività di demolizione, costruzione, nonché i rifiuti pericolosi che derivano dalle attività di scavo;
- i macchinari e le apparecchiature deteriorati ed obsoleti.

In merito alla pericolosità, il D.lgs. 152/06 (art. 184, comma 5), definisce come pericolosi i rifiuti contrassegnati da apposito asterisco nell'elenco CER2002.

In tale elenco alcune tipologie di rifiuti sono classificate come pericolose o non pericolose fin dall'origine, mentre per altre la pericolosità dipende dalla concentrazione di sostanze pericolose e/o metalli pesanti presenti nel rifiuto.

		<i>CODE</i> LM.REL.06
		<i>PAGE</i> 49 di/of 79

Con il termine "sostanza pericolosa" si intende qualsiasi sostanza classificata come pericolosa ai sensi della direttiva 67/548/CEE e successive modifiche: questa classificazione è soggetta ad aggiornamenti, in quanto la ricerca e le conoscenze in questo campo sono in continua evoluzione.

I "metalli pesanti" sono: antimonio, arsenico, cadmio, cromo (VI), rame, piombo, mercurio, nichel, selenio, tellurio, tallio e stagno. Essi possono essere presenti sia puri che, combinati con altri elementi, in composti chimici.

Il codice CER dei materiali costituenti un impianto agrovoltaiico sono essenzialmente i seguenti:

Codice CER	Descrizione
20 01 36	apparecchiature elettriche ed elettroniche fuori uso (inverter, quadri elettrici, trasformatori, moduli fotovoltaici)
17 01 01	Cemento (derivante dalla demolizione dei fabbricati che alloggiavano le apparecchiature elettriche)
17 02 03	Plastica (derivante dalla demolizione delle tubazioni per il passaggio dei cavi elettrici)
17 04 05	Ferro, Acciaio (derivante dalla demolizione delle strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici)
17 04 11	Cavi
17 05 08	Pietrisco (derivante dalla rimozione della ghiaia gettata per realizzare la viabilità)

In particolare, riguardo alla rottamazione di apparecchiature elettriche ed elettroniche (RAEE), la Norma EN 50419 indica l'appartenenza del prodotto alla categoria RAEE, per cui tutti i prodotti a fine vita che riportano tale simbolo non potranno essere conferiti nei rifiuti generici, ma seguire l'iter dello smaltimento. Il mancato recupero dei RAEE non permette lo sfruttamento delle risorse presenti all'interno del rifiuto stesso come plastiche e metalli riciclabili.

Lo Stato italiano dispone che si realizzi il trasporto dei RAEE presso gli impianti autorizzati indicati dai produttori di AEE professionali. All'art. 7 del decreto n. 65 del 2010 si rende noto che si applica il ritiro di RAEE professionali effettuato dai gestori dei centri di assistenza tecnica di AEE formalmente incaricati dai produttori di tali apparecchiature, provvedendo al ritiro nell'ambito

		<i>CODE</i> LM.REL.06
		<i>PAGE</i> 50 di/of 79

dell'organizzazione di un sistema di raccolta di cui all'articolo 6, comma 3, del decreto legislativo n. 151 del 2005.

È comunque da far notare che le celle fotovoltaiche, sebbene garantite 20 anni contro la diminuzione dell'efficienza di produzione, essendo costituite da materiale inerte, quale il silicio, garantiscono cicli di vita ben superiori alla durata ventennale (sono infatti presenti impianti di prova installati negli anni 70 ancora funzionanti).

I moduli fotovoltaici risentono solo di un calo di prestazione dovuto alla degradazione dei materiali che compongono la stratigrafia del modulo, quali il vetro (che ingiallisce), i fogli di EVA (acetato di vinile) e il Tedlar (film di polivinilcloruro). Del modulo agrovoltaico potranno essere recuperati il vetro di protezione, le celle al silicio, la cornice in alluminio e il rame dei cavi, quindi circa il 95% del suo peso.

L'inverter, altro elemento "ricco" di materiali pregiati (componentistica elettronica) costituisce il secondo elemento di un impianto agrovoltaico che in fase di smaltimento dovrà essere debitamente curato. Tutti i cavi in rame potranno essere recuperati, così come tutto il metallo delle strutture di sostegno. L'impianto agrovoltaico è da considerarsi l'impianto di produzione di energia elettrica che più di ogni altro adotta materiali riciclabili e che durante il suo periodo di funzionamento minimizza l'inquinamento del sito di installazione, in termini di inquinamento atmosferico (nullo non generando fumi), di falda (nullo non generando scarichi) o sonoro (nullo non avendo parti in movimento).

Negli ultimi anni sono nate procedure analitiche per la valutazione del ciclo di vita (LCA) degli impianti fotovoltaici. Tali procedure sono riportate nelle ISO 14040-41-42-43.

8. . Opere di ripristino

8.1 Interventi necessari al ripristino vegetazionale

La dismissione dell'impianto potrebbe provocare fasi di erosioni superficiali e di squilibrio di coltri detritiche, questi inconvenienti saranno prevenuti mediante l'utilizzo di tecniche di ingegneria naturalistica abbinate ad una buona conoscenza del territorio di intervento.

Gli obiettivi principali di questa forma riabilitativa sono i seguenti:

- riabilitare, mediante attenti criteri ambientali, le zone soggette ai lavori che hanno subito una modifica rispetto alle condizioni pregresse;
- consentire una migliore integrazione paesaggistica dell'area interessata dalle modifiche.

		<i>CODE</i> LM.REL.06
		<i>PAGE</i> 51 di/of 79

Per il compimento degli obiettivi sopra citati il programma dovrà contemplare i seguenti punti:

- si dovrà prestare particolare attenzione durante la fase di adagiamento della terra vegetale, facendo prima un'adeguata sistemazione del suolo che dovrà riceverla;
- effettuare una attenta e mirata selezione delle specie erbacee, arbustive ed arboree maggiormente adatte alle differenti situazioni. Inoltre, particolare cura si dovrà porre nella scelta delle tecniche di semina e di piantumazione, con riferimento alle condizioni edafiche ed ecologiche del suolo che si intende ripristinare;
- si dovrà procedere alla selezione di personale tecnico specializzato per l'intera fase di manutenzione necessaria durante il periodo dei lavori di riabilitazione.

Le azioni necessarie per l'attuazione di tali obiettivi sono le seguenti:

- **Trattamento dei suoli:** le soluzioni da adottare riguardano la stesura della terra vegetale, la preparazione e scarificazione del suolo secondo le tecniche classiche. Il carico e la distribuzione della terra si realizza generalmente con una pala meccanica e con camion da basso carico, che la scaricheranno nelle zone d'uso. Quando le condizioni del terreno lo consentano si effettueranno passaggi con un rullo prima della semina. Queste operazioni si rendono necessarie per sgretolare eventuali ammassi di suolo e per prepararlo alle fasi successive.
- **Opere di semina di specie erbacee:** una volta terminati i lavori di trattamento del suolo, si procede alla semina di specie erbacee con elevate capacità radicanti in maniera tale da poter fissare il suolo. In questa fase è consigliata, per la semina delle specie erbacee, la tecnica dell'idrosemina. In particolare, è consigliabile l'adozione di un manto di sostanza organica triturrata (torba e paglia), spruzzata insieme ad un legante bituminoso ed ai semi; tale sistema consente un'immediata protezione dei terreni ancor prima della crescita delle specie seminate ed un rapido accrescimento delle stesse. Questa fase risulta di particolare importanza ai fini di:
 - a. mantenere una adeguata continuità della copertura vegetale circostante;
 - b. proteggere la superficie, resa particolarmente più sensibile dai lavori di cantiere, dall'erosione;
 - c. consentire una continuità dei processi pedogenetici, in maniera tale che si venga ricolonizzazione naturale senza l'intervento dell'uomo.;

L'evoluzione naturale verso forme più evolute di vegetazione (arbustive e successivamente arboree) può avvenire in tempi medio-lunghi a beneficio della flora autoctona.

Per questo motivo le specie erbacee selezionate dovranno essere caratterizzate da una crescita rapida, una capacità di rigenerazione elevata, "rusticità" elevata e adattabilità a suoli poco profondi e di scarsa

		<i>CODE</i> LM.REL.06
		<i>PAGE</i> 52 di/of 79

evoluzione pedogenetica, sistema radicale potente e profondo ed alta proliferazione. Per realizzare un'alta percentuale di attecchimento delle specie, dovranno essere adottate misure particolarmente rigorose quali la delimitazione delle aree di semina ed il divieto di accesso e/o controllo di automezzi e personale. La scelta delle specie da adottare per la semina dovrà comunque essere indirizzata verso le essenze autoctone già presenti nell'area di studio.

8.2 Trattamento dei suoli

In funzione dei condizionamenti descritti, le soluzioni generali che si adotteranno durante l'esecuzione dell'opera e secondo quanto stipulato nel Programma di Vigilanza Ambientale per il trattamento dei suoli o terra vegetale, saranno:

- formazione di cumuli di terra recuperata, scavata selettivamente, e seminata, per la protezione delle loro superfici nei confronti dell'erosione, fino al momento della loro ricollocazione sulle aree manomesse;
- stesura di terra vegetale, proveniente dagli stesi cumuli;
- preparazione e compattazione del suolo, secondo tecniche classiche.

La terra vegetale sarà depositata, separata adeguatamente e libera da pietre e resti vegetali grossolani, come pezzi di legno e rami, per la sua utilizzazione successiva nelle superfici da ripopolare.

Quando le condizioni del terreno lo permettano, si realizzerà un passaggio di rullo prima della semina. Questo è un altro lavoro che prevede lo sminuzzamento dello strato superficiale (rottura delle zolle), il livellamento e la leggera compattazione del terreno. Il rullaggio prima della semina è indispensabile per mettere la terra in contatto stretto con il seme e favorire il flusso di acqua intorno ad essa. Sarà importante realizzare queste due operazioni con criterio, ossia in funzione delle condizioni del suolo, delle coltivazioni e del clima, per aumentare le possibilità di accrescimento delle specie proposte.

8.3 Semina

Una volta terminati i lavori di trattamento del suolo, la semina di specie erbacee con grande capacità di attecchimento per pendii e zone scoscese si realizzerà mediante la tecnica di idrosemina senza pressione.

La semina svolge la funzione di:

- stabilizzare le superfici dei pendii nei confronti dell'erosione;

		<i>CODE</i>
		LM.REL.06
		<i>PAGE</i>
		53 di/of 79

- rigenerare il suolo, costituendo un substrato umido che possa permettere la successiva colonizzazione naturale senza manutenzione;

L'obiettivo ottimale è quello di ottenere una copertura erbacea del 50-60%; inoltre, la zona interessata si arricchirà celermente con i semi provenienti dalle zone limitrofe e l'evoluzione naturale farà scomparire più o meno rapidamente alcune specie della miscela seminata a vantaggio della flora autoctona.

Le specie erbacee selezionate dovranno possedere le seguenti caratteristiche:

- attecchimento rapido, poiché, non essendo interrate, potrebbero essere sottoposte a dilavamento;
- poliannuali, per dare il tempo di entrata a quelle spontanee;
- rusticità elevata e adattabilità su suoli accidentati e compatti;
- sistema radicale forte e profondo per l'attecchimento e la resistenza alla siccità.

8.4 Piantagioni di arbusti

Lo scopo delle piantagioni di arbusti è quello di riprodurre, sulle nuove superfici, le caratteristiche visive del terreno circostante, lasciando inalterata la sua funzionalità ecologica e di protezione idrogeologica.

Come già ribadito, per la scelta delle specie dovranno utilizzarsi i seguenti criteri:

- carattere autoctono;
- rusticità o ridotte richieste in quanto a suolo, acqua e semina;
- presenza nei vivaia;

Inoltre, si dovrà porre cura a che:

- le specie selezionate non abbiano esigenze particolari, in modo che non risulti gravosa la manutenzione;
- la distribuzione degli esemplari deve essere tale che una unità di arbusto occupi da 0,3 a 0,9 m²;
- in tutte le piantagioni si eviti l'allineamento di piante, distribuendole invece secondo uno schema a macchia.

8.5 Criteri di scelta delle specie

Per la scelta delle tecniche e delle specie da adottare sono stati seguiti i seguenti tre criteri:

- obiettivo primario degli interventi;
- ecologia delle specie presenti;

		<i>CODE</i> LM.REL.06
		<i>PAGE</i> 54 di/of 79

- ecologia delle specie da inserire e provenienza (biogeografia) delle stesse.

L'ecologia delle specie presenti è stata dedotta dallo studio delle associazioni vegetali presenti nell'area (cfr. il quadro di riferimento ambientale, parte integrante dello Studio di Impatto Ambientale). È infatti chiaro come l'ecologia delle specie presenti sia espressione delle condizioni stazionali. Poiché, nelle opere di sistemazione previste, dovranno essere impiegate unicamente specie vegetali autoctone, la scelta sulle specie da adottare è possibile soltanto previa l'analisi sulla vegetazione. Le associazioni individuate nell'area soggetta ad indagine mostrano una certa variabilità nei gradienti ecologici, che pone la progettazione del verde di fronte a scelte che mirino a obiettivi polifunzionali.

L'ecologia delle specie da inserire dovrà essere molto simile a quella delle specie già presenti. Non saranno dunque ammissibili scelte di specie con le seguenti caratteristiche:

- specie invasive con forti capacità di espansione in aree degradate;
- specie alloctone con forte capacità di modifica dei gradienti ecologici;
- specie autoctone ma non proprie dell'ambiente indagato.

Inoltre, poiché si lavorerà su aree prodotte artificialmente e/o su aree fortemente modificate dall'uomo, sprovviste spesso di uno strato umifero superficiale e dunque povero di sostanze nutritive, è chiaro che in tali condizioni estreme sia consigliabile utilizzare solo associazioni pioniere, compatibili dal punto di vista ecologico. Tali associazioni dovranno rispondere inoltre alle seguenti caratteristiche:

- larga amplitudine ecologica;
- facoltà di colonizzare terreni grezzi di origine antropogenica e capacità edificatrici;
- resistenza alla sollecitazione meccanica;
- azione consolidante del terreno.

8.6 Metodiche di intervento

Nella scelta delle metodiche da adoperare si è dunque dovuto far fronte a tutte le esigenze sopra riportate. Per tale motivo, e seguendo la sistematica introdotta da Schiechl (1973) che prevede quattro differenti tecniche costruttive (interventi di rivestimento, stabilizzanti, combinati, complementari), sono stati scelti interventi di rivestimento in grado di proteggere rapidamente il terreno dall'erosione superficiale mediante la loro azione di copertura esercitata sull'intera superficie.

		<i>CODE</i> LM.REL.06
		<i>PAGE</i> 55 di/of 79

L'utilizzo di interventi di rivestimento permetterà un'azione coprente e protettiva del terreno. In questo caso, l'impiego di un gran numero di piante, di semi, o di parti vegetali per unità di superficie, permette la protezione della superficie del terreno dall'effetto dannoso delle forze meccaniche. Inoltre, tali interventi, consentiranno un miglioramento del bilancio dell'umidità e del calore favorendo dunque lo sviluppo delle specie vegetali. Tali interventi sono inoltre mirati ad una rapida protezione delle superfici spoglie.

Per l'esecuzione di tali operazioni è stata scelta la metodica dell'idrosemina; infatti, nei terreni particolarmente poveri di sostanze nutritive e facilmente erodibili dalle acque meteoriche, l'idrosemina, adottata in periodi umidi (autunno), si rivela un'ottima metodica per la protezione di tali aree. Il materiale da utilizzare è un prodotto in miscuglio pronto composto da semente, concimi, sostanze di miglioramento del terreno, agglomerati e acqua. La miscela prevede differenti dosi per ettaro che verranno adeguatamente scelte in fase di realizzazione delle opere di rinverdimento.

La disposizione deve essere il più possibile random. Questo punto si rileva di fondamentale importanza dal punto di vista delle mitigazioni paesaggistiche e di rinaturalizzazione dell'area, poiché lo sviluppo della vegetazione naturale non segue in alcun modo figure geometriche.

8.7 Manutenzione

Le operazioni di manutenzione e conservazione devono conseguire i seguenti obiettivi funzionali ed estetici:

- mantenere uno strato vegetale più o meno continuo;
- limitare il rischio di incendi e la loro propagazione;
- controllare la vegetazione pregiudizievole per le colture agricole adiacenti;

Per la manutenzione si realizzeranno i seguenti lavori:

- irrigazione: si considera la necessità di effettuare annaffiature degli arbusti e delle idrosemine definite.
- concimazioni: si dovrà effettuare un'analisi chimica dei nutrienti presenti nel terreno, in modo da evidenziare quali sono le carenze ed eventualmente effettuare una concimazione con gli elementi di cui si è verificata la carenza.
- rimpiazzo degli esemplari morti: il rimpiazzo degli esemplari morti si effettuerà l'anno seguente all'intervento, al termine dei lavori di rivegetazione.

		<p>CODE</p> <p>LM.REL.06</p> <hr/> <p>PAGE</p> <p>56 di/of 79</p>
---	---	---

9. Normativa

Gli impianti fotovoltaici e i relativi componenti devono rispettare, ove di pertinenza, le prescrizioni contenute nelle seguenti norme di riferimento, comprese eventuali varianti, aggiornamenti ed estensioni emanate successivamente dagli organismi di normazione citati.

Si applicano inoltre i documenti tecnici emanati dai gestori di rete riportanti disposizioni applicative per la connessione di impianti fotovoltaici collegati alla rete elettrica e le prescrizioni di autorità locali, comprese quelle dei VVFF.

· Leggi e decreti

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.

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. 115 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 Legislativo n. 56 del 29-03-2010: modifiche e integrazioni al decreto 30 maggio 2008, n. 115.

Decreto del presidente della repubblica n. 59 del 02-04-2009: regolamento di attuazione dell'articolo 4, comma 1, lettere a) e b), del decreto legislativo 19 agosto 2005, n. 192, concernente attuazione della direttiva 2002/91/CE sul rendimento energetico in edilizia.

		<p>CODE</p> <p>LM.REL.06</p> <hr/> <p>PAGE</p> <p>57 di/of 79</p>
---	---	---

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 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.

Legge 13 Agosto 2010, n. 129 (GU n. 192 del 18-8-2010): Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 8 luglio 2010, n. 105, recante misure urgenti in materia di energia. Proroga di termine per l'esercizio di delega legislativa in materia di riordino del sistema degli incentivi. (Art. 1-septies - Ulteriori disposizioni in materia di impianti per la produzione di energia da fonti rinnovabili)

Decreto legislativo del 3 marzo 2011, n. 28: Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili

Decreto legge del 22 giugno 2012, n. 83: misure urgenti per la crescita del Paese

Sicurezza

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

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

Ministero dell'interno

"Guida per l'installazione degli impianti fotovoltaici" - DCPREV, prot.5158 - Edizione 2012.

"Guida per l'installazione degli impianti fotovoltaici" - Nota DCPREV, prot.1324 - Edizione 2012.

"Guida per l'installazione degli impianti fotovoltaici" - Chiarimenti alla Nota DCPREV, prot.1324 "Guida per l'installazione degli impianti fotovoltaici – Edizione 2012".

Secondo Conto Energia

Decreto 19-02-2007: criteri e modalità per incentivare la produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare, in attuazione dell'articolo 7 del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387.

		<p>CODE</p> <p>LM.REL.06</p> <hr/> <p>PAGE</p> <p>58 di/of 79</p>
---	---	---

Legge n. 244 del 24-12-2007 (Legge finanziaria 2008): disposizioni per la formazione del bilancio annuale e pluriennale dello Stato.

Decreto Attuativo 18-12-2008 - Finanziaria 2008

DM 02/03/2009: disposizioni in materia di incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare.

Terzo Conto Energia

Decreto 6 agosto 2010: incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare.

Quarto Conto Energia

Decreto 5 maggio 2011: incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti solari fotovoltaici.

Quinto Conto Energia

Decreto 5 luglio 2012: attuazione dell'art. 25 del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, recante incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti solari fotovoltaici.

Deliberazione 12 luglio 2012 292/2012/R/EFR: determinazione della data in cui il costo cumulato annuo degli incentivi spettanti agli impianti fotovoltaici ha raggiunto il valore annuale di 6 miliardi di euro e della decorrenza delle modalità di incentivazione disciplinate dal decreto del ministro dello sviluppo economico, di concerto con il ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare 5 luglio 2012.

· **Norme Tecniche**

Normativa fotovoltaica

CEI 82-25 Edizione 09-2010: guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa Tensione.

CEI 82-25; V2 Edizione 10-2012: guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa Tensione.

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

		<i>CODE</i> LM.REL.06
		<i>PAGE</i> 59 di/of 79

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 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 61730-1 (CEI 82-27): qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV) - Parte 1: Prescrizioni per la costruzione.

CEI EN 61730-2 (CEI 82-28): qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV) - Parte 2: Prescrizioni per le prove.

CEI EN 62108 (82-30): moduli e sistemi fotovoltaici a concentrazione (CPV) - Qualifica di progetto e approvazione di tipo.

CEI EN 62093 (CEI 82-24): componenti di sistemi fotovoltaici - moduli esclusi (BOS) - Qualifica di progetto in condizioni ambientali naturali.

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

CEI EN 50521 (CEI 82-31): connettori per sistemi fotovoltaici - Prescrizioni di sicurezza e prove.

CEI EN 50524 (CEI 82-34): fogli informativi e dati di targa dei convertitori fotovoltaici.

CEI EN 50530 (CEI 82-35): rendimento globale degli inverter per impianti fotovoltaici collegati alla rete elettrica.

EN 62446 (CEI 82-38): grid connected photovoltaic systems - Minimum requirements for system documentation, commissioning tests and inspection.

CEI 20-91: cavi elettrici con isolamento e guaina elastomerici senza alogeni non propaganti la fiamma con tensione nominale non superiore a 1 000 V in corrente alternata e 1 500 V in corrente continua per applicazioni in impianti fotovoltaici.

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.

		<p>CODE</p> <p>LM.REL.06</p> <hr/> <p>PAGE</p> <p>60 di/of 79</p>
---	---	---

UNI/TR 11328-1:2009: "Energia solare - Calcolo degli apporti per applicazioni in edilizia - Parte 1: Valutazione dell'energia raggiante ricevuta".

Altra Normativa sugli impianti elettrici

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 0-21: regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti BT delle imprese distributrici di energia elettrica.

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

CEI EN 50438 (CT 311-1): prescrizioni per la connessione di micro-generatori in parallelo alle reti di distribuzione pubblica in bassa tensione.

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 EN 60099-1 (CEI 37-1): scaricatori - Parte 1: Scaricatori a resistori non lineari con spinterometri per sistemi a corrente alternata

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

CEI EN 60445 (CEI 16-2): principi base e di sicurezza per l'interfaccia uomo-macchina, marcatura e identificazione - Individuazione dei morsetti e degli apparecchi e delle estremità dei conduttori designati e regole generali per un sistema alfanumerico.

CEI EN 60529 (CEI 70-1): gradi di protezione degli involucri (codice IP).

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 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 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).

		<i>CODE</i> LM.REL.06
		<i>PAGE</i> 61 di/of 79

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 50470-1 (CEI 13-52): apparati per la misura dell'energia elettrica (c.a.) - Parte 1: Prescrizioni generali, prove e condizioni di prova - Apparato di misura (indici di classe A, B e C).

CEI EN 50470-3 (CEI 13-54): apparati per la misura dell'energia elettrica (c.a.) - Parte 3: Prescrizioni particolari - Contatori statici per energia attiva (indici di classe A, B e C).

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

CEI 81-3: valori medi del numero di fulmini a terra per anno e per chilometro quadrato.

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

CEI 20-20: cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750 V.

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

CEI UNI EN ISO/IEC 17025:2008: requisiti generali per la competenza dei laboratori di prova e di taratura.

· [Delibere AEEG](#)

Connessione

Delibera ARG-elt n. 33-08: condizioni tecniche per la connessione alle reti di distribuzione dell'energia elettrica a tensione nominale superiore ad 1 kV.

Delibera ARG-elt n.119-08: disposizioni inerenti l'applicazione della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas ARG/elt 33/08 e delle richieste di deroga alla norma CEI 0-16, in materia di connessioni alle reti elettriche di distribuzione con tensione maggiore di 1 kV.

Deliberazione 84/2012/R/EEL: interventi urgenti relativi agli impianti di produzione di energia elettrica, con particolare riferimento alla generazione distribuita, per garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale.

Deliberazione 344/2012/R/EEL: approvazione della modifica all'allegato A70 e dell'allegato A72 al codice di rete. modifica della deliberazione dell'autorità per l'energia elettrica e il gas 8 marzo 2012, 84/2012/R/EEL.

Ritiro dedicato

Delibera ARG-elt n. 280-07: modalità e condizioni tecnico-economiche per il ritiro dell'energia elettrica ai sensi dell'articolo 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387-03, e del comma 41 della legge 23 agosto 2004, n. 239-04.

		<p>CODE</p> <p>LM.REL.06</p> <hr/> <p>PAGE</p> <p>62 di/of 79</p>
---	---	---

Delibera 343/2012/R/EFR: definizione delle modalità per il ritiro, da parte del gestore dei servizi energetici S.p.A. - GSE, dell'energia elettrica immessa in rete dagli impianti che accedono all'incentivazione tramite le tariffe fisse onnicomprensive. definizione delle modalità di copertura delle risorse necessarie per l'erogazione degli incentivi previsti dai medesimi decreti interministeriali.

Servizio di misura

Delibera ARG-elt n. 88-07: disposizioni in materia di misura dell'energia elettrica prodotta da impianti di generazione.

Deliberazione ARG/elt 199-11: disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2012-2015 e disposizioni in materia di condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione.

Delibera 339/2012/R/EEL: disposizioni urgenti in materia di servizio di misura dell'energia elettrica prodotta e immessa nelle reti e integrazioni alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas n. 88/07 e all'allegato B alla deliberazione ARG/elt 199/11 (TIME).

Tariffe

Delibera ARG-elt n. 111-06: condizioni per l'erogazione del pubblico servizio di dispacciamento dell'energia elettrica sul territorio nazionale e per l'approvvigionamento delle relative risorse su base di merito economico, ai sensi degli articoli 3 e 5 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79.

Delibera ARG-elt n.156-07: approvazione del Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di vendita dell'energia elettrica di maggior tutela e di salvaguardia ai clienti finali ai sensi del decreto legge 18 giugno 2007, n. 73/07.

TIV - Allegato A Delibera n. 156-07 (valido fino al 31-12-2012).

TIV - Allegato A - Deliberazione 19 luglio 2012 301/2012/R/EEL (valido dal 01-01-2013)

Delibera ARG-elt n. 348-07: testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2008-2011 e disposizioni in materia di condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione.

Deliberazione ARG-elt 199-11: disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di

		<p>CODE</p> <p>LM.REL.06</p> <hr/> <p>PAGE</p> <p>63 di/of 79</p>
---	---	---

regolazione 2012-2015 e disposizioni in materia di condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione.

TIT - Allegato A Delibera n. 199-11 (2012-2015).

TIME - Allegato B Delibera n. 199-11 (2012-2015).

TIC - Allegato C Delibera n. 199-11 (2012-2015).

Tabelle TIC 2013, TIME 2013, TIT 2013 - Deliberazione 20 dicembre 2012 565/2012/R/EEL - Aggiornamento, per l'anno 2013, delle tariffe e delle condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione e altre disposizioni relative all'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica.

Deliberazione ARG-elt n. 149-11: attuazione dell'articolo 20 del decreto del Ministro dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, 5 maggio 2011, ai fini dell'incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti solari fotovoltaici.

TIS - Allegato A Delibera ARG-elt n. 107-09: Testo integrato delle disposizioni dell'autorità per l'energia elettrica e il gas in ordine alla regolazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di dispacciamento (Settlement).

Deliberazione 115-12/R/com: aggiornamento, per il trimestre 1 aprile – 30 giugno 2012, delle componenti tariffarie destinate alla copertura degli oneri generali e di ulteriori componenti del settore elettrico e del settore gas. Disposizioni alla cassa conguaglio per il settore elettrico.

Deliberazione 119-12/R/EEL: aggiornamento, per il trimestre 1 aprile – 30 giugno 2012, delle condizioni economiche del servizio di vendita dell'energia elettrica di maggior tutela.

Deliberazione 158-12/R/COM: aggiornamento della componente tariffaria A3 dal 1 maggio 2012.

Delibera 292/2012/R/EFR: determinazione della data in cui il costo cumulato annuo degli incentivi spettanti agli impianti fotovoltaici ha raggiunto il valore annuale di 6 miliardi di euro e della decorrenza delle modalità di incentivazione disciplinate dal decreto del Ministro dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare 5 luglio 2012.

Deliberazione 27 settembre 2012 383/2012/R/COM - Aggiornamento, dall'1 ottobre 2012, delle componenti tariffarie destinate alla copertura degli oneri generali e di ulteriori componenti del settore elettrico e del settore gas. Disposizioni alla cassa conguaglio per il settore elettrico.

		<p>CODE</p> <p>LM.REL.06</p> <hr/> <p>PAGE</p> <p>64 di/of 79</p>
---	---	---

Delibera 12 luglio 2012 292/2012/R/EFR - Determinazione della data in cui il costo cumulato annuo degli incentivi spettanti agli impianti fotovoltaici ha raggiunto il valore annuale di 6 miliardi di euro e della decorrenza delle modalità di incentivazione disciplinate dal decreto del Ministro dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare 5 luglio 2012.

Deliberazione 28 dicembre 2012 576/2012/R/EEL - Aggiornamento, per l'anno 2013, dei corrispettivi di dispacciamento e modifiche al TIT e al TIS.

Deliberazione 28 dicembre 2012 577/2012/R/EEL - Aggiornamento, per il trimestre 1 gennaio – 31 marzo 2013, delle condizioni economiche del servizio di vendita dell'energia elettrica di maggior tutela.

Deliberazione 28 dicembre 2012 581/2012/R/COM - Aggiornamento, dal 1 gennaio 2013, delle componenti tariffarie destinate alla copertura degli oneri generali e di ulteriori componenti del settore elettrico e del settore gas. Modifiche del TIT e della RTDG.

Deliberazione 28 dicembre 2012 583/2012/R/EEL - Aggiornamento delle componenti DISPbt, RCV, e RCVi, del corrispettivo PCV applicato ai clienti finali non domestici del servizio di maggior tutela e modifiche al TIV.

TICA

Delibera ARG-elt n. 99-08 TICA: testo integrato delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione di energia elettrica (Testo integrato delle connessioni attive – TICA).

Delibera ARG-elt n. 130-09: Modifiche delle modalità e delle condizioni per le comunicazioni di mancato avvio dei lavori di realizzazione degli impianti di produzione di energia elettrica di cui alla deliberazione ARG-elt 99-08 (TICA).

Deliberazione 22 dicembre 2011 - ARG/elt 187-11 - Testo coordinato con le integrazioni e modifiche apportate dalla deliberazione 226/2012/R/EEL: modifiche e integrazioni alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas ARG/elt 99/08, in materia di condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione (TICA), per la revisione degli strumenti al fine di superare il problema della saturazione virtuale delle reti elettriche.

		<p>CODE</p> <p>LM.REL.06</p> <hr/> <p>PAGE</p> <p>65 di/of 79</p>
---	---	---

Deliberazione ARG-elt 124/10: Istituzione del sistema di Gestione delle Anagrafiche Uniche Degli Impianti di produzione e delle relative unità (GAUDÌ) e razionalizzazione dei flussi informativi tra i vari soggetti operanti nel settore della produzione di energia elettrica.

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

Deliberazione ARG-elt n. 181-10: attuazione del decreto del Ministro dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare 6 agosto 2010, ai fini dell'incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare.

Delibera ARG-elt n. 225-10: integrazione dell'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 20 ottobre 2010, ARG/elt 181/10, ai fini dell'attivazione degli indennizzi previsti dal decreto ministeriale 6 agosto 2010 in materia di impianti fotovoltaici.

TISP

Delibera ARG-elt n. 188-05: definizione del soggetto attuatore e delle modalità per l'erogazione delle tariffe incentivanti degli impianti fotovoltaici, in attuazione dell'articolo 9 del decreto del Ministro delle attività produttive, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio, 28 luglio 2005 con modifiche e integrazioni introdotte con le delibere n. 40/06, n. 260/06, 90/07, ARG/elt 74/08 e ARG/elt 1/09.

Delibera ARG-elt n. 260-06: modificazione ed integrazione della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 14 settembre 2005, n. 188/05 in materia di misura dell'energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici.

TISP - Delibera ARG-elt n. 74-08: testo integrato delle modalità e delle condizioni tecnico-economiche per lo scambio sul posto.

Delibera ARG-elt n.1-09: attuazione dell'articolo 2, comma 153, della legge n. 244/07 e dell'articolo 20 del decreto ministeriale 18 dicembre 2008, in materia di incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili tramite la tariffa fissa onnicomprensiva e di scambio sul posto.

Deliberazione n. 570/2012/R/efr TISP 2013 - Testo integrato delle modalità e delle condizioni tecnico-economiche per l'erogazione del servizio di scambio sul posto: condizioni per l'anno 2013.

		<p>CODE</p> <p>LM.REL.06</p> <hr/> <p>PAGE</p> <p>66 di/of 79</p>
---	---	---

TEP

Delibera EEN 3/08: aggiornamento del fattore di conversione dei kWh in tonnellate equivalenti di petrolio connesso al meccanismo dei titoli di efficienza energetica.

TIQE

Deliberazione - ARG-elt 198-11: testo integrato della qualità dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2012-2015.

· Agenzia delle Entrate

Circolare n. 46/E del 19/07/2007: articolo 7, comma 2, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387 – Disciplina fiscale degli incentivi per gli impianti fotovoltaici.

Circolare n. 66 del 06/12/2007: tariffa incentivante art. 7, c. 2, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387. Circolare n. 46/E del 19 luglio 2007 - Precisazione.

Risoluzione n. 21/E del 28/01/2008: istanza di Interpello– Aliquota Iva applicabile alle prestazioni di servizio energia - nn. 103) e 122) della Tabella A, Parte terza, d.P.R. 26/10/1972, n. 633 - Alfa S.p.A.

Risoluzione n. 22/E del 28/01/2008: istanza di Interpello - Art. 7, comma 2, d. lgs. vo n. 387 del 29 dicembre 2003.

Risoluzione n. 61/E del 22/02/2008: trattamento fiscale ai fini dell'imposta sul valore aggiunto e dell'applicazione della ritenuta di acconto della tariffa incentivante per la produzione di energia fotovoltaica di cui all'art. 7, comma 2, del d.lgs. n. 387 del 29 dicembre 2003.

Circolare n. 38/E del 11/04/2008: articolo 1, commi 271-279, della legge 27 dicembre 2006, n. 296 – Credito d'imposta per acquisizioni di beni strumentali nuovi in aree svantaggiate.

Risoluzione n. 13/E del 20/01/2009: istanza di interpello – Art. 11 Legge 27 luglio 2000, n. 212 – Gestore dei Servizi Elettrici, SPA –Dpr 26 ottobre 1972, n. 633 e Dpr 22 dicembre 1986, n. 917.

Risoluzione n. 20/E del 27/01/2009: interpello - Art. 11 Legge 27 luglio 2000, n. 212 - ALFA – art.9, DM 2 febbraio 2007.

Circolare del 06/07/2009 n. 32/E: imprenditori agricoli - produzione e cessione di energia elettrica e calorica da fonti rinnovabili agroforestali e fotovoltaiche nonché di carburanti e di prodotti chimici derivanti prevalentemente da prodotti del fondo: aspetti fiscali. Articolo 1, comma 423, della legge 23 dicembre 2005, n. 266 e successive modificazioni.

		<p>CODE</p> <p>LM.REL.06</p> <hr/> <p>PAGE</p> <p>67 di/of 79</p>
---	---	---

Risoluzione del 25/08/2010 n. 88/E - Interpello - Gestore Servizi Energetici - GSE - articolo 2 della legge 24 dicembre 2007, n. 244.

Risoluzione del 04/04/2012 n. 32/E - Trattamento fiscale della produzione di energia elettrica da parte dell'ente pubblico mediante impianti fotovoltaici – Scambio sul posto e scambio a distanza.

Risoluzione del 10/08/2012 n. 84/E - Interpello - Art. 28 del DPR 29 settembre 1973, n.600 (Impianti FTV su Condomini).

Risoluzione del 06/12/2012 - Interpello - Gestore Servizi Energetici - GSE - Fiscalità V Conto Energia.

· [Agenzia del Territorio](#)

Risoluzione n. 3/2008: accertamento delle centrali elettriche a pannelli fotovoltaici.

Nota Prot. n. 31892 - Accertamento degli immobili ospitanti gli impianti fotovoltaici.

· [GSE](#)

SSP

Disposizioni Tecniche di Funzionamento

Modalità e condizioni tecnico-operative per il Servizio di Scambio sul Posto (aggiornato al 31 marzo 2012)

Ritiro dedicato

Prezzi medi mensili per fascia oraria e zona di mercato.

Prezzi minimi garantiti.

V Conto Energia

Guida alle applicazioni innovative finalizzate all'integrazione architettonica del fotovoltaico - Agosto 2012

Catalogo impianti fotovoltaici integrati con caratteristiche innovative - Agosto 2012

Regole applicative per l'iscrizione ai registri e per l'accesso alle tariffe incentivanti - 7 agosto 2012

Bando pubblico per l'iscrizione al Registro degli impianti fotovoltaici

Guida all'utilizzo dell'applicazione web per la richiesta di iscrizione al Registro - 20 agosto 2012

		<p>CODE</p> <p>LM.REL.06</p> <hr/> <p>PAGE</p> <p>68 di/of 79</p>
---	---	---

Guida all'utilizzo dell'applicazione web FTV - SR - 27 agosto 2012

Chiarimenti sulla definizione di edificio energeticamente certificabile e sulle Certificazioni/Attestazioni riguardanti i moduli fotovoltaici ed i gruppi di conversione (inverter) necessarie per l'ammissione alle tariffe incentivanti - 6 settembre 2012

Conto Energia

Regole applicative per il riconoscimento delle tariffe incentivanti - IV Conto Energia Rev. 3, giugno 2012.

Catalogo impianti fotovoltaici integrati con caratteristiche innovative - IV Conto Energia, aprile 2012.

Guida alle applicazioni innovative finalizzate all'integrazione architettonica del fotovoltaico - IV Conto Energia, Agosto 2011.

Guida all'utilizzo dell'applicazione web per la richiesta degli incentivi - IV Conto Energia.

Regole tecniche per l'iscrizione al registro per i grandi impianti - IV Conto Energia Rev. 1, luglio 2011.

Manuale utente sito Web Applicazione Fotovoltaico - Rev. 3.1, febbraio 2011.

Guida alla richiesta degli incentivi per gli impianti fotovoltaici - III Conto Energia Ed. n. 1, gennaio 2011.

Regole tecniche per il riconoscimento delle tariffe incentivanti - III Conto Energia, gennaio 2011.

Guida all'utilizzo dell'applicazione web per la richiesta degli incentivi per il fotovoltaico - III Conto Energia.

· Terna

Gestione transitoria dei flussi informativi per GAUDÌ.

GAUDÌ - Gestione anagrafica unica degli impianti e delle unità di produzione.

FAQ GAUDÌ

Requisiti minimi per la connessione e l'esercizio in parallelo con la rete AT (Allegato A.68).

Criteri di connessione degli impianti di produzione al sistema di difesa di Terna (Allegato A.69).

Regolazione tecnica dei requisiti di sistema della generazione distribuita (Allegato A.70).

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.

		CODE
		LM.REL.06
		PAGE
		69 di/of 79

b) Definizioni

· Definizioni - Rete Elettrica

Distributore

Persona fisica o giuridica responsabile dello svolgimento di attività e procedure che determinano il funzionamento e la pianificazione della rete elettrica di distribuzione di cui è proprietaria.

Rete del distributore

Rete elettrica di distribuzione AT, MT e BT alla quale possono collegarsi gli utenti.

Rete BT del distributore

Rete a tensione nominale superiore a 50 V fino a 1.000 V compreso in c.a.

Rete MT del distributore

Rete a tensione nominale superiore a 1.000 V in c.a. fino a 30.000 V compreso.

Utente

Soggetto che utilizza la rete del distributore per cedere o acquistare energia elettrica.

Gestore di rete

Il Gestore di rete è la persona fisica o giuridica responsabile, anche non avendone la proprietà, della gestione della rete elettrica con obbligo di connessione di terzi a cui è connesso l'impianto (Deliberazione dell'AEEG n. 28/06).

Gestore Contraente

Il Gestore Contraente è l'impresa distributrice competente nell'ambito territoriale in cui è ubicato l'impianto agrovoltico (Deliberazione dell'AEEG n. 28/06).

· Definizioni - Impianto Fotovoltaico

Angolo di inclinazione (o di Tilt)

Angolo di inclinazione del piano del dispositivo fotovoltaico rispetto al piano orizzontale (da IEC/TS 61836).

Angolo di orientazione (o di azimut)

L'angolo di orientazione del piano del dispositivo fotovoltaico rispetto al meridiano corrispondente. In pratica, esso misura lo scostamento del piano rispetto all'orientazione verso SUD (per i siti nell'emisfero terrestre settentrionale) o verso NORD (per i siti nell'emisfero meridionale). Valori

		<i>CODE</i> LM.REL.06
		<i>PAGE</i> 70 di/of 79

positivi dell'angolo di azimut indicano un orientamento verso ovest e valori negativi indicano un orientamento verso est (CEI EN 61194).

BOS (Balance Of System o Resto del sistema)

Insieme di tutti i componenti di un impianto fotovoltaico, esclusi i moduli fotovoltaici.

Generatore o Campo fotovoltaico

Insieme di tutte le schiere di moduli fotovoltaici in un sistema dato (CEI EN 61277).

Cella fotovoltaica

Dispositivo fotovoltaico fondamentale che genera elettricità quando viene esposto alla radiazione solare (CEI EN 60904-3). Si tratta sostanzialmente di un diodo con grande superficie di giunzione, che esposto alla radiazione solare si comporta come un generatore di corrente, di valore proporzionale alla radiazione incidente su di esso.

Condizioni di Prova Standard (STC)

Comprendono le seguenti condizioni di prova normalizzate (CEI EN 60904-3):

- Temperatura di cella: $25\text{ °C} \pm 2\text{ °C}$.
- Irraggiamento: 1000 W/m^2 , con distribuzione spettrale di riferimento (massa d'aria AM 1,5).

Condizioni nominali

Sono le condizioni di prova dei moduli fotovoltaici, piani o a concentrazione solare, nelle quali sono rilevate le prestazioni dei moduli stessi, secondo protocolli definiti dalle pertinenti norme CEI (Comitato elettrotecnico italiano) e indicati nella Guida CEI 82- 25 e successivi aggiornamenti.

Costo indicativo cumulato annuo degli incentivi o costo indicativo cumulato degli incentivi

Sommatoria degli incentivi, gravanti sulle tariffe dell'energia elettrica, riconosciuti a tutti gli impianti alimentati da fonte fotovoltaica in attuazione del presente decreto e dei precedenti provvedimenti di incentivazione; ai fini della determinazione del costo generato dai provvedimenti antecedenti al presente decreto, si applicano le modalità previste dal DM 5 maggio 2011; ai fini della determinazione dell'ulteriore costo generato dal presente decreto:

- i) viene incluso il costo degli impianti ammessi a registro in posizione utile. A tali impianti, fino all'entrata in esercizio, è attribuito un incentivo pari alla differenza fra la tariffa incentivante spettante alla data di entrata in esercizio dichiarata dal produttore e il prezzo medio zonale nell'anno precedente a quello di richiesta di iscrizione;
- ii) l'incentivo attribuibile agli impianti entrati in esercizio che accedono ad incentivi calcolati per differenza rispetto a tariffe incentivanti costanti, ivi inclusi gli impianti che accedono a tariffe fisse

		<i>CODE</i> LM.REL.06
		<i>PAGE</i> 71 di/of 79

onnicomprensive, è calcolato per differenza con il valore del prezzo zonale nell'anno precedente a quello in corso;

iii) la producibilità annua netta incentivabile è convenzionalmente fissata in 1200 kWh/kW per tutti gli impianti.

Data di entrata in esercizio di un impianto fotovoltaico

Data in cui si effettua il primo funzionamento dell'impianto in parallelo con il sistema elettrico, comunicata dal gestore di rete e dallo stesso registrata in GAUDÌ.

Dispositivo del generatore

Dispositivo installato a valle dei terminali di ciascun generatore dell'impianto di produzione (CEI 11-20).

Dispositivo di interfaccia

Dispositivo installato nel punto di collegamento della rete di utente in isola alla restante parte di rete del produttore, sul quale agiscono le protezioni d'interfaccia (CEI 11-20); esso separa l'impianto di produzione dalla rete di utente non in isola e quindi dalla rete del Distributore; esso comprende un organo di interruzione, sul quale agisce la protezione di interfaccia.

Dispositivo generale

Dispositivo installato all'origine della rete del produttore e cioè immediatamente a valle del punto di consegna dell'energia elettrica dalla rete pubblica (CEI 11-20).

Effetto fotovoltaico

Fenomeno di conversione diretta della radiazione elettromagnetica (generalmente nel campo della luce visibile e, in particolare, della radiazione solare) in energia elettrica mediante formazione di coppie elettrone-lacuna all'interno di semiconduttori, le quali determinano la creazione di una differenza di potenziale e la conseguente circolazione di corrente se collegate ad un circuito esterno.

Efficienza nominale di un generatore fotovoltaico

Rapporto fra la potenza nominale del generatore e l'irraggiamento solare incidente sull'area totale dei moduli, in STC; detta efficienza può essere approssimativamente ottenuta mediante rapporto tra la potenza nominale del generatore stesso (espressa in kWp) e la relativa superficie (espressa in m²), intesa come somma dell'area dei moduli.

Efficienza nominale di un modulo fotovoltaico

Rapporto fra la potenza nominale del modulo fotovoltaico e il prodotto dell'irraggiamento solare standard (1000 W/m²) per la superficie complessiva del modulo, inclusa la sua cornice.

		<p>CODE</p> <p>LM.REL.06</p> <hr/> <p>PAGE</p> <p>72 di/of 79</p>
---	---	---

Efficienza operativa media di un generatore fotovoltaico

Rapporto tra l'energia elettrica prodotta in c.c. dal generatore fotovoltaico e l'energia solare incidente sull'area totale dei moduli, in un determinato intervallo di tempo.

Efficienza operativa media di un impianto fotovoltaico

Rapporto tra l'energia elettrica prodotta in c.a. dall'impianto fotovoltaico e l'energia solare incidente sull'area totale dei moduli, in un determinato intervallo di tempo.

Energia elettrica prodotta da un impianto fotovoltaico

L'energia elettrica (espressa in kWh) misurata all'uscita dal gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata, resa disponibile alle utenze elettriche e/o immessa nella rete del distributore.

Gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata (o Inverter)

Apparecchiatura, tipicamente statica, impiegata per la conversione in corrente alternata della corrente continua prodotta dal generatore fotovoltaico.

Impianto (o Sistema) fotovoltaico

Impianto di produzione di energia elettrica, mediante l'effetto fotovoltaico; esso è composto dall'insieme di moduli fotovoltaici (Campo fotovoltaico) e dagli altri componenti (BOS), tali da consentire di produrre energia elettrica e fornirla alle utenze elettriche e/o di immetterla nella rete del distributore.

Impianto (o Sistema) fotovoltaico collegato alla rete del distributore

Impianto fotovoltaico in grado di funzionare (ossia di fornire energia elettrica) quando è collegato alla rete del distributore.

Impianto fotovoltaico a concentrazione

Un impianto di produzione di energia elettrica mediante conversione diretta della radiazione solare, tramite l'effetto fotovoltaico; esso è composto principalmente da un insieme di moduli in cui la luce solare è concentrata, tramite sistemi ottici, su celle fotovoltaiche, da uno o più gruppi di conversione della corrente continua in corrente alternata e da altri componenti elettrici minori; il «fattore di concentrazione di impianto fotovoltaico a concentrazione» è il valore minimo fra il fattore di concentrazione geometrico e quello energetico, definiti e calcolati sulla base delle procedure indicate nella Guida CEI 82-25.

Impianto fotovoltaico integrato con caratteristiche innovative

		<p>CODE</p> <p>LM.REL.06</p> <hr/> <p>PAGE</p> <p>73 di/of 79</p>
---	---	---

Impianto fotovoltaico che utilizza moduli non convenzionali e componenti speciali, sviluppati specificatamente per sostituire elementi architettonici, e che risponde ai requisiti costruttivi e alle modalità di installazione indicate.

Impianto fotovoltaico con innovazione tecnologica

Impianto fotovoltaico che utilizza moduli e componenti caratterizzati da significative innovazioni tecnologiche.

Impianto fotovoltaico realizzato su un edificio

Impianto i cui moduli sono posizionati sugli edifici secondo specifiche modalità individuate.

Impianti con componenti principali realizzati unicamente all'interno di un Paese che risulti membro dell'UE/SEE

A prescindere dall'origine delle materie prime impiegate, sono gli impianti fotovoltaici e gli impianti fotovoltaici integrati con caratteristiche innovative che utilizzano moduli fotovoltaici e gruppi di conversione realizzati unicamente all'interno di un Paese che risulti membro dell'Unione Europea o che sia parte dell'Accordo sullo Spazio Economico Europeo - SEE (Islanda, Liechtenstein e Norvegia), nel rispetto dei seguenti requisiti:

- a. per i moduli fotovoltaici è stato rilasciato l'attestato di controllo del processo produttivo in fabbrica (Factory Inspection Attestation, come indicata nella Guida CEI 82-25 e successivi aggiornamenti) ai fini dell'identificazione dell'origine del prodotto, a dimostrazione che almeno le seguenti lavorazioni sono state eseguite all'interno dei predetti Paesi: a) moduli in silicio cristallino: stringatura celle, assemblaggio/laminazione e test elettrici; b) moduli fotovoltaici in film sottile (thin film): processo di deposizione, assemblaggio/laminazione e test elettrici; c) moduli in film sottile su supporto flessibile: stringatura celle, assemblaggio/laminazione e test elettrici; d) moduli non convenzionali e componenti speciali: oltre alle fasi di lavorazione previste per i punti a), b) e c), a seconda della tipologia di modulo, anche le fasi di processo che determinano la non convenzionalità e/o la specialità; in questo caso, all'interno del Factory Inspection Attestation va resa esplicita anche la tipologia di non convenzionalità e/o la specialità.
- b. Per i gruppi di conversione è stato rilasciato, da un ente di certificazione accreditato EN 45011 per le prove su tali componenti, l'attestato di controllo del processo produttivo in fabbrica ai fini dell'identificazione dell'origine del prodotto, a dimostrazione che almeno le seguenti

		<p>CODE</p> <p>LM.REL.06</p> <hr/> <p>PAGE</p> <p>74 di/of 79</p>
---	---	---

lavorazioni sono state eseguite all'interno dei predetti Paesi: progettazione, assemblaggio, misure/collaudo.

Impianto - Serra fotovoltaica

Struttura, di altezza minima dal suolo pari a 2 metri, nella quale i moduli fotovoltaici costituiscono gli elementi costruttivi della copertura o delle pareti di un manufatto adibito, per tutta la durata dell'erogazione della tariffa incentivante alle coltivazioni agricole o alla floricoltura. La struttura della serra, in metallo, legno o muratura, deve essere fissa, ancorata al terreno e con chiusure fisse o stagionalmente rimovibili;

Impianto fotovoltaico con moduli collocati a terra

Impianto per il quale i moduli non sono fisicamente installati su edifici, serre, barriere acustiche o fabbricati rurali, né su pergole, tettoie e pensiline, per le quali si applicano le definizioni di cui all'articolo 20 del DM 6 agosto 2010.

Inseguitore della massima potenza (MPPT)

Dispositivo di comando dell'inverter tale da far operare il generatore fotovoltaico nel punto di massima potenza. Esso può essere realizzato anche con un convertitore statico separato dall'inverter, specie negli impianti non collegati ad un sistema in c.a.

Energia radiante

Energia emessa, trasportata o ricevuta in forma di onde elettromagnetiche.

Irradiazione

Rapporto tra l'energia radiante che incide su una superficie e l'area della medesima superficie.

Irraggiamento solare

Intensità della radiazione elettromagnetica solare incidente su una superficie di area unitaria. Tale intensità è pari all'integrale della potenza associata a ciascun valore di frequenza dello spettro solare (CEI EN 60904-3).

Modulo fotovoltaico

Il più piccolo insieme di celle fotovoltaiche interconnesse e protette dall'ambiente circostante (CEI EN 60904-3).

Modulo fotovoltaico in c.a.

Modulo fotovoltaico con inverter integrato; la sua uscita è solo in corrente alternata: non è possibile l'accesso alla parte in continua (IEC 60364-7-712).

		<p>CODE</p> <p>LM.REL.06</p> <hr/> <p>PAGE</p> <p>75 di/of 79</p>
---	---	---

Pannello fotovoltaico

Gruppo di moduli fissati insieme, preassemblati e cablati, destinati a fungere da unità installabili (CEI EN 61277).

Perdite per mismatch (o per disaccoppiamento)

Differenza fra la potenza totale dei dispositivi fotovoltaici connessi in serie o in parallelo e la somma delle potenze di ciascun dispositivo, misurate separatamente nelle stesse condizioni. Deriva dalla differenza fra le caratteristiche tensione corrente dei singoli dispositivi e viene misurata in W o in percentuale rispetto alla somma delle potenze (da IEC/TS 61836).

Potenza nominale (o massima, o di picco, o di targa) di un generatore fotovoltaico

Potenza elettrica (espressa in Wp), determinata dalla somma delle singole potenze nominali (o massime o di picco o di targa) di ciascun modulo costituente il generatore fotovoltaico, misurate in Condizioni di Prova Standard (STC).

Potenza nominale (o massima, o di picco, o di targa) di un impianto fotovoltaico

Per prassi consolidata, coincide con la potenza nominale (o massima, o di picco, o di targa) del suo generatore fotovoltaico.

Potenza nominale (o massima, o di picco, o di targa) di un modulo fotovoltaico

Potenza elettrica (espressa in Wp) del modulo, misurata in Condizioni di Prova Standard (STC).

Potenza effettiva di un generatore fotovoltaico

Potenza di picco del generatore fotovoltaico (espressa in Wp), misurata ai morsetti in corrente continua dello stesso e riportata alle Condizioni di Prova Standard (STC) secondo definite procedure (CEI EN 61829).

Potenza prodotta da un impianto fotovoltaico

Potenza di un impianto fotovoltaico (espressa in kW) misurata all'uscita dal gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata, resa disponibile alle utenze elettriche e/o immessa nella rete del distributore.

Potenziamento

Intervento tecnologico, realizzato nel rispetto dei requisiti e in conformità alle disposizioni del presente decreto, eseguito su un impianto entrato in esercizio da almeno tre anni, consistente in un incremento della potenza nominale dell'impianto, mediante aggiunta di una o più stringhe di moduli fotovoltaici e dei relativi inverter, la cui potenza nominale complessiva sia non inferiore a 1 kW, in modo da consentire una produzione aggiuntiva dell'impianto medesimo, come definita alla lettera l).

		<i>CODE</i> LM.REL.06
		<i>PAGE</i> 76 di/of 79

L'energia incentivata a seguito di un potenziamento è la produzione aggiuntiva dell'impianto moltiplicata per un coefficiente di gradazione pari a 0,8.

Produzione netta di un impianto

Produzione lorda diminuita dell'energia elettrica assorbita dai servizi ausiliari di centrale, delle perdite nei trasformatori principali e delle perdite di linea fino al punto di consegna dell'energia alla rete elettrica.

Produzione lorda di un impianto

Per impianti connessi a reti elettriche in media o alta tensione, l'energia elettrica misurata all'uscita del gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata in bassa tensione, prima che essa sia resa disponibile alle eventuali utenze elettriche del soggetto responsabile e prima che sia effettuata la trasformazione in media o alta tensione per l'immissione nella rete elettrica; per impianti connessi a reti elettriche in bassa tensione, l'energia elettrica misurata all'uscita del gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata, ivi incluso l'eventuale trasformatore di isolamento o adattamento, prima che essa sia resa disponibile alle eventuali utenze elettriche del soggetto responsabile e immessa nella rete elettrica.

Produzione netta aggiuntiva di un impianto

Aumento espresso in kWh, ottenuto a seguito di un potenziamento, dell'energia elettrica netta prodotta annualmente e misurata attraverso l'installazione di un gruppo di misura dedicato.

Punto di connessione

Punto della rete elettrica, come definito dalla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas ARG/elt 99/08 e sue successive modifiche e integrazioni.

Radiazione solare

Integrale dell'irraggiamento solare (espresso in kWh/m²), su un periodo di tempo specificato (CEI EN 60904-3).

Rifacimento totale

Intervento impiantistico-tecnologico eseguito su un impianto entrato in esercizio da almeno venti anni che comporta la sostituzione con componenti nuovi di almeno tutti i moduli e del gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata.

Servizio di scambio sul posto

		<p>CODE</p> <p>LM.REL.06</p> <hr/> <p>PAGE</p> <p>77 di/of 79</p>
---	---	---

Servizio di cui all'articolo 6 del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387 e successive modifiche ed integrazioni.

Sezioni

"...l'impianto fotovoltaico può essere composto anche da sezioni di impianto a condizione che:

- a) all'impianto corrisponda un solo soggetto responsabile;
- b) ciascuna sezione dell'impianto sia dotata di autonoma apparecchiatura per la misura dell'energia elettrica prodotta ai sensi delle disposizioni di cui alla deliberazione n. 88/07;
- c) il soggetto responsabile consenta al soggetto attuatore l'acquisizione per via telematica delle misure rilevate dalle apparecchiature per la misura di cui alla precedente lettera b), qualora necessaria per gli adempimenti di propria competenza. Tale acquisizione può avvenire anche per il tramite dei gestori di rete sulla base delle disposizioni di cui all'articolo 6, comma 6.1, lettera b), della deliberazione n. 88/07;
- d) a ciascuna sezione corrisponda una sola tipologia di integrazione architettonica di cui all'articolo 2, comma 1, lettere da b1) a b3) del decreto ministeriale 19 febbraio 2007, ovvero corrisponda la tipologia di intervento di cui all'articolo 6, comma 4, lettera c), del medesimo decreto ministeriale;
- e) la data di entrata in esercizio di ciascuna sezione sia univocamente definibile..." (ARG-elt 161/08).

Soggetto responsabile

Il soggetto responsabile è la persona fisica o giuridica responsabile della realizzazione e dell'esercizio dell'impianto fotovoltaico.

Sottosistema fotovoltaico

Parte del sistema o impianto fotovoltaico; esso è costituito da un gruppo di conversione c.c./c.a. e da tutte le stringhe fotovoltaiche che fanno capo ad esso.

Stringa fotovoltaica

Insieme di moduli fotovoltaici collegati elettricamente in serie per ottenere la tensione d'uscita desiderata.

Temperatura nominale di lavoro di una cella fotovoltaica (NOCT)

Temperatura media di equilibrio di una cella solare all'interno di un modulo posto in particolari condizioni ambientali (irraggiamento: 800 W/m², temperatura ambiente: 20 °C, velocità del vento: 1 m/s), elettricamente a circuito aperto ed installato su un telaio in modo tale che a mezzogiorno solare i raggi incidano normalmente sulla sua superficie esposta (CEI EN 60904-3).

Articolo 2, comma 2 (D. Lgs. n°79 del 16-03-99)

		<i>CODE</i> LM.REL.06
		<i>PAGE</i> 78 di/of 79

Autoproduttore è la persona fisica o giuridica che produce energia elettrica e la utilizza in misura non inferiore al 70% annuo per uso proprio ovvero per uso delle società controllate, della società controllante e delle società controllate dalla medesima controllante, nonché per uso dei soci delle società cooperative di produzione e distribuzione dell'energia elettrica di cui all'articolo 4, numero 8, della legge 6 dicembre 1962, n. 1643, degli appartenenti ai consorzi o società consortili costituiti per la produzione di energia elettrica da fonti energetiche rinnovabili e per gli usi di fornitura autorizzati nei siti industriali anteriormente alla data di entrata in vigore del decreto.

Art. 9, comma 1 (D. Lgs. n°79 del 16-03-99) L'attività di distribuzione

Le imprese distributrici hanno l'obbligo di connettere alle proprie reti tutti i soggetti che ne facciano richiesta, senza compromettere la continuità del servizio e purché siano rispettate le regole tecniche nonché le deliberazioni emanate dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas in materia di tariffe, contributi ed oneri. Le imprese distributrici operanti alla data di entrata in vigore del presente decreto, ivi comprese, per la quota diversa dai propri soci, le società cooperative di produzione e distribuzione di cui all'articolo 4, numero 8, della legge 6 dicembre 1962, n. 1643, continuano a svolgere il servizio di distribuzione sulla base di concessioni rilasciate entro il 31 marzo 2001 dal Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato e aventi scadenza il 31 dicembre 2030. Con gli stessi provvedimenti sono individuati i responsabili della gestione, della manutenzione e, se necessario, dello sviluppo delle reti di distribuzione e dei relativi dispositivi di interconnessione, che devono mantenere il segreto sulle informazioni commerciali riservate; le concessioni prevedono, tra l'altro, misure di incremento dell'efficienza energetica degli usi finali di energia secondo obiettivi quantitativi determinati con decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato di concerto con il Ministro dell'ambiente entro novanta giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto.

Definizione di Edificio: "...un sistema costituito dalle strutture edilizie esterne che delimitano uno spazio di volume definito, dalle strutture interne che ripartiscono detto volume e da tutti gli impianti e dispositivi tecnologici che si trovano stabilmente al suo interno; la superficie esterna che delimita un edificio può confinare con tutti o alcuni di questi elementi: l'ambiente esterno, il terreno, altri edifici; il termine può riferirsi a un intero edificio ovvero a parti di edificio progettate o ristrutturate per essere utilizzate come unità immobiliari a se stanti". (D. Lgs. n. 192 del 19 agosto 2005, articolo 2).

Definizione di Ente locale: ai sensi del Testo Unico delle Leggi sull'ordinamento degli Enti Locali, si intendono per enti locali i Comuni, le Province, le Città metropolitane, le Comunità montane, le

		CODE
		LM.REL.06
		PAGE
		79 di/of 79

Comunità isolate e le Unioni di comuni. Le norme sugli Enti Locali si applicano, altresì, salvo diverse disposizioni, ai consorzi cui partecipano Enti Locali, con esclusione di quelli che gestiscono attività aventi rilevanza economica ed imprenditoriale e, ove previsto dallo statuto, dei consorzi per la gestione dei servizi sociali. La legge 99/09 ha esteso anche alle Regioni, a partire dal 15/08/09, tale disposizione.

Lecce, 29/05/2022	Ing. Emanuele Verdoscia
	