

REGIONE PUGLIA

P.O. FESR 2007/2013

Asse VI - Competitività dei sistemi produttivi ed occupazione

Azione 6.2.2 - Iniziative per "Interventi volti a migliorare l'efficienza gestionale dei sistemi infrastrutturali delle aree di insediamento industriale di competenza dei consorzi per le aree di sviluppo industriale"



Insediamento Resider

PROGETTO ESECUTIVO

Fotovoltaico

TITOLO:

Relazione tecnica specialistica

ELABORATO n°

A 02

PROGETTISTA: Ing. Carroccia Giancarlo

CONSULENZA ELETTRICA: Ing. Tedesco Pietro

RUP: geom. Vettore Mario

0	ESECUTIVO	Ottobre 2012
0	DEFINITIVO	Settembre 2012
0	PRELIMINARE	Giugno 2012
Rev.	Descrizione	Data

Indice

Introduzione	pag. 3
1. Criteri adottati per le scelte progettuali	pag. 5
2. Qualità dei materiali	pag. 5
3. Caratteristiche generali dell'impianto	pag. 5
4. Ubicazione e prestazioni del sistema fotovoltaico	pag. 6
4.1. Inquadramento Urbanistico	pag. 6
4.2. Area Interessata dall'Impianto	pag. 7
4.3. Analisi dell'Irraggiamento Solare	pag. 7
4.4. Calcolo della Producibilità	pag. 9
5. Descrizione del sistema fotovoltaico	pag. 9
6. Criteri di dimensionamento dei componenti elettrici principali	pag. 12
6.1. Caratteristiche dei moduli fotovoltaici	pag. 13
6.2. Caratteristiche delle Strutture di appoggio e supporto dei moduli fotovoltaici	pag. 17
6.2.1. Analisi dei carichi della lamiera grecata	pag. 18
6.2.2. Analisi dei carichi della copertura	pag. 19
6.3. Caratteristiche dei gruppi di conversione cc/ca	pag. 21
6.4. Caratteristiche dei quadri elettrici	pag. 24
6.4.1. Quadri di Sottocampo (Quadri di parallelo stringa)	pag. 24
6.4.2. Quadro generale di BT – “QgBT”	pag. 26
6.4.3. Quadri Misure Fiscali (QME, QMG e QMA)	pag. 27
7. Prestazioni del sistema	pag. 27
8. Configurazione elettrica dell'impianto	pag. 27
8.1. Verifiche elettriche	pag. 29
9. Cablaggio	pag. 30
9.1. dimensionamento delle portate	pag. 31
9.2. Verifica della caduta di tensione unitaria	pag. 32
10. Descrizione degli scavi: posa dei cavi in tubi e canali - pozzetti di derivazione	pag. 34
10.1. Posa cavi interrati	pag. 36
10.2. Calcolo volumi scavi	pag. 37

11. Descrizione delle misure di protezione contro il sovraccarico e il corto circuito	pag. 37
11.1. Protezione contro il sovraccarico	pag. 37
11.2. Protezione contro il corto circuito	pag. 38
12. Descrizione delle misure di protezione contro i contatti diretti e indiretti	pag. 39
12.1. Impianto di terra	pag. 40
13. Descrizione dei principali dispositivi di protezione	pag. 42
13.1. Dispositivo Generale	pag. 43
13.2. Dispositivo e protezioni di interfaccia	pag. 43
13.3. Dispositivo di generatore	pag. 45
14. Protezione dalle scariche atmosferiche	pag. 45
14.1. Fulminazione diretta	pag. 45
14.2 Fulminazione indiretta	pag. 45
15. Caratteristiche del dispositivo di misura dell'energia	pag. 46
16. Locale inverter	pag. 46
17. Punto di immissione dell'energia	pag. 46
18. Sistema di monitoraggio e telecontrollo dell'impianto	pag. 46
19. Verifica tecnico funzionale	pag. 49
20. Manutenzione e sicurezza	pag. 52
20.1. Manutenzione moduli fotovoltaici	pag. 52
20.2. Manutenzione quadri elettrici	pag. 53
20.3. Manutenzione stringhe fotovoltaiche	pag. 53
20.4. Manutenzione inverter	pag. 54
APPENDICE: Leggi e Decreti	pag. 55

Introduzione

La presente relazione tecnica è stata redatta a supporto del lavoro di realizzazione di un impianto fotovoltaico denominato “Insediamento Resider Fotovoltaico” della potenza nominale di 81,33 kWp da realizzare, per conto del Consorzio ASI del Comune di Taranto (TA), sulla copertura di un capannone industriale ricadente nel territorio del Comune di Taranto (TA) ubicato nell’area P.I.P. lungo la strada per Martina Franca.

L’impianto sarà del tipo grid-connected cioè connesso alla rete di media tensione di Enel Distribuzione secondo le modalità tecniche e procedurali stabilite dal gestore di rete. L’energia prodotta verrà interamente ceduta alla rete elettrica nazionale.

Con la seguente relazione verranno illustrate nel dettaglio le considerazioni che hanno portato alle diverse scelte progettuali le caratteristiche prestazionali e descrittive dei materiali prescelti, nonché i criteri di progettazione degli impianti per quanto riguarda la sicurezza, la funzionalità e l'economia di gestione.

La scelta dei componenti in funzione dei parametri elettrici, delle condizioni ambientali e di utilizzazione, è stata eseguita prendendo come riferimento alcuni componenti commerciali esistenti al fine di poter individuare le caratteristiche necessarie per effettuare i calcoli (ad esempio energia specifica passante ed energia sopportata dalle condutture); ciò non costituisce vincolo per la scelta delle marche di apparecchiature.

Pertanto, qualunque apparecchiatura certificata dalle norme che risponda alle specifiche di capitolato e che sia in grado di garantire la sicurezza ed il funzionamento dell’impianto secondo la regola dell’arte, sarà presa in considerazione; occorrerà comunque comunicare alla Direzione dei Lavori le soluzioni proposte onde verificare la congruenza del coordinamento con i dati di progetto.

Quindi in sede di realizzazione potrà verificarsi a seguito di eventuale diversa disponibilità commerciale dei moduli fotovoltaici attualmente scelti, una variazione delle caratteristiche elettriche dell’impianto, ma senza comportare tuttavia nessun incremento di volumetria, di nuove costruzioni, e di variazione di potenza e costo.

Lo stesso impianto deve essere realizzato seguendo la regola dell’arte in materia, in modo da minimizzare il rischio per l’incolumità delle persone e dei danni alle cose.

In generale l’applicazione della tecnologia fotovoltaica consente:

- produzione di energia elettrica senza alcuna emissione di sostanze inquinanti;
- il risparmio di combustibile fossile
- nessun inquinamento acustico
- soluzioni di progettazione del sistema compatibili con le esigenze di tutela architettonica o ambientale (es. l'impatto visivo)
- il possibile utilizzo per l'installazione dell'impianto di superfici marginali (tetti, solai, terrazzi, ecc.)

La domanda di connessione Enel (TICA) quindi indicherà ai sensi dell'Art. 3.4 del TICA il punto di rete a cui si vuole connettere, in cabina già esistente di proprietà del Consorzio, e molto probabilmente la soluzione Enel prevederà la connessione nel punto di rete indicato nella domanda di connessione.

Requisiti di rispondenza a norme leggi, regolamenti

L'impianto dovrà essere realizzato a regola d'arte, come prescritto dal nuovo DM 22/01/08 N° 37 regolamento concernente l'attuazione dell'art. 11-quaterdecies, c. 13, lett. a) della legge n. 248 del 2 dicembre 2005, recante riordino delle disposizioni in materia di attività di installazione degli impianti all'interno degli edifici.

Le caratteristiche dell'impianto stesso, 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 VVF;
- alle prescrizioni e indicazioni della Società distributrice di energia elettrica;
- alle norme CEI (Comitato Elettrotecnico Italiano).

1. Criteri adottati per le scelte progettuali

I criteri con cui è stata realizzata la progettazione definitiva dell'impianto fotovoltaico in progetto sono:

- Soddisfazione di massima dei requisiti di base imposti dalla committenza;
- Rispetto delle Leggi e delle normative di buona tecnica vigenti;
- Conseguimento delle massime economie di gestione e di manutenzione degli impianti progettati;
- Ottimizzazione del rapporto costi/benefici ed impiego di materiali componenti di levata qualità, efficienza, lunga durata e facilmente reperibili sul mercato;
- Riduzione delle perdite energetiche connesse al funzionamento dell'impianto, al fine di massimizzare la quantità di energia elettrica immessa in rete.

2. Qualità dei materiali

L'impianto fotovoltaico oggetto della presente relazione è stato progettato con riferimento a materiali/componenti di fornitori primari, dotati di marchio di qualità, di marchiatura o di autocertificazione del Costruttore, attestanti la loro costruzione a regola d'arte secondo la normativa tecnica e la legislazione vigente.

3. Caratteristiche generali dell'impianto

L'impianto verrà realizzato sulla copertura a doppia falda del capannone mediante lamiere grecate in alluminio zincato, ogni singola lamiera è costituita da un modulo fotovoltaici PVL 68 della UNI-SOLAR da 68 Wp. In particolare saranno utilizzati 1.196 strutture in alluminio per ricoprire il tetto del capannone, tali strutture saranno montate in modo complanare sulla copertura esistente dove in corrispondenza della parte con maggiore pendenza verranno realizzate apposite canalizzazioni e canali di scolo per il corretto deflusso dell'acqua piovana.

L'architettura elettrica del sistema in corrente continua sarà realizzata con serie di moduli fotovoltaici (stringhe) isolate da terra e composte da moduli identici in numero, marca e prestazioni

elettriche. Il sistema in corrente continua sarà collegato a più quadri di parallelo stringhe fino al gruppo di conversione composto da un Inverter di 'bassa dinamica (per moduli amorfi) Soleil DSP 80, che convertirà la corrente da continua in alternata, idonea al trasferimento della potenza del generatore fotovoltaico alla rete, secondo la normativa vigente. I terminali di uscita dell'inverter saranno inviati all'interno del quadro di bassa tensione (QBT).

Il gruppo di misura fiscale, connesso mediante appositi trasformatori, sarà collocato in comparto dedicato. Si è previsto un trasformatore abbassatore destinato ad alimentare i servizi ausiliari.

In tali condizioni la potenza nominale installata in condizioni STC sia di 81,33 kWp, tale scelta di potenza è vincolata alla superficie disponibile. Le caratteristiche principali dell'impianto sono le seguenti:

- Numero totale moduli: 1.196
- Potenza totale: 81,33 kWp
- Produzione lorda dell'impianto: **109.195,53 kWh/anno**

4. Ubicazione e prestazioni del sistema fotovoltaico

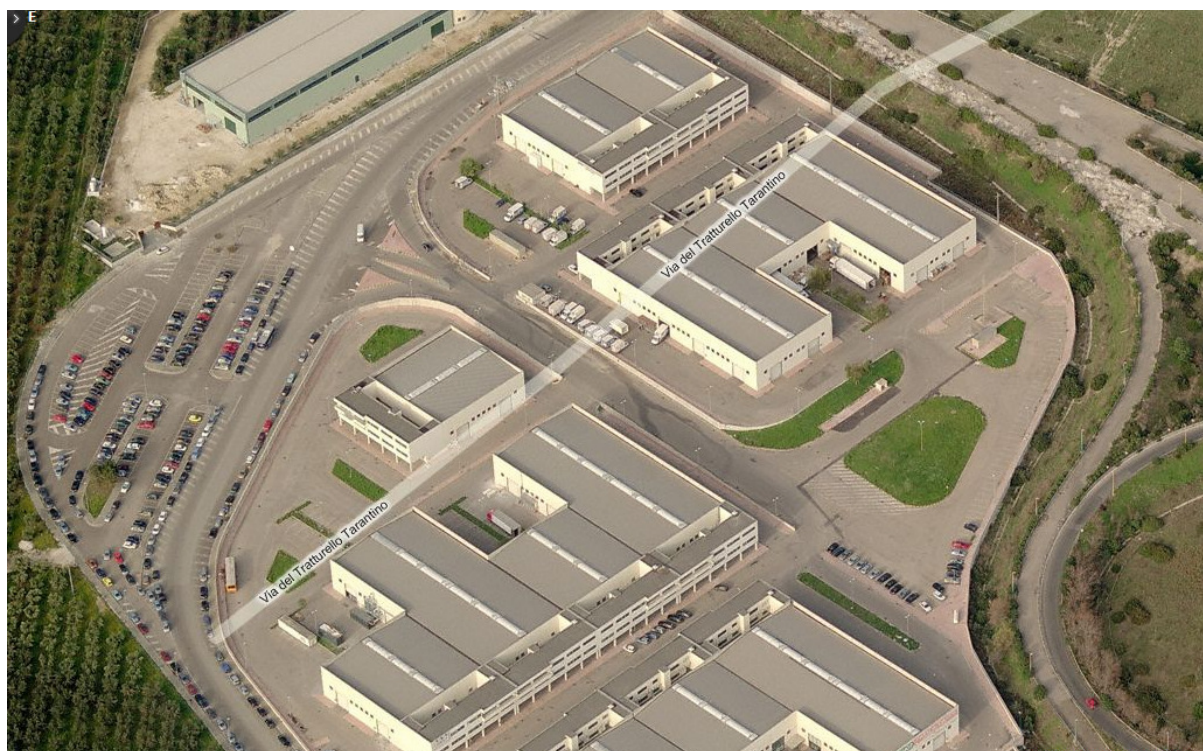
4.1. Inquadramento Urbanistico

L'area in cui si intende realizzare il progetto ricade nel territorio del Comune di Taranto, nella zona industriale nella'area P.I.P. lungo la strada per Martina Franca. Inoltre si precisa che l'impianto di progetto è individuato in un area definita dal piano urbanistico vigente come zona a insediamento industriale.

A seguito della sovrapposizione delle carte tematiche di riferimento (PUTT/P, ZPS, SIC, PARCHI) con gli afferenti fogli di mappa catastale è stato possibile riscontrare la totale assenza di interferenze o zone vincolate, interessanti la porzione di terreno in oggetto. In conclusione dall'analisi effettuata il sito in esame si presenta alla realizzazione di un impianto fotovoltaico.

4.2. Area Interessata dall’Impianto

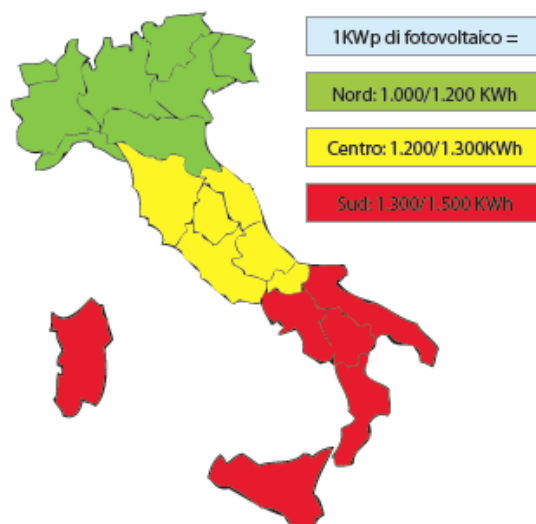
L’impianto fotovoltaico sarà realizzato nel territorio del comune di Taranto. L’area oggetto di intervento è “Insediamento industriale consortile Resider II” costituito da 14 capannoni industriali ubicati nella zona industriale nella’area P.I.P. lungo la strada per Martina Franca.



4.3. Analisi dell’Irraggiamento Solare

Lo studio dell’irraggiamento solare dell’area interessata è fondamentale per il dimensionamento delle componenti dell’impianto e per la determinazione dell’energia producibile nell’anno medio, sulla base della quale vengono effettuate le valutazioni economiche.

Per avere una idea di quanti kWh produce “mediamente” in un anno un impianto fotovoltaico di 1 kWp, si può far riferimento alla figura sotto, considerando esposizione a Sud, inclinazione a 30° e assenza di ombreggiamenti, la produzione varia in base alle diverse zone d’Italia.



Energia prodotta da un impianto fotovoltaico da 1 kWp

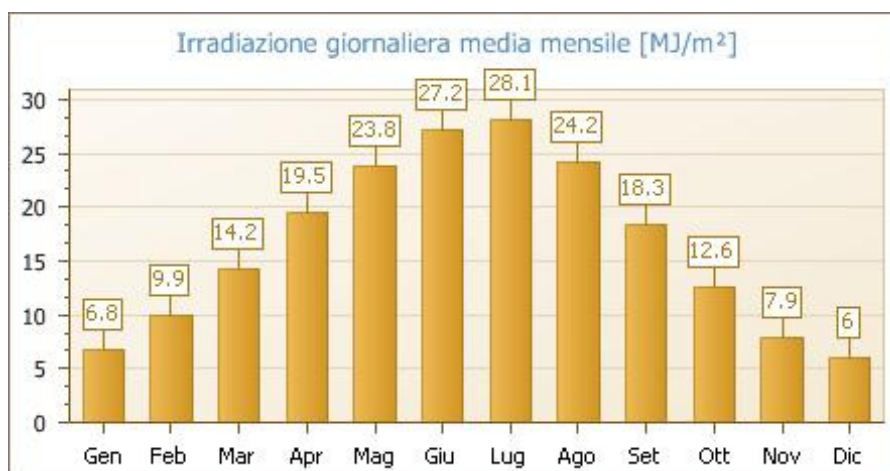
La disponibilità della fonte solare per il sito di installazione è verificata utilizzando i dati “UNI 10349” relativi a valori giornalieri medi mensili della irradiazione solare sul piano orizzontale.

Per la località sede dell’intervento, ovvero il comune di Taranto (TA) avente latitudine 40.4728°, longitudine 17.2433° e altitudine di 15 m.s.l.m.m., i valori giornalieri medi mensili della irradiazione solare sul piano orizzontale stimati sono pari a:

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

Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
6.80	9.90	14.20	19.50	23.80	27.20	28.10	24.20	18.30	12.60	7.90	6.00

Fonte dei dati: UNI 10349



Irradiazione giornaliera media mensile sul piano orizzontale [MJ/m²] - Fonte dei dati: UNI 10349

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

**Irradiazione solare annua sul
piano orizzontale**

Annua
6 037.71 MJ/m ²]

4.4. Calcolo della Producibilità

Come si evince dalla tabella seguente si stima una producibilità annua di circa a 109.195,53 kWh/anno.

Località	Taranto
Inclinazione pannelli	10°
Orientamento pannelli	Est e Ovest
Potenza nominale modulo fotovoltaico	68 Wp
Numero di moduli	1.196
Potenza nominale impianto	81,33 kWp
Energia utile prodotta dall'impianto	109.195,53 kWh/anno

La quantità di energia elettrica producibile è stata calcolata sulla base delle tabelle ENEA della radiazione globale solare al suolo dove si è tenuto conto dell'inclinazione delle stringhe rispetto al piano orizzonte e della deviazione delle normali alle superfici captanti rispetto all'asse Sud-Est. Come efficienza operativa media annuale dell'impianto si è assunto il 80% dell'efficienza nominale del generatore fotovoltaico. Il valore ottenuto è da considerarsi medio su un numero significativo di annualità. *Si osserva che l'energia utile prodotta dall'impianto fotovoltaico in un anno è circa 109.195,53 kWh.*

5. Descrizione del sistema fotovoltaico

L'impianto verrà realizzato sulle copertura a doppia falda del capannone mediante lamiere grecate in alluminio zincato, ogni singola lamiera è costituita da due moduli fotovoltaici PVL 68 della UNI-SOLAR da 68 Wp. In particolare saranno utilizzati 1.196 moduli. In tali condizioni la potenza nominale installata in condizioni STC sia di 81,33 kWp, tale scelta di potenza è vincolata alla superficie disponibile.

Le caratteristiche principali dell'impianto sono le seguenti:

- Numero totale moduli: 1.196
- Potenza totale: 81,33 kWp
- Produzione lorda dell'impianto: 109.195,53 kWh/anno

L'architettura elettrica del sistema in corrente continua sarà realizzata con serie di moduli fotovoltaici (stringhe) isolate da terra e composte da moduli identici in numero, marca e prestazioni elettriche. Il sistema in corrente continua sarà collegato a più quadri di parallelo stringhe fino al gruppo di conversione, composto da inverter che convertirà la corrente da continua in alternata, idonea al trasferimento della potenza del generatore fotovoltaico alla rete, secondo la normativa vigente.

Il generatore fotovoltaico in oggetto ($P_n = 81,33$ kWp) è composto dal punto di vista da 46 stringhe in parallelo, ognuna composta da 26 moduli fotovoltaici in serie. In totale il campo fotovoltaico è costituito da 1.196 moduli di tipo Unisolar PVL-68.

Il sistema di conversione dell'energia elettrica corrente continua/corrente è costituito da N.1 Inverter di 'bassa dinamica (per moduli amorfi) Soleil DSP 80,

Saranno installati N. 4 quadri elettrici di sottocampo in DC, all'interno dei quali saranno cablati i terminali di uscita delle singole stringhe, saranno effettuati i collegamenti di parallelo, nonché saranno installati i dispositivi di protezione lato DC. Due di questi quadri saranno predisposti per accogliere i terminali di N. 12 stringhe ciascuna composta da N. 26 moduli in serie, all'interno di ciascuno dei 2 QSC saranno installati complessivamente N. 24 limitatori di sovratensione, N. 24 IMS con fusibile, N. 12 diodi di blocco, N. 1 sezionatore rotativo. Due di questi quadri saranno predisposti per accogliere i terminali di N. 11 stringhe ciascuna composta da N. 26 moduli in serie, all'interno di ciascuno dei 2 QSC saranno installati complessivamente N. 22 limitatori di sovratensione, N. 22 IMS con fusibile, N. 12 diodi di blocco, N. 1 sezionatore rotativo.

I terminali di uscita di N. 4 QSC saranno convogliati agli ingressi dell'inverter (l'inverter scelto è caratterizzato da 8 ingressi)

Le strutture di sostegno che sorreggono i moduli sono lamiere grecate in alluminio, tali strutture saranno montate in modo complanare sulla copertura esistente dove in corrispondenza della parte

con maggiore pendenza verranno realizzate apposite canalizzazioni e canali di scolo per il corretto deflusso dell'acqua piovana.

Tutti i componenti del sistema saranno cablati con idonei conduttori per tipologia e sezione, i conduttori in esterno (cablaggio stringhe) saranno in cavo per applicazioni fotovoltaiche di opportuna sezione, mentre i cavi di collegamento fra i quadri di parallelo stringa ed il gruppo di conversione saranno interrati ed avranno sezione adeguata in base alla portata, ed alla distanza. L'impianto fotovoltaico è stato progettato con riferimento a materiali e componenti di fornitori primari, dotati di marchio di qualità, di marchiatura o di autocertificazione del costruttore, attestanti la loro costruzione a regola d'arte secondo la normativa tecnica e la legislazione vigente.

Il gruppo di misura fiscale, connesso mediante appositi trasformatori, sarà collocato in comparto dedicato. Si è previsto un trasformatore abbassatore destinato ad alimentare i servizi ausiliari.

Caratteristiche del generatore Fotovoltaico	
Numero moduli	1.196
Potenza nominale	68 Wp
Tecnologia modulo	Silicio Amorfo alta efficienza
Tensione circuito aperto V_{OC}	23,10 V
Corrente di corto circuito I_{SC}	5,10 A
Tensione V_{MP}	16,5 V
Corrente I_{MP}	4,13 A
Grado di efficienza:	6,06 %
Dimensioni:	2.849 mm x 394 mm
Numero di stringhe	46
Numero di moduli per stringa	26
Tensione VMP a 25°C	412,5 V
Superficie complessiva moduli	2849 mm x 394 mm x 1.196 = 1342,5 m².

I valori di tensione alle varie temperature di funzionamento (minima, massima e d'esercizio) rientrano nel range di accettabilità ammesso dall'inverter.

I componenti dell'impianto fotovoltaico grid-connected in progetto sono:

- Moduli fotovoltaici;
- Strutture di appoggio e supporto dei moduli fotovoltaici
- Invert per la conversione dell'energia elettrica da continua ad alternata
- Quadri di campo

- Quadro generale BT dell'impianto fotovoltaico
- Impianto di terra.

6. Criteri di dimensionamento dei componenti elettrici principali

Per i dati della radiazione solare, umidità relativa, temperature medie e valutazione impatto grandine sono state considerate le apposite norme CEI ed UNI in vigore. Non esiste nessun impedimento strutturale per la corretta installazione dei moduli fotovoltaici e di tutti i componenti necessari per il corretto funzionamento dell'impianto.

Per il dimensionamento dell'impianto si è fatto riferimento alla norma CEI 64-8/7. In particolare, per quanto riguarda le condizioni ambientali:

- i moduli fotovoltaici sono componenti intrinsecamente costruiti per alloggiamento all'esterno
- le apparecchiature di protezione e manovra presenti localmente nel campo sono state protette con involucri aventi idoneo grado di protezione
- i cablaggi sono stati realizzati in gomma etilpropilenica a doppio strato, per posa all'esterno.

Per quanto riguarda invece i parametri elettrici:

- i componenti lato c.c. sono stati scelti tenendo soprattutto in considerazione le tensioni elevate di natura continua, con particolare attenzione ai sistemi di sezionamento, opportunamente dedicati, per via della difficoltà di rottura dell'arco elettrico in corrente continua, più stabile di quello in alternata.
- i componenti elettrici lato a.c. sono stati scelti in relazione a una tensione concatenata di 270 V
- il sistema di misura dell'energia sarà dotato di idonei trasformatori di misura per ridurre le correnti dall'ordine di grandezza delle centinaia di ampère a quello di alcuni ampère.

6.1. Caratteristiche dei moduli fotovoltaici

Per ottenere la configurazione di impianto precedentemente definita, saranno richiesti 1.196 moduli fotovoltaici, di potenza nominale pari a 68 Wp. I moduli fotovoltaici scelti sono marca Unisolar PVL-68.

I moduli fotovoltaici utilizzati sono del tipo amorfo a tripla giunzione in film sottile di silicio, flessibili, produzione UNI-SOLAR®, primaria azienda statunitense.

Questi moduli consentono da un lato la necessaria flessibilità per adattarsi alla conformazione curva delle coperture di copertura, e dall'altro un maggior rendimento grazie al loro funzionamento con luce diffusa piuttosto che con irraggiamento diretto.

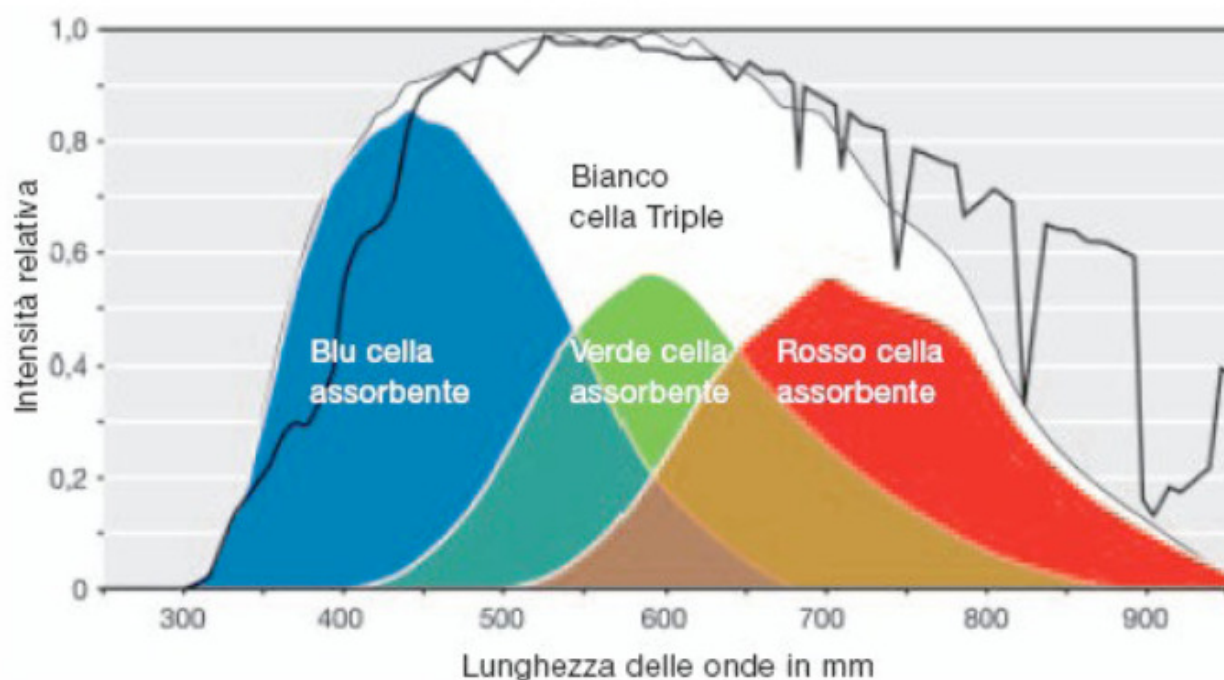


Si risolvono così numerose problematiche:

- esposizione del tetto: può essere qualsiasi;
- impatto ambientale: i moduli fotovoltaici non sono visibili da terra, essendo perfettamente aderenti alla copertura stessa. Si realizza l'integrazione architettonica richiesta dal Conto Energia per vedersi assegnato il più alto livello di contributo;
- carichi sulla copertura: contenuti in appena dieci kg/mq. I moduli fotovoltaici possono essere installati su qualsiasi copertura esistente;
- nessuna interferenza con l'ambiente sottostante al momento della installazione sul tetto, quindi nessun danno da agenti atmosferici, nessuna alterazione della impermeabilizzazione del tetto;

- moduli a superficie autopulente, con necessità minime di manutenzione: un lavaggio con acqua all'anno.

I moduli fotovoltaici UNI-SOLAR® trasformano direttamente la luce del sole in energia elettrica tramite una tecnologia esclusiva chiamata “tripla giunzione”. Ogni cella solare è composta da tre differenti sottocelle sovrapposte, ciascuna delle quali assorbe una parte dello spettro solare, la luce rossa, quella verde e quella blu. Questa divisione dello spettro aumenta l'efficienza specialmente a bassi livelli di irradiazione e a luce diffusa, non necessita esposizione orientata a sud né perpendicolare all'inclinazione dei raggi solari.



A parità di esposizione e di kW installati, i moduli fotovoltaici UNI-SOLAR® hanno una resa mediamente maggiore del 10% rispetto ai pannelli cristallini.

I moduli UNI-SOLAR® non risentono della diminuzione di performance alle alte temperature estive, tipica dei pannelli in silicio cristallino, sono garantiti al mantenimento della potenza di picco almeno all'80% a venti anni, sono conformi alla IEC 61646. In presenza di zone d'ombra, i moduli UNI-SOLAR®, grazie al bypass molto stretto adottato nella tripla giunzione, presentano una perdita di efficienza molto contenuta rispetto a quella dei pannelli cristallini nelle stesse condizioni.

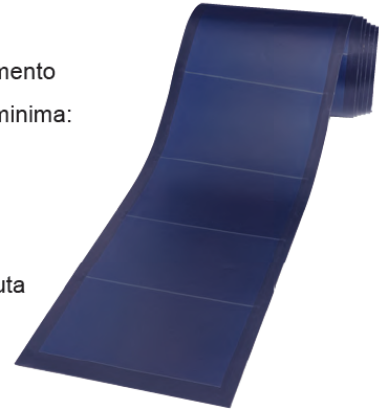
In generale, studi sperimentali hanno dimostrato che a parità di esposizione e di kW installati, i moduli a tripla giunzione UNISOLAR® presentano un rendimento maggiore dei pannelli in silicio cristallino, in misura variabile fra il 12% e il 35%.

Datasheet modulo fotovoltaico PVL-68 UNI-SOLAR

Laminati fotovoltaici flessibili Serie PVL Modello: PVL-68

UNI-SOLAR®

- Produzione d'energia elevata anche con alta temperatura e basso irraggiamento
- Estrema resistenza: garanzia sul prodotto 5 anni / Garanzia sulla potenza minima: 10 anni/92%; 20 anni/84%; 25 anni/80%
- Cavi di uscita con connettori Multi-Contact nella parte superiore
- Diodi bypass per maggiore tolleranza all'ombreggiamento
- Certificazione CEI 61646 edizione 2 ottenuta presso TÜV; edizione 1 ottenuta presso ASU-PTL
- Certificazione CEI 61730 fino a 1000V ottenuta presso TÜV
- Certificazione UL per una tensione di sistema fino a 600 VDC



Caratteristiche di potenza

Potenza nominale (P_{nom}): 68 Wp
Tolleranza di produzione: $\pm 5\%$

Dati tecnici

Dimensioni: lunghezza: 2849 mm (112,1"), larghezza: 394 mm (15,5"),
spessore: 4 mm (0,2"), 16 mm (0,6") inclusa cavi di uscita in alto
Peso: 3,9 kg (8,7 lbs)
Collegamento elettrico: 4 mm² - lunghezza 560 mm (22") con connettori MC® preassemblati sul lato superiore del laminato
Diodi bypass: collegati in parallelo tra ogni singola cella solare
Incapsulamento: polimero sul lato anteriore ETFE ad alta trasparenza e resistente agli raggi UV e agli agenti atmosferici
Adesivo: Copolimero di etilen-propilene (adesivo sigillante tipo butilico)
Tipo di cella: 11 celle solari Tripla Giunzione di silicio amorfo, 356 mm x 239 mm (14" x 9,4") collegate in serie

Certificazione e sicurezza



Certificazione CEI 61646 edizione 2 ottenuta presso TÜV; edizione 1 ottenuta presso ASU-PTL. Mentre CEI 61730 fino 1000V ottenuta presso TÜV.



Certificazione UL del laboratorio di prova statunitensi Underwriter's Laboratories per la sicurezza elettrica (per applicazioni di sistema fino a 600 VDC) e la protezione antincendio (classe di resistenza al fuoco A per inclinazione massima 2/12, classe di resistenza al fuoco B per inclinazione massima 3/12 e classe di resistenza al fuoco C per inclinazione illimitata).

Configurazione elettrica standard dei laminati

Laminati fotovoltaici flessibili con cavi di uscita preassemblati nella parte superiore con connettori rapidi Multi-Contact (MC®).

Criteri applicativi

- Temperatura del laminato durante l'accoppiamento: 10 °C - 40 °C (50 °F - 100 °F)
- Temperatura massima del tetto: 85 °C (185 °F)
- Inclinazione minima del tetto: 3° (1/2:12)
- Inclinazione massima del tetto: 60° (21:12)
- Substrati approvati includono certi prodotti di copertura membrana e metallo. Si prega di contattare United Solar per maggiori dettagli.

Trovate informazioni dettagliate sull'installazione nel manuale d'installazione United Solar.



Fiessibile



Leggero



Resistente e durevole



Senza vetro



Tollerante agli ombreggiamenti



Più kWh



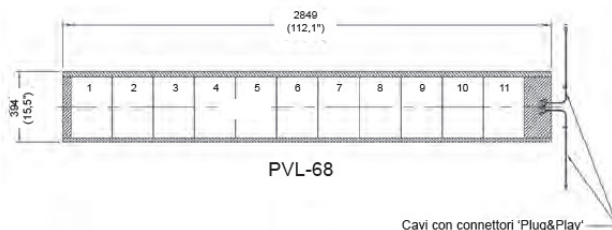
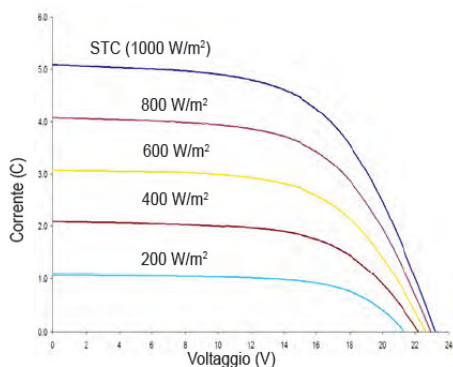
Elevate prestazioni a temperature elevate



Efficienza a bassa irradiazione

Scheda tecnica

Curve caratteristiche U-I con diverse livelli di irraggiamento, AM1.5 e temperatura celle di 25 °C



Tutti i dati di misura in mm.
Conversione in pollici tra parentesi
Tolleranze: lunghezza: ± 5 mm (1/4"), larghezza: ± 3 mm (1/8")

Specifiche elettriche

STC

(condizioni di verifica standard)
(1000 W/m², AM1.5, temperatura celle 25 °C)

Potenza nominale massima (P_{max}): 68 Wp
Tensione con P_{max} (V_{mp}): 16,5 V
Corrente con P_{max} (I_{mp}): 4,13 A
Corrente di corto circuito (I_{sc}): 5,1 A
Tensione a circuito aperto (V_{oc}): 23,1 V
Corrente consentita tramite fusibile: 8 A

NOCT

(Temperatura di cella nominale)
(800 W/m², AM1.5, vento 1 m/sec.)

Potenza nominale massima (P_{max}): 53 Wp
Tensione con P_{max} (V_{mp}): 15,4 V
Corrente con P_{max} (I_{mp}): 3,42 A
Corrente di corto circuito (I_{sc}): 4,1 A
Tensione a circuito aperto (V_{oc}): 21,1 V
NOCT: 46 °C

Coefficienti di temperatura

(con AM1.5, potenza di irraggiamento 1000 W/m²)

Coefficiente di temperatura (TC) of I_{sc} : 0.001/°K (0.10%/°C)
Coefficiente di temperatura (TC) of V_{oc} : -0.0038/°K (-0.38%/°C)
Coefficiente di temperatura (TC) of P_{max} : -0.0021/°K (-0.21%/°C)
Coefficiente di temperatura (TC) of I_{mp} : 0.001/°K (0.10%/°C)
Coefficiente di temperatura (TC) of V_{mp} : -0.0031/°K (-0.31%/°C)
 $y = y_{reference} \cdot [1 + TC \cdot (T - T_{reference})]$

Note:

- Nelle prime 8-10 settimane di funzionamento, i parametri elettrici superano i valori specificati. La potenza può risultare più alta di circa il 15 % (tensione di esercizio dell'11 % e corrente di esercizio del 4 %).
- Le specifiche elettriche ($\pm 5\%$) si riferiscono a misurazioni eseguite in condizioni di verifica standard (potenza di irraggiamento 1000 W/m², AM1.5, temperatura celle 25 °C) dopo la stabilizzazione.
- Con temperature basse, influssi spettrali e di altro tipo, la potenza effettiva può differire fino al 10 % dalla potenza nominale. In base alla classe di protezione II o IEC 61730 verifica del TÜV Rheinland la tensione a vuoto non può superare 1000 VDC. In base alla norma UL non più di 600 VDC.
- Le specifiche sono soggette a modifiche.

Il vostro distributore UNI-SOLAR®

Global Headquarters

United Solar Ovonic LLC
2956 Waterview Drive
Rochester Hills, MI 48309
Tel: 248.293.0440
Fax: 248.844.1214
Toll Free (USA): 1.800.528.0617
info@uni-solar.com

European Headquarters

United Solar Ovonic
Europe SAS
Tour Albert 1er
65, avenue de Colmar
92507 Rueil-Malmaison Cedex
Tel: +33.1.74.70.46.24
Fax: +33.1.41.39.00.22
franceinfo@uni-solar.com

German Office

United Solar Ovonic
Europe GmbH
Trakehner Strasse 7-9
60487 Frankfurt/Main
Tel: +49.69.7137667.0
Fax: +49.69.7137667.67
europeinfo@uni-solar.com

Italian Office

United Solar Ovonic
Europe GmbH
Via Monte Baldo, 4
37069 Villafranca (VR)
Tel: +39.045.8600982
Fax: +39.045.8617738
italyinfo@uni-solar.com

Spanish Office

United Solar Ovonic
Europe GmbH
C/José Ortega y Gasset 25
28006 Madrid
Tel: +34 911269051
Fax: +34 911852670
spaininfo@uni-solar.com

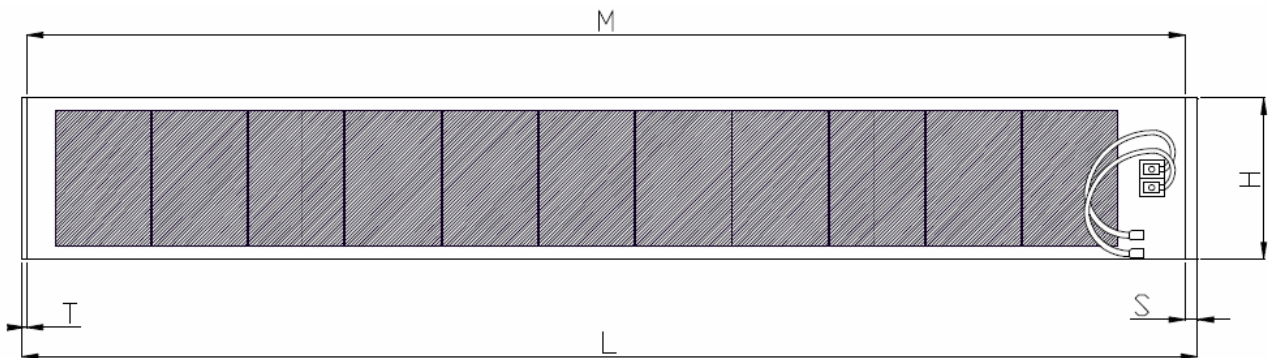
www.uni-solar.com

Una società affiliata di Energy
Conversion Devices, Inc.
(Nasdaq: ENER)

6.2. Caratteristiche delle Strutture di appoggio e supporto dei moduli fotovoltaici

L'impianto sarà realizzato sulle coperture impermeabili con il sistema INT PLATE della UNISOLAR in lamiere piatte flessibili. INT PLATE è costituito da un profilo in alluminio anodizzato a forma di "S" che permette di affiancare i moduli in maniera ottimale.

I film fotovoltaici da 68Wp vengono fissati sulla lastra, l'insieme ha le seguenti caratteristiche :



Caratteristiche	Rif.	Unità di misura	
Dimensioni - Dimensions	L	mm	2900
	M	mm	2849 ±5
	T	mm	10
	S	mm	41
	H	mm	396

Le strutture in alluminio saranno disposte in modo orizzontale sulla copertura a doppia falda esistente dei singoli capannoni.





In particolare saranno utilizzati 1.196 strutture in alluminio. I moduli fotovoltaici UNI-SOLAR vengono applicati direttamente sulla struttura in fabbrica e nella parte inferiore dei pannelli, in corrispondenza della testata di ogni modulo FV, sono applicate delle scatole di congiunzione tipo Multi- Contact che permettono di effettuare direttamente il collegamento in serie tra i moduli costituenti una stringa grazie agli speciali connettori Multi-Contact ad attacco rapido.



Cablaggi supplementari dovranno essere previsti per il collegamento tra i poli della stringa e l'inverter.

6.2.1. Analisi dei carichi della lamiera

Azioni permanenti

- Peso dei moduli fotovoltaici: 4 daN/m^2

- Peso accessori: 2 daN/m^2

Azioni della neve

Si fa riferimento secondo quanto indicato al punto 3.4 del D.M. 14-01-2008

Altitudine del sito : 15 m s.l.m.

Zona Climatica: Zona 3

$q_{sk} = 60 \text{ daN/m}^2$

μ_i = coefficiente di forma: 0.8

CE = coefficiente di esposizione = 1

C_t = coefficiente termico = 1

$q_s = 0.8 \times q_{sk} \times CE \times C_t = 48 \text{ daN/m}^2$

La lamiera grecata è in grado di resistere ad un sovraccarico di 67 daN/m^2 (caso peggiore con appoggi che distano 2,5 metri). Sulla lamiera verranno posizionati dei moduli fotovoltaici di peso pari a 6 daN/m^2 compreso accessori. Sulla stessa agisce il carico neve, in riferimento alla normativa vigente, pari a 48 daN/m^2 . Quindi il carico totale (moduli fotovoltaici e carico neve) è pari a:

$$\text{Carico totale} = 54 \text{ daN/m}^2 < 67 \text{ daN/m}^2 \text{ INTERVENTO AMMESSO}$$

6.2.2. Analisi dei carichi della copertura

Sulla copertura dei capannoni vengono posizionati e fissati i pannelli fotovoltaici, a loro volta fissati su lamiere grecate in alluminio. I moduli e la lamiera saranno disposti in modo complanare alla superficie di copertura, in questo l'unico carico accidentale che può verificarsi è il carico neve, quindi per la verifica dei carichi si trascura il carico vento (Normale e Radente).

Il solaio su cui andrà realizzato l'impianto fotovoltaico è stato progettato come copertura praticabile, verosimilmente, il solaio è stato progettato con un sovraccarico variabile pari a 200 Kg/m^2 , quindi la copertura in esame è idonea a sopportare, oltre al peso della copertura, un carico accidentale di circa 200 daN/m^2 .

Azioni permanenti

- Peso dei moduli fotovoltaici: 4 daN/m^2
- Peso lamiera: 10 daN/m^2

Azioni della neve

Si fa riferimento secondo quanto indicato al punto 3.4 del D.M. 14-01-2008

Altitudine del sito : 15 m s.l.m.

Zona Climatica: Zona 3

$q_{sk} = 60 \text{ daN/m}^2$

m_i = coefficiente di forma: 0.8

C_E = coefficiente di esposizione = 1

C_t = coefficiente termico = 1

$q_s = 0.8 \times q_{sk} \times C_E \times C_t = 48 \text{ daN/m}^2$

Ai fini della fattibilità dell'intervento, si è svolta un'analisi dei carichi e si è calcolato il carico residuo sulla copertura calcolato come differenza di carico tra azioni agenti allo stato attuale ed azioni agenti nello stato futuro.

Stato attuale: La copertura è stata dimensionata per resistere ad un sovraccarico dovuto alla neve di 200 daN/m^2

Stato futuro: Sulla copertura verranno posizionati dei moduli fotovoltaici più lamiera grecata di peso pari a 16 daN/m^2 . Sulla stessa agisce il carico neve, in riferimento alla normativa vigente, pari a 48 daN/m^2 .

Sovraccarico attuale = 200 daN/m^2

Sovraccarico futuro = $48 + 16 = 64 \text{ daN/m}^2 < 200 \text{ daN/m}^2$ **INTERVENTO AMMESSO**

6.3. Caratteristiche dei gruppi di conversione cc/ca

La conversione dell'energia prodotta dalle stringhe di moduli fotovoltaici da corrente continua in corrente alternata verrà realizzata mediante Inverter di 'bassa dinamica (per moduli amorfi) Soleil DSP 80.

La famiglia di inverter SOLEIL è la soluzione ideale per la connessione alla rete elettrica trifase di impianti fotovoltaici per la produzione di energia elettrica.

La famiglia è composta da inverter adatti alla connessione diretta in bassa tensione (SOLEIL) e da inverter transformerless (SOLEIL TL).



SOLEIL 80

Gli inverter adatti alla connessione in bassa tensione rispettano la normativa CEI 11-20 in merito alla separazione galvanica tra sezione DC e sezione AC grazie all'adozione di un trasformatore in bassa frequenza che elimina inoltre ogni possibilità di iniettare componente continua di corrente nella rete elettrica. Per adattarsi alle particolari dinamiche di tensione dei moduli di tipo amorfo, la famiglia Soleil per la connessione diretta in bassa tensione include una gamma dedicata di inverter 'a bassa dinamica'. Tutti gli inverter adottano un sistema di ricerca del punto di massima potenza del generatore fotovoltaico (MPPT) che permette di ottenere la massima efficienza energetica in

qualsiasi condizione di irraggiamento. Gli inverter SOLEIL permettono il funzionamento in modalità automatica oppure in modalità manuale. In modalità automatica è abilitato il sistema di ricerca del punto di massima potenza mentre nella modalità manuale è l'utilizzatore che decide il punto di funzionamento del sistema (modalità utile per particolari esigenze di test) imponendo un particolare punto di lavoro. La forma d'onda della corrente iniettata nella rete elettrica di distribuzione è identica a quella della tensione con fattore di potenza unitario in qualunque condizione di funzionamento. L'inverter dispone di un pannello di controllo di tipo 'touch screen' che permette la lettura di tutti i parametri di funzionamento del sistema (misure elettriche, stati e allarmi) e consente l'immissione dei comandi principali. L'apparecchio dispone inoltre di due slots di comunicazione configurabili secondo vari standard di trasmissione seriale e di una morsettiera a contatti 'volt free' per la segnalazione remota degli stati e dei principali allarmi di macchina, oltrechè per l'acquisizione di eventuali comandi da remoto. La tecnologia di controllo degli inverter SOLEIL è di tipo a commutazione forzata PWM (Pulse Width Modulation) e i dispositivi di potenza utilizzati sono IGBT che permettono la commutazione di notevoli potenze con un alto grado di robustezza ed affidabilità.

Datasheet Inverter



Specifica Tecnica Inverter Soleil DSP

6.1.2 Inverter di 'bassa dinamica' (per moduli amorfi)

Modello	SOLEIL	10	15	20	25	30	40	50	60	80	100	125	200	250
1. Ingresso lato DC														
Potenza raccomandata dei moduli														
Minima [kw]	8	12	17,5	22	27	35	44	53	65	88	115	140	220	
Nominale [kw]	10	15	20	25	30	40	50	60	80	100	125	200	250	
Massima [kw]	11,0	16,4	21,8	27,2	32,6	43,1	53,9	64,6	85,9	106,8	132,6	236,2	295,2	
Tensione di mppt [V]	250-700													
Tensione max V (a -10°C)	780													
Tensione min V (a +70°C)	250													
I massima moduli [A]	38,7	57,6	76,4	95,3	114,3	151,4	189,3	226,7	301,6	375,0	465,4	829,0	1036,3	
N. di ingressi DC	1			2				8				8		
N. di MPPT	1													
2. Uscita lato AC														
Potenza nominale [kW]	9	13,5	18	22,5	27	36	45	54	72	90	112,5	180	225	
Potenza massima [kW]	9	13,5	18	22,5	27	36	45	54	72	90	112,5	200	250	
Connessione	Trifase													
Tensione nominale [V]	400													
Corrente nominale [A]	13,0	19,5	26,0	32,5	39,0	52,0	65,0	77,9	103,9	129,9	162,4	259,8	324,8	
Corrente massima [A]	16,2	24,4	32,5	40,6	48,7	65,0	81,2	97,4	129,9	162,4	203,0	324,8	405,9	
Tensione min funzionamento [V]	Vn – 15%Vn													
Tensione max funzionamento [V]	Vn + 15%Vn													
Frequenza di funzionamento [Hz]	50													
Margine di frequenza [Hz]	+/- 0,3													
Efficienza massima [%] (nota 2)	93	93,8	94,2	94,4	94,5	95,1	95,1	95,3	95,5	96	96,7	96,5	96,5	
Euro Efficienza [%] (nota 2)	92	92,2	92,7	93	93,1	93,7	93,7	93,7	94,1	95,4	95,4	95,2	95,4	
THD% I (@Pnom)	3													
Fattore di potenza	1													
3. Altri dati														
Sistema di ventilazione	Aria forzata													
Potenza dissipata a vuoto [W]	32	32	32	46	46	46	46	56	56	56	56	64	64	
Controllo	Digitale													
Forma d’onda d’uscita	Sinusoidale													
Temperatura di funzionamento	0°C / +40°C a piena potenza													
Temperatura di immagazzinamento	-20°C / +50°C													
Massima umidità relativa	95% senza formazione di condensa													
4. Caratteristiche meccaniche														
DbA	60	60	60	60	60	60	60	64	64	64	64	68	68	
Classe protezione	IP20													
Dimensioni (mm)	550x850x1055			700x865x1415				1100x820x1950				1500x1000x2000		
Peso (kg)	280	300	330	510	520	560	580	600	700	900	980	1500	1600	

Nota 1 : il rendimento massimo è misurato alla tensione di cella di 280Vdc

Data di emissione: 2010-06-04

Pag. 22 di 34 + FR

6.4. Caratteristiche dei quadri elettrici

Il numero dei quadri di parallelo in relazione al numero delle stringhe è stato progettato in modo da minimizzare i costi in relazione alle perdite elettriche sui cavi. Più precisamente, la struttura del campo fotovoltaico è stata prevede:

- Quadri di Sottocampo Qsc ; - Lato Corrente Continua
- Quadro generale di bassa tensione QgBT ; - Lato Corrente Alternata – bt
- Quadri Misure Fiscali (QME, QMG e QMA) - Lato Corrente alternata - bt

Di seguito sono descritte le modalità e le caratteristiche dei quadri che costituiscono l'intero campo fotovoltaico.

6.4.1. Quadri di Sottocampo (Quadri di parallelo stringa)

Le varie stringhe che andranno a comporre il sistema di conversione dell'energia solare, saranno connesse in parallelo in apposite cassette. Per ciascun sottocampo saranno installati un numero opportuno di quadri elettrici di sottocampo in DC, all'interno dei quali saranno cablati i terminali di uscita delle singole stringhe, saranno effettuati i collegamenti di parallelo, nonché saranno installati i dispositivi di protezione lato DC. I quadri di parallelo provvederanno:

- al parallelo elettrico delle stringhe afferenti tramite scatole in Pvc;
- alla protezione elettrica delle stringhe da sovratensione indotta tramite limitatori (scaricatori).

Il montaggio di ogni componente sarà tale da impedire contatti accidentali con parti in tensione come richiesto dalle norme vigenti. La disposizione dei cavi elettrici in arrivo ai suddetti quadri dovrà permettere la facile sostituzione di ogni pannello con il sezionamento di ciascuna stringa, realizzato con sezionatori adatti all'uso fotovoltaico. Le apparecchiature contenute saranno:

- scaricatori di sovratensione per la protezione contro le scariche atmosferiche;
- sezionatori tripolari;
- diodo di protezione in serie al sezionatore;
- sezionatore di uscita verso inverter in corrente continua;

- sistema di Controllo e Monitoraggio Stringhe.

Il quadro elettrico sarà certificato e marchiato secondo le norme CEI.

In particolare saranno installati N. 4 quadri elettrici di sottocampo in DC, all'interno dei quali saranno cablati i terminali di uscita delle singole stringhe, saranno effettuati i collegamenti di parallelo, nonché saranno installati i dispositivi di protezione lato DC. Due di questi quadri saranno predisposti per accogliere i terminali di N. 12 stringhe ciascuna composta da N. 26 moduli in serie, all'interno di ciascuno dei 2 QSC saranno installati complessivamente N. 24 limitatori di sovratensione, N. 24 IMS con fusibile, N. 12 diodi di blocco, N. 1 sezionatore rotativo. Due di questi quadri saranno predisposti per accogliere i terminali di N. 11 stringhe ciascuna composta da N. 26 moduli in serie, all'interno di ciascuno dei 2 QSC saranno installati complessivamente N. 22 limitatori di sovratensione, N. 22 IMS con fusibile, N. 12 diodi di blocco, N. 1 sezionatore rotativo. Ciascuna stringa fotovoltaica sarà dotata di:

- N. 2 scaricatori di sovratensione (uno per ogni polo);
- N. 2 IMS con fusibile per la protezione dai cortocircuiti e per il loro sezionamento (uno per ogni polo);
- N. 1 diodo di blocco in serie per impedire che nel caso in cui l'erogazione di potenza delle singole stringhe non sia bilanciata, gli squilibri di tensione tra le stesse possano provocare dei ricircoli di corrente verso quelle a tensione minore.

In particolare:

- n° 2 quadri elettrici di sottocampo in DC (QSC), per accogliere i terminali di N. 12 stringhe, del tipo CS-SP (A)-16-600V o similari ($V_{stringa} = 600,6 \text{ V}$, $I_{stringa} = 5,1 \text{ A} \times 12$ stringhe in parallelo = 61,2A)
- n° 2 quadri elettrici di sottocampo in DC (QSC), per accogliere i terminali di N. 11 stringhe, del tipo CS-SP (A)-16-600V o similari ($V_{stringa} = 600,6 \text{ V}$, $I_{stringa} = 5,1 \text{ A} \times 11$ stringhe in parallelo = 56,1A)



Quadro di parallelo stringhe: smart string box del tipo CS-SP(A)-16-600V

I quadri di parallelo stringhe saranno montati nella parte interna delle balaustre laterali dello stabilimento.

6.4.2. Quadro generale di BT – “QgBT”

È situato dopo l'inverter e contengono una serie di interruttori con la funzione di parallelo inverter, quindi la protezione di interfaccia, la protezione dell'eventuale trasformatore di isolamento, l'eventuale ccontatore dell'energia prodotta, gli interruttori per i servizi ausiliari e il sezionatore generale in bassa tensione. Il quadro elettrico è inoltre dotato di barrature in rame e morsetti di connessione in funzione della corrente di impiego.

Il quadro conterrà le seguenti apparecchiature assemblate e cablate:

- n.1 Interruttore magnetotermico generale quadro 4P x 250A $I_{cc} = 36\text{kA}$ tipo scatolato in esecuzione fissa, completo di relè differenziale tarabile $I_d=0,03-0\text{A}$ $t=0-5\text{sec.}$ con toroide separato;
- n.1 Interruttori magnetotermici 4P x 250A $I_{cc} = 36\text{kA}$ tipo scatolati esecuzione fissa (per l'inverter) ;
- n.5 o più interruttori magnetotermici differenziali modulari 2Px32A 0.03A – 25kA servizi aux e i carichi dell'utenza
- n.1 strumento di misura multifunzione completo di TA, sezionatore, fusibili e accessori (idoneo alla lettura dei seguenti parametri: tensioni, correnti, potenza attiva, $\cos\phi$).
- nr. 1 interruttore salvamotore a protezione estrattore con relativo automatismo di avviamento;
- accessori per il buon funzionamento del quadro.

6.4.3. Quadri Misure Fiscali (QME, QMG e QMA)

I quadri sono costituiti da contatori bidirezionali di energia attiva/reattiva, comprensivi di dispositivo per la trasmissione remota dei dati acquisiti.

7. Prestazioni del sistema

L'impianto è dimensionato in modo tale da costituire un campo fotovoltaico della potenza (lato corrente continua) di 81,33 kWp. La produzione prevista risulta pari a 109.195,53 kWh/anno.

Località	Taranto
Inclinazione pannelli	10°
Orientamento pannelli	Est e Ovest
Potenza nominale modulo fotovoltaico	68 Wp
Numero di moduli	1.196
Potenza nominale impianto	81,328 kWp
Energia utile prodotta dall'impianto	109.195,53 kWh/anno

La quantità di energia elettrica producibile è stata calcolata sulla base delle tabelle ENEA della radiazione globale solare al suolo dove si è tenuto conto dell'inclinazione delle stringhe rispetto al piano orizzonte e della deviazione delle normali alle superfici captanti rispetto all'asse Sud-Est. Come efficienza operativa media annuale dell'impianto si è assunto il 80% dell'efficienza nominale del generatore fotovoltaico. Il valore ottenuto è da considerarsi medio su un numero significativo di annualità. *Si osserva che l'energia utile prodotta dall'impianto fotovoltaico in un anno è circa 109.195,53 kWh.*

8. Configurazione elettrica dell'impianto

L'impianto fotovoltaico sarà composto da 1.196 moduli fotovoltaici raggruppati in stringhe da 26 moduli. La raccolta della potenza proveniente dalle stringhe avviene in corrente continua a gruppi di 11 e 12 stringhe e facendone il parallelo tramite lo string box. Attraverso lo string box sarà possibile avere un accurato monitoraggio nonché una protezione sulle stringhe, infatti ognuna di esse sarà manovrabile in caso di intervento tramite l'utilizzo di un sezionatore.

Data l'estensione dell'impianto e al fine di minimizzare le perdite di trasmissione dell'energia si è previsto l'utilizzo di un unico Inverter di 'bassa dinamica (per moduli amorfi) Soleil DSP 80. Il

gruppo di misura fiscale, connesso mediante TA e TV appositi, sarà collocato in comparto dedicato. Si è previsto un trasformatore abbassatore, anch'esso caratterizzato da ridotte perdite sia a vuoto che a carico, destinato ad alimentare i servizi ausiliari. Assieme a questo può essere previsto un gruppo elettrogeno di potenza adeguata per il servizio di emergenza.

Dati tecnici	
Superficie totale moduli	1.342,5 m²
Numero totale inverter	1
Numero totale moduli	1.196
Energia totale annua	109.195,53 kWh
Potenza totale	81,33 kW
Potenza fase L1	272,00 kW
Potenza fase L2	272,00 kW
Potenza fase L3	272,00 kW
BOS	80 %

Dati generali	
Posizionamento dei moduli	Complanare alle superfici
Struttura di sostegno	Fissa
Inclinazione dei moduli (Tilt)	Circa 10°
Numero superfici disponibili	Un lastrico solare
Potenza totale	81,33 kW
Energia totale annua	109.195,53 kWh
Dimensionamento inverter	103.9 %

Modulo	
Marca – Modello	Unisolar - Pvl-68
Numero totale	1.196
Numero stringhe	46
Moduli x stringa	26
Superficie totale	1.342,5 m²

Inverter	
Marca – Modello	Inverter di 'bassa dinamica (per moduli amorfi) Soleil DSP 80,
Numero totale	1

Dimensionamento inverter	
Dimensionamento (88,5 %) compreso tra 70.00 % e 120.00 %	VERIFICATO

La configurazione descritta è visionabile nello schema sottostante e nell'unifilare allegato.

8.1. Verifiche elettriche

Occorre verificare che in corrispondenza dei valori minimi di temperatura esterna e dei valori massimi di temperatura raggiungibili dai moduli fotovoltaici risultino essere verificate le seguenti disuguaglianze:

- $V_{m \min} \geq V_{\text{inv MPPT min}}$
- $V_{m \max} \leq V_{\text{inv MPPT max}}$
- $V_{oc \max} < V_{\text{inv max}}$

Nelle quali $V_{\text{inv MPPT min}}$ e $V_{\text{inv MPPT max}}$ rappresentano, rispettivamente i valori massimo e minimo della finestra di tensione utile per la ricerca del punto di massima potenza, mentre la $V_{\text{inv max}}$ è il valore massimo di tensione in c.c. ammissibile ai morsetti dell'inverter. Considerando una variazione della tensione a circuito aperto di ogni modulo in dipendenza della temperatura pari a $-0,38\% / ^\circ\text{C}$ ed i limiti di temperatura estremi pari a -10°C e $+70^\circ\text{C}$, V_m e V_{oc} assumono valori differenti rispetto a quelli misurati in STC (25°C).

TENSIONI MPPT	
V_m a 70°C (326,3 V) maggiore di $V_{mppt \min}$. (250.00 V)	VERIFICATO
V_m a -10°C (508,9 V) minore di $V_{mppt \max}$. (700.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA	
V_{oc} a -10°C (680,5 V) inferiore alla tensione max. dell'inverter (780.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA MODULO	
V_{oc} a -10°C (680,5 V) inferiore alla tensione max. di sistema del modulo (1.000,00 V)	VERIFICATO

CORRENTE MASSIMA	
Corrente max. generata (234,6 A) inferiore alla corrente max. dell'inverter (345,6 A)	VERIFICATO

In tutti i casi le disuguaglianze risultano rispettate e pertanto si può concludere che vi è compatibilità tra le stringhe di moduli fotovoltaici e i tipi di inverter adottati.

9. Cablaggio

Tutti i componenti del sistema saranno cablati con idonei conduttori per tipologia e sezione, i conduttori in esterno (cablaggio stringhe) saranno in cavo per applicazioni fotovoltaiche di opportuna sezione, mentre i cavi di collegamento fra i quadri di parallelo stringa ed il gruppo di conversione saranno interrati fino ad una profondità di circa 1 metro ed avranno sezione adeguata in base alla portata, ed alla distanza. Il cablaggio all'interno dei locali di alloggiamento convertitori e della cabina MT sarà eseguito concordemente alle normative vigenti in materia.

I moduli verranno connessi tra di loro mediante cavo FG7OR, che connettono in serie i moduli fotovoltaici per comporre una stringa e che conducono tale stringa alla cassetta di parallelo avranno opportuna sezione. La caduta di tensione che si determina sarà minore del 2%. I conduttori verranno posati in canalette zincate di opportuna sezione.

In uscita dalle cassette di parallelo stringa verranno posati cavi FG7OR di opportuna sezione. Il percorso dei conduttori dalle cassette di parallelo sino all'alloggio degli inverter sarà fatto in tubo in PVC interrato di adeguato diametro. I conduttori provenienti dalle cassette di parallelo stringa verranno connessi in parallelo e connesse a ciascun convertitore statico. La breve tratta tra il quadro di parallelo dei quattro inverter e il trasformatore elevatore verrà effettuato con cavo FG7OR posato in passerella o interrato.

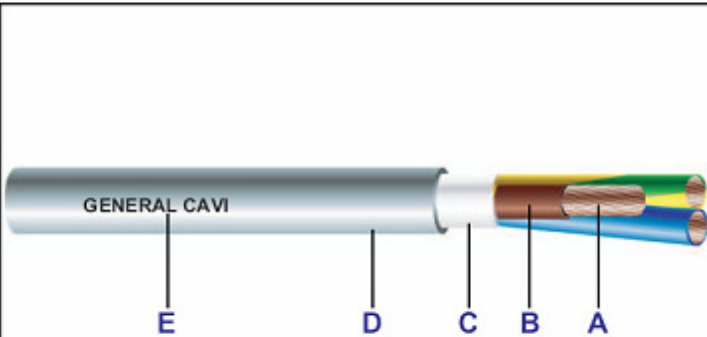
I conduttori impiegati nell'esecuzione degli impianti saranno contraddistinti dalle colorazioni previste dalla normativa vigente. In particolare i conduttori di neutro e di protezione saranno contraddistinti rispettivamente con il colore blu chiaro e con il bicolore giallo-verde. I conduttori di fase, saranno contraddistinti in modo univoco, in tutto l'impianto, dai colori: nero, grigio cenere, marrone.

La scelta delle sezioni dei cavi è effettuata in base alla loro portata nominale (calcolata in base ai criteri di unificazione e di dimensionamento riportati nelle Tabelle CEI-UNEL), alle condizioni di posa e di temperatura, al limite ammesso dalle Norme per quanto riguarda le cadute di tensione massime ammissibili (inferiori al 3%) ed alle caratteristiche di intervento delle protezioni secondo quanto previsto dalle vigenti Norme CEI 64-8. Tutti i cavi appartenenti ad uno stesso circuito seguiranno lo stesso percorso e saranno quindi infilati nella stessa canalizzazione, cavi di circuiti a tensioni diverse saranno inseriti in tubazioni separate e faranno capo a scatole di derivazione distinte; qualora facessero capo alle stesse scatole, queste avranno diaframmi divisorii. I cavi che seguono lo stesso percorso ed in special modo quelli posati nelle stesse tubazioni, verranno chiaramente contraddistinti mediante opportuni contrassegni applicati alle estremità. Il

collegamento dei cavi in partenza dai quadri e le derivazioni degli stessi cavi all'interno delle cassette di derivazione saranno effettuate mediante appositi morsetti. I cavi non trasmetteranno nessuna sollecitazione meccanica ai morsetti delle cassette, delle scatole, delle prese a spina, degli interruttori e degli apparecchi utilizzatori. I terminali dei cavi da inserire nei morsetti e nelle apparecchiature in genere, saranno muniti di capicorda oppure saranno stagnati.

I circuiti in **bassa tensione** saranno realizzati con cavi, del tipo "non propagante l'incendio", provvisti di conduttori in rame ed aventi le caratteristiche di seguito riportate:

- tipo unipolare
- conduttori in rame tipo corda flessibile a sezione rotonda
- isolamento in gomma etilenpropilenica di qualità G7
- guaina esterna in PVC
- sigla FG7R – 0,6/1 kV

CE Conforme ai requisiti essenziali della direttiva BT 2006/95/CE Accordingly to the standards BT 2006/95/CE		CEI 20-13 / 20-22II / 20-35 (EN60332-1) 20-37 pt.2 (EN50267) / 20-52 TABELLE UNEL 35375 - 35376 - 35377	
		A	Conduttore a corda flessibile o rigida di rame ricotto rosso o stagnato. <i>Flexible or rigid in red or tinned copper conductor.</i>
		B	Isolamento in HEPR di qualità G7. <i>HEPR Insulation in G7 quality.</i>
		C	Riempitivo in materiale non fibroso e non igroscopico. <i>Not fibrous and not hygroscopic filler.</i>
		D	Guaina PVC qualità RZ. <i>PVC sheath in RZ quality.</i>
		E	Marcatura di identificazione. <i>Identification marking.</i>

9.1. dimensionamento delle portate

Per la determinazione della portata di cavi con posa interrata si fa riferimento alla norma CEI 64-8/5; la portata espressa in Ampere di un cavo interrato è pari a:

$$I_z = I_o \cdot K1 \cdot K2 \cdot K3 \cdot K4$$

Dove **I_o** è la portata del cavo in Ampere a una determinata sezione a un certo tipo di isolante e a un determinato modo di installazione; essa è pari a **I_z** quando tutti i fattori di correzione sono unitari ossia quando:

- **K1:** coeff. di temperatura – vale 1 quando la temperatura del terreno è 20°C
- **K2:** coeff. di raggruppamento – vale 1 quando è installato un solo circuito formato da cavi unipolari (tiene conto dei circuiti posati nello stesso tubo e dei numero di tubi interrati)
- **K3:** coeff. di profondità – vale 1 quando la profondità di posa è 0,8 m
- **K4:** coeff. del terreno – vale 1 quando la resistività termica del terreno è 1,5 K m/W

Dalla tabella riportata nella norma CEI-UNEL 35026, scegliendo una certa sezione per il conduttore, si ricava la sua portata **I_o**. Moltiplicando quest'ultima per i fattori di correzione si ottiene la **I_z**. Per considerare accettabile la sezione del conduttore scelta, la **I_z** risultante dovrà essere maggiore della corrente **I_b** di impiego che è solita transitare nella conduttura. Se la **I_z** dovesse risultare minore della corrente di impiego è necessario selezionare una sezione di cavo superiore e ripetere la stessa verifica.

Lo stesso metodo di calcolo si applica anche per i cavi alloggiati in canala metallica in aria libera dove però i fattori ambientali sono:

- **K1:** coeff. di temperatura – vale 1 quando la temperatura ambiente è 20°C
- **K2:** coeff. di raggruppamento – vale 1 quando è installato un solo circuito formato da cavi unipolari

9.2. Verifica della caduta di tensione unitaria

Con le sezioni stabilite in base alla corretta dissipazione termica è necessario verificare che lungo le tratte non vi siano cadute di tensioni maggiori del 3% della tensione di esercizio come consigliato dalla CEI 64/8. In particolare utilizzeremo il metodo della “caduta di tensione unitaria” e , facendo riferimento alla tabella CEIUnel 35023, assumeremo che la caduta di tensione ΔV sul tratto in bassa tensione e sul tratto in media non superi il 3%. La formula per il calcolo della generica caduta di tensione lungo una tratta elettrica è la seguente:

$$\Delta V = U \cdot I \cdot L / 1.000 < 3\%$$

dove

- U è la caduta di tensione unitaria tabulata nella CEI-Unel 35023 [mV/a m]
- L è la lunghezza del cavo [m]
- I è la corrente nel cavo [A]

Nel caso in cui la caduta di tensione su un tratto sia superiore al 3% è necessario selezionare una sezione maggiore per il conduttore e ripetere la verifica.

Collegamento generica stringa al generico quadro di sottocampo Qsci						
Partenza	Arrivo	Potenza [kW]	Tensione [V]	Ib [A]	Tipo Cavo	Sezione Cavo [mmq]
Stringa	Qsc i	1,768	429	4,16	cavo solare	2x1x6

Collegamento quadri di campo Qc all'inverter						
Partenza	Arrivo	Potenza [kW]	Tensione [V]	Ib [A]	Tipo Cavo	Sezione Cavo [mmq]
Qc1	Inverter	21,216	429	49,92	FG7R	2x1x35
Qc2	Inverter	21,216	429	49,92	FG7R	2x1x35
Qc3	Inverter	19,448	429	45,76	FG7R	2x1x35
Qc4	Inverter	19,448	429	45,76	FG7R	2x1x35

Collegamento inverter quadro generale impianto fotovoltaico					
Partenza	Arrivo	Tensione [V]	Ib [A]	Tipo Cavo	Sezione Cavo [mmq]
Inverter	Quadro generale fotovoltaico	270	Inverter	N07V-K	3x95 (*)

Collegamento quadro generale bt fotovoltaico - al quadro utente di bassa tensione			
Partenza	Arrivo	Tipo Cavo	Sezione Cavo [mmq]
Quadro FV	Quadro utente	FG7R	3x150 + 95 (*)

(*) : da verificare in fase di realizzazione in funzione ad i componenti elettrici utilizzati, delle distanze reali e della soluzione ENEL ancora non disponibile.

10. Descrizione degli scavi: posa dei cavi in tubi e canali - pozzetti di derivazione

Le linee elettriche destinate al trasporto dell'energia e del segnale verranno, per la maggior parte, interrate con la logica di seguito descritta. I cavidotti saranno in materiale isolante ed autoestinguente, del tipo pesante (secondo CEI 23-46). In prossimità di ogni String Box sarà allestito un pozzetto avente dimensioni minime 40 x 40 x 80 cm. Le linee di scavo adiacenti alle file di moduli verranno raccolte dalle dorsali. Le dorsali termineranno alle cabine.

La posa dei conduttori dovrà essere eseguita rispettando le norme di buona tecnica.

I tubi protettivi saranno in materiale isolante autoestinguente saranno del tipo a doppia parete in Hdpe di colore rosso resistenti allo schiacciamento (450N); tali tubi verranno interrati rispettando le profondità e le distanze da eventuali attraversamenti o parallelismi con altre condutture.

La scelta del diametro interno dei tubi è stata fatta tenendo conto che esso dovrà essere pari ad almeno 1,3 volte il diametro del cerchio circoscritto al fascio di cavi in esso contenuti, con un minimo di 20 mm; in ogni caso i cavi posati nei tubi dovranno risultare sempre sfilabili e reinfilabili.

Per quanto possibile i percorsi saranno lineari, con una distribuzione simile alla spina di pesce. Ove necessario le dorsali saranno interrate sotto le strade perimetrali o interne; ad ogni brusca deviazione resa necessaria dal percorso dei cavi, e ad ogni derivazione dalla linea principale a quella secondaria saranno utilizzate cassette di derivazione o pozzetti, necessari anche al fine di future ispezioni. Le giunzioni dei conduttori saranno sempre eseguite negli appositi quadri o cassette di derivazione mediante opportuni morsetti o connettori, mentre non sono ammesse giunzioni nastrate ed il coperchio delle cassette sarà apribile solo con idoneo attrezzo. Si dovrà provvedere in ogni punto di giunzione a mantenere una lunghezza in eccesso su ogni singolo cavo al fine di permettere il rifacimento dei terminali in caso di necessità.

Data l'esistenza, nello stesso scavo interrato o locale, di circuiti appartenenti a sistemi elettrici diversi (cavi d'energia insieme a cavi di comunicazione o circuiti di bassa con circuiti di media tensione), questi saranno protetti da tubi diversi o da canali con setti separatori.

Per quanto riguarda lo smistamento e l'ispezionabilità delle tubazioni interrate verranno impiegati pozzetti prefabbricati in cemento vibrato o (in casi particolari) in muratura di mattoni pieni o in cemento armato. I pozzetti devono avere dimensioni adatte a consentire un agevole infilaggio dei

cavi nel rispetto dei raggi di curvatura stabiliti dal costruttore e, per quanto possibile, i tubi di un cavidotto che fanno capo ad uno stesso pozzetto devono essere tra loro allineati.

I chiusini saranno carrabili (ove previsto) costituiti dai seguenti materiali:

- cemento, per aree verdi o comunque non soggette a traffico veicolare;
- ghisa classe D400, per carreggiate stradali.

I pozzetti saranno installati in corrispondenza di ogni punto di deviazione delle tubazioni rispetto all'andamento rettilineo, in ogni punto di incrocio o di derivazione di altra tubazione e comunque ad una interdistanza non superiore a 25 m.

Tutti gli scavi avranno una profondità di 0,8 m e verranno segnalati con opportuno nastro monitore. In corrispondenza di ogni cabina, se necessario, verrà tracciata la maglia di terra, che richiederà uno scavo aggiuntivo all'interno dei lavori di sbancamento.

Gli scavi, effettuati con mezzi meccanici, saranno realizzati evitando scoscendimenti, franamenti, ed in modo tale che le acque scorrenti alla superficie del terreno non abbiano a riversarsi nei cavi. I materiali rinvenuti dagli scavi a sezione ristretta, realizzati per la posa dei cavi, saranno momentaneamente depositate in prossimità degli scavi stessi o in altri siti individuati nel cantiere. Successivamente lo stesso materiale sarà riutilizzato per il rinterro.

Quanto in eccesso sarà trasportato a rifiuto in discarica autorizzata.

I pozzetti saranno presenti:

- Vicino ad ogni Smart Strin Box
- All'incrocio tra le linee di scavo e le dorsali
- Vicino alla cabina

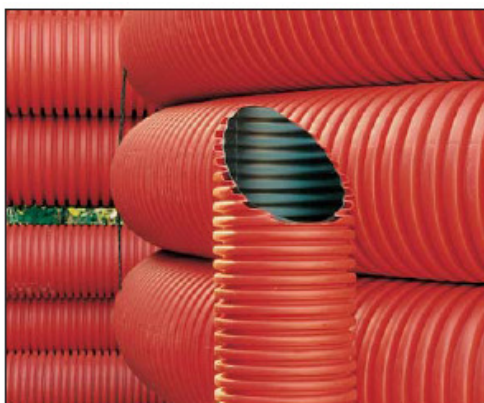
La dimensione in sezione degli scavi sarà minimo di:

- 20 x 80 cm (L x H) per le linee secondarie
- 40 x 80 cm (L x H) per le dorsali principali
- 50 x 100 cm (L x H) per le linee di media tensione.

Gli scavi per cavidotti saranno eseguiti scavi a sezione ridotta e obbligata di profondità di 80 cm e di larghezza variabile in funzione dei cavidotti da porre in opera. Per assicurare una maggiore protezione meccanica i cavi saranno posati in terra all'interno di tubazioni in Hdpe. Per facilitare la posa i cavi saranno installati pozzetti di tiro ed ispezione ad ogni deviazione di percorso. Il volume di scavo è stimato in circa 20 mc.

10.1. Posa cavi interrati

Il cavidotto elettrico sarà realizzato su 2 dorsali così come riportato nelle tavole allegate al progetto. Il posizionamento della cabina elettrica di media tensione lo si è fatto in base alla presenza di un palo media tensione presente all'interno del sito e possibile punto di connessione dell'impianto che sarà definito in seguito con la soluzione Enel. Per motivi tecnici le due dorsali seguono il perimetro del sito in esame, in quanto nella parte interna ci sono già reti idriche di vario tipo e reti elettriche, per evitare interferenze con queste si è scelta la soluzione mostrata nella tavola allegata. La posa interrata avverrà in tubi protettivi che saranno in materiale isolante autoestinguente saranno del tipo a doppia parete in Hdpe di colore rosso resistenti allo schiacciamento (450N).



Tali tubi verranno interrati rispettando le profondità e le distanze da eventuali attraversamenti o parallelismi con altre condutture. In definitiva si ha:

Stabilimento	Sezione Cavo	Diametro Cavo	Cavi per tubo	Numero Tubi	Diametro Interno Tubo
12	3 x 185 mmq	17,8 mm	3	1	53,4 mm

Stabilimento	Collegamento	Larghezza tubi
12	1 PEP75	75 mm

10.2. Calcolo volumi scavi

Volumi scavi linea Stabilimento – quadro utente				
Stabilimento	Dimensione scavi [m]			Volume Scavo [mc]
	Lunghezza	Larghezza	Profondità	
12	50	0,4	0,80	16
Volume scavo cavidotto [mc]				16

11. Descrizione delle misure di protezione contro il sovraccarico e il corto circuito

11.1. Protezione contro il sovraccarico

I cavi di alimentazione saranno protetti contro il sovraccarico mediante interruttori automatici opportunamente dimensionati. In particolare gli interruttori verranno scelti e regolati seguendo la prescrizioni della CEI 64/8:

- il dispositivo non interverrà per valori minori della corrente di impiego e la sua corrente nominale sarà inferiore alla portata del cavo.
- il massimo sovraccarico ammissibile sarà pari al 45% per un tempo t_c pari ad 1 h (tempo caratteristico di intervento del relè termico del dispositivo).

Le condizioni sopra descritte sono sintetizzate dalle seguenti disuguaglianze:

$$I_b \leq I_n \leq I_z$$

$$I_f \leq 1,45 \cdot I_z$$

Dove

I_b : corrente di impiego del circuito

I_z : portata in regime permanente della conduttura

I_n : corrente nominale del dispositivo di protezione,

I_f : corrente che assicura l'effettivo funzionamento del dispositivo di protezione.

In generale si sceglieranno dispositivi per i quali

$$I_f \leq 1,45 \cdot I_n$$

In modo che rispettando la disuguaglianza $I_b \leq I_n \leq I_z$ sarà automaticamente verificata la disuguaglianza $I_f \leq 1,45 \cdot I_z$. In particolare, per la parte in bassa tensione c.c. si regolerà I_f pari a $1,05 \cdot I_n$, mentre per la parte in bassa tensione c.a. si regolerà I_f pari a $1,10 \cdot I_n$.

11.2. Protezione contro il corto circuito

La protezione delle condutture contro il corto circuito verrà garantita grazie ad interruttori automatici. Tali dispositivi verranno installati all'inizio della condotta da proteggere in modo tale da interrompere, in un tempo inferiore a quello che porterebbe i conduttori alla temperatura limite ammissibile, tutte le correnti provocate da un corto circuito che si presenti in un punto qualsiasi del circuito. Nel caso di impianti attivi è sempre necessario considerare che l'eventuale corto circuito su una condotta dell'impianto stesso non viene alimentato solo dalla rete alla quale si è connessi ma viene alimentato anche dai generatori che costituiscono l'impianto di produzione elettrica. Essendo però il generatore fotovoltaico schematizzabile come generatore di corrente piuttosto che come generatore di tensione il contributo alla corrente di corto circuito che esso è in grado di dare risulta di modesta entità. In genere la massima quantità di corrente che il generatore è in grado di erogare è limitata dalla natura stessa del componente fotovoltaico ed è stimabile in un 10% in più della sua corrente nominale. In uscita all'inverter il contributo alla corrente di corto circuito è comunque fissato dal costruttore ed è pari al 50% in più della corrente nominale. Essendo tali valori trascurabili rispetto ai valori di corrente erogati dalla rete in caso di guasto dimensioneremo le protezioni considerando solo questi ultimi.

Premesso ciò, i dispositivi di protezione verranno scelti in modo da limitare l'energia termica passante a valori tollerabili dal cavo. Per garantire la protezione dai cortocircuiti, come previsto dall'art. 434,2 della norma CEI 64.8 i dispositivi di protezione del cavo dovranno avere le seguenti caratteristiche:

- un potere di interruzione che dovrà essere, almeno quello estremo I_{cu} , superiore alla corrente di cortocircuito presunta
- una energia specifica superiore a quella del cavo, ovvero

$$I^2 t < K^2 S^2 \text{ dove}$$

- $I^2 t$ energia lasciata passare dal Dispositivo di protezione

- $K^2 S^2$ energia ammessa dal conduttore.

In uscita all'inverter il contributo alla corrente di corto circuito è comunque fissato dal costruttore ed è pari al 50% in più della corrente nominale. Essendo tali valori trascurabili rispetto ai valori di corrente erogati dalla rete in caso di guasto dimensioneremo le protezioni considerando solo questi ultimi. Premesso ciò, i dispositivi di protezione verranno scelti in modo da limitare l'energia termica passante a valori tollerabili dal cavo.

Poiché attualmente non si dispone del valore dell'impedenza di rete nel punto di consegna, quindi come suggerito dalla CEI 0-2 il calcolo effettivo delle correnti di guasto e la verifica delle protezioni attraverso le loro curve caratteristiche viene rimandata. Si consideri però che tali verifiche sono del tutto formali poiché le attuali protezioni in commercio sono in grado di individuare e interrompere le comuni correnti di corto circuito che usualmente assumono valori compresi tra i 10 e i 90 KA.

12. Descrizione delle misure di protezione contro i contatti diretti e indiretti

Per quanto riguarda la protezione dei contatti diretti, si isoleranno a regola d'arte tutte le parti attive, al fine di impedire che le persone possano venire accidentalmente in contatto con il circuito elettrico. I moduli fotovoltaici, pur essendo componenti in Classe II si considerano sotto tensione anche quando il sistema risulta distaccato dal lato in corrente alternata. Quindi la protezione contro i contatti diretti sarà realizzata mediante isolamento delle parti attive entro involucri atti a garantire un grado di protezione IP non inferiore a quelli previsti da CEI 64-8/4 art. 412.2.1 – 412.2.2 – 412.2.3 – 412.2.4.

Per quanto riguarda i contatti indiretti, tutte le parti metalliche accessibili dell'impianto elettrico, non in tensione, ma che vi si potrebbero trovare in caso di scariche sulle carcasse o per difetto di isolamento, saranno poste a terra mediante un impianto di terra coordinato con dispositivi di protezione differenziali.

Il campo fotovoltaico dovrà essere gestito come sistema IT, ovvero con nessun polo connesso a terra, secondo quanto prescritto dalla Norma CEI 64/8 articolo 413.1.5. Essendo l'impianto realizzato in classe 2 la protezione contro i contatti indiretti è garantita attraverso l'utilizzo di componenti in doppio isolamento. Per garantire la protezione sul lato AC verranno installati i dispositivi di interruzione automatica del circuito e saranno attuate tutte le soluzioni tecniche atte a

garantire la protezione contro i contatti indiretti secondo quanto prescritto dalla Norma CEI 64/8 articolo 413.1.3.

12.1. Impianto di terra

Gestendo il generatore come un sistema IT, ovvero con nessun polo connesso a terra, la norma CEI 64-8 prescrive il controllo dell'isolamento del sistema DC tramite un controllore continuo dell'isolamento verso terra il quale deve segnalare con un segnale acustico e/o visivo il verificarsi di un primo guasto verso terra senza interrompere il circuito e quindi il servizio dando agli operatori la possibilità di intervenire in maniera tempestiva nella ricerca ed eliminazione del guasto. Deve comunque essere soddisfatta la condizione che la corrente di primo guasto a terra non deve essere tale che, circolando nel dispersore di terra cui sono collegate le masse, dia luogo a tensioni superiori ai 50 V, indipendentemente dal tempo. Si raccomanda comunque di interrompere il circuito e quindi il servizio nella suddetta eventualità e di individuare e risolvere il primo guasto al fine di scongiurare i pericoli derivanti da un secondo guasto, potenzialmente pericoloso anche se il generatore è stato sezionato.

In accordo con la Norma CEI 64-8, la protezione è assicurata mediante l'utilizzo di componenti elettrici in classe II e di componenti in Classe I abbinati ad un sistema di interruzione automatica dell'alimentazione.

In particolare saranno di Classe II:

- tutti gli involucri in materiale plastico dei componenti a vista
- le condutture realizzate in cavo H07RN-F ed FG7OR indipendentemente dal tipo di posa
- i moduli fotovoltaici

La protezione dai contatti indiretti per interruzione automatica dell'alimentazione è realizzata mediante interruttori automatici magnetotermici differenziali.

Deve essere soddisfatta la relazione

$$RA \cdot I_A \leq 50$$

dove:

- RA è la somma delle resistenze del dispersore e dei conduttori di protezione delle masse in Ohm

- IA è la corrente che provoca il funzionamento del dispositivo automatico di protezione in Ampere che, nel caso di dispositivo di protezione a corrente differenziale, coincide con la corrente nominale differenziale Id.

L'impianto di terra a cui verranno connesse le masse del generatore fotovoltaico corrisponde all'impianto di terra attualmente esistente.

Tutte le parti metalliche della sezione di impianto in corrente continua (quadri elettrici, scaricatori di tensione, strutture metalliche di sostegno) saranno rese equipotenziali al terreno, mediante collegamento diretto con la corda di rame nudo interrata.

Tutte le parti metalliche della sezione di impianto in corrente alternata (convertitori, quadri elettrici, scaricatori di tensione, trasformatore) saranno rese equipotenziali al terreno.

La rete di terra sarà realizzata con i seguenti componenti principali:

- Conduttori di terra:
 - corda di rame nudo da 95 mm²
 - cavo di rame da 240 mm² con guaina giallo/verde
 - cavo di rame da 50 mm² con guaina giallo/verde
 - cavo di rame da 35 mm² con guaina giallo/verde
- (eventuale) picchetti dispersori a croce in acciaio zincato da 2 m, con i relativi pozzetti di ispezione in plastica

I conduttori di terra, ove prescritto, devono essere interrati appena possibile. Le connessioni elettriche interrate devono essere realizzate con morsetti a compressione. Le connessioni fuori terra devono essere realizzate con morsetti o con piastre di derivazione. A distanza regolare devono essere realizzati dei pozzetti di derivazione per agevolare i collegamenti fuori terra. Tutte le connessioni devono essere realizzate con materiali resistenti alla corrosione.

Ciascuna struttura di sostegno dei moduli fotovoltaici sarà collegata alla corda di rame nudo interrata mediante una corda di rame nudo da 16 mm². La corda di rame sarà collegata alla struttura tramite capocorda ad occhiello, bullone e rondella in acciaio zincato, fissati nell'apposito foro previsto. La corda di rame sarà interrata appena possibile.

Le parti metalliche non in tensione di ciascun quadro di parallelo in corrente continua sarà collegato alla corda di rame interrata mediante un cavo giallo/verde da 50 mm². Il cavo di protezione sarà intestato al morsetto di terra del quadro e deve essere interrato appena possibile.

Gli scaricatori di tensione saranno collegati alla corda di rame interrata mediante un cavo giallo/verde da 35 mm². Il cavo di terra deve essere intestato a un morsetto degli scaricatori e deve essere interrato appena possibile. Il cavo di terra degli scaricatori deve essere indipendente dagli altri cavi di terra.

Gli eventuali picchetti devono essere collegati tra loro con una corda di rame nudo da 95 mm², interrata ad una profondità compresa tra 0.5÷1 m e collegata ai picchetti con morsetti passanti. La chiusura della maglia può essere realizzata con morsetto di parallelo. I picchetti devono poter essere ispezionati mediante pozzetti di plastica con coperchio. Solo in caso di necessità in fase di collaudo, a posa e rinterro avvenuto, si procederà all'installazione di picchetti dispersori aggiuntivi.

A seguito dell'installazione dell'impianto fotovoltaico il valore della resistenza di terra dell'impianto di dispersione verrà verificato mediante apposita misura.

Ai fini della sicurezza, se la rete di utente o parte di essa è ritenuta non idonea a sopportare la maggiore intensità di corrente disponibile (dovuta al contributo dell'impianto fotovoltaico), la rete stessa o la parte interessata dovrà essere opportunamente protetta.

Soluzioni tecniche diverse da quelle sopra suggerite, sono adottabili, purché nel rispetto delle norme vigenti e della buona regola dell'arte.

13. Descrizione dei principali dispositivi di protezione

La protezione del sistema di generazione fotovoltaica nei confronti della rete di distribuzione pubblica è realizzata in conformità a quanto previsto dalla norma CEI 11-20, con riferimento anche a quanto contenuto nei documenti di unificazione Enel DK5740 e DK5600. L'impianto risulta pertanto equipaggiato con un sistema di protezione che si articola su 3 livelli: Dispositivo Generale; Dispositivo di Interfaccia; Dispositivo del generatore.

13.1. Dispositivo Generale

Il dispositivo generale sarà conforme alle prescrizioni dell'ultima normativa CEI 0-16. In particolare avrà la funzione di salvaguardare il funzionamento della rete nei confronti di guasti nel sistema di generazione elettrica. Verrà posizionato a valle del gruppo di misura dell'energia e sarà costituito da un interruttore automatico in SF6 con i dovuti sistemi di protezione e misura.

Il Dispositivo Generale (DG) è costituito da un interruttore automatico onnipolare conforme alla norma CEI EN 60898 o CEI EN 60947-2 (se adatto al sezionamento) con potere di cortocircuito non inferiore a 6 kA per le forniture monofase, 10 kA per le forniture trifase fino a 33 kW e 15 kA per le forniture trifase oltre 33 kW. In alternativa, è possibile utilizzare un IMS con fusibili conforme alla norma CEI EN 60947-3.

Nel caso specifico si utilizzerà un Dispositivo Generale con le seguenti caratteristiche:

Interruttore magnetotermico 4P - $I_n=250A$ - $I_{cu}=36kA$ - $U_e= 690V_{a.c.}$

Poli	4P
Potere di interruzione I_{cu}	36kA
Corrente I_n	250A
Norma di Riferimento	CEI EN 60947-2
Tensione	690V _{a.c.}

13.2. Dispositivo e protezioni di interfaccia

Il dispositivo di interfaccia interviene per guasto sulla rete del distributore. Per separare la rete di distribuzione ordinaria da quella alimentata dal generatore fotovoltaico sarà installato un contattore con bobina di apertura a mancanza di tensione, combinato con un interruttore automatico, su cui agiscono le protezioni di interfaccia, le quali sono costituite essenzialmente da rele di frequenza e di tensione. Le funzioni di protezione d'interfaccia previste dalla norma CEI 11-20 sono:

- protezione di minima tensione;
- protezione di massima tensione;

- protezione di minima frequenza
- protezione di massima frequenza.

Tali protezioni, agendo sul dispositivo d'interfaccia, sconnettono l'impianto di produzione dalla rete di distribuzione evitando che:

- in caso di mancanza dell'alimentazione ordinaria il generatore fotovoltaico possa alimentare la rete di distribuzione stessa;
- in caso di guasto sulla rete di distribuzione il generatore fotovoltaico possa continuare ad alimentare il guasto stesso prolungandone il tempo di estinzione dell'anomalia e pregiudicando l'eliminazione del guasto stesso con possibili conseguenze sulla sicurezza.

Negli impianti fotovoltaici i contattori sono La normative CEI 0-21, edizione giugno 2012, prescrive che i contattori utilizzati come DDI devono essere dimensionati secondo la categoria di utilizzo AC-3.

Il dispositivo di interfaccia, installato in un apposito quadro metallico, è costituito da un contattore I maggiore di 250 A, destinato alla funzione di DDI (Dispositivo Di Interfaccia) tra l'uscita dell'inverter DC/AC e la linea, categoria AC-3, associato ad un relè di protezione di interfaccia il quale preleva i segnali direttamente dalla sbarra bt del quadro. La protezione di interfaccia è costituita da i relè 27, 59, 81 con le tarature indicate in tabella

Tabella

Protezione	Esecuzione	Valore di taratura	Tempo d'intervento
Massima tensione (59)	Unipolare/ tripolare ⁽¹⁾	$\leq 1.2 U_n$	$\leq 0.1 \text{ s}$
Minima tensione (27)	Unipolare/ tripolare ⁽¹⁾	$\geq 0.8 U_n$	$\leq 0.2 \text{ s}$
Massima frequenza (81>)	Unipolare	50.3 o 51 Hz ⁽²⁾	Senza ritardo intenzionale
Minima frequenza (81<)	Unipolare	49 o 49.7 Hz ⁽²⁾	Senza ritardo intenzionale
Derivata di frequenza ($\Delta 81$) ⁽³⁾	Unipolare	0.5 Hz/s	Senza ritardo intenzionale

(1) Unipolare per impianti monofasi e tripolari per impianti trifase

(2) Le tarature di default sono 49.7 Hz e 50.3 Hz. Qualora le variazioni di frequenza della rete del distributore, in normali condizioni di esercizio, siano tali da provocare interventi intempestivi della protezione di massima/minima frequenza, dovranno essere adottate le tarature a 49 e 51 Hz

(3) Solo in casi particolari

13.3. Dispositivo di generatore

Dispositivo di Generatore, ovvero un interruttore magnetotermico con protezione differenziale, accessoriato con bobinaausiliaria comandata a mancanza di tensione, con funzione di escludere ogni singolo inverter in condizioni di “aperto”, ai sensi della DK 5940 e successive. Tale interruttore avrà anche il compito di proteggere la linea di collegamento tra inverter e quadrod’interfaccia da cortocircuiti, sovraccarichi e contatti indiretti

Poli	4P
Potere di interruzione Icu	36kA
Corrente In	250A
Norma di Riferimento	CEI EN 60947-2
Tensione	690Va.c.

14. Protezione dalle scariche atmosferiche

14.1. Fulminazione diretta

L’impianto fotovoltaico non influisce, in modo apprezzabile, sulla forma o volumetria e pertanto non aumenta la probabilità di fulminazione diretta sul sito.

14.2 Fulminazione indiretta

L’abbattersi di scariche atmosferiche in prossimità dell’impianto può provocare il concatenamento del flusso magnetico associato alla corrente di fulmine con i circuiti dell’impianto fotovoltaico, così da provocare sovratensioni in grado di mettere fuori uso i componenti tra cui, in particolare, gli inverter. I terminali di ciascuna stringa fotovoltaica e i morsetti lato continua degli inverter devono essere protetti internamente con scaricatori di sovratensione. Realizzeremo pertanto solo un collegamento equipotenziale generale di tutte le strutture metalliche presenti ed utilizzeremo dei limitatori di sovratensione in classe III a protezione delle apparecchiature sensibili. Sia gli String Box sia gli inverter hanno tali limitatori di sovratensione già integrati.

15. Caratteristiche del dispositivo di misura dell'energia

I dispositivi di misura dell'energia saranno richiesti ad ENEL Distribuzione S.p.a. in fase di allacciamento dell'impianto e saranno pertanto conformi alle specifiche indicate nella CEI 0-16 secondo la vigente edizione. In particolare si installerà un contatore bidirezionale per la misura dell'energia prodotta in uscita ad ogni inverter e un contatore bidirezionale per la misura dell'energia scambiata con la rete subito prima del dispositivo generale.

16. Locale inverter

L'inverter, il quadro generale di bassa tensione dell'impianto fotovoltaico e il contatore dell'energia prodotta sarà installato in un locale tecnico interno allo stabilimento.

17. Punto di immissione dell'energia

Il punto di immissione in rete è previsto in bassa tensione, previa interposizione delle dovute apparecchiature di protezione di interfaccia. Il consorzio è già provvisto di fornitura MT, quindi una volta presentato la domanda di allaccio all'Enel, con allegato il progetto dell'impianto, e copia del progetto della cabina elettrica esistente, molto probabilmente l'allaccio potrà essere fatto al quadro generale di bassa tensione già esistente. Il tutto sarà definito dall'Enel nella soluzione tecnica Enel dopo aver ricevuto la domanda di connessione. La domanda di connessione Enel (TICA) quindi indicherà ai sensi dell'Art. 3.4 del TICA il punto di rete a cui si vuole connettere, quello già esistente.

18. Sistema di monitoraggio e telecontrollo dell'impianto

L'impianto dovrà essere realizzato per permettere il monitoraggio del sistema sia in locale che in remoto. L'acquisizione dei dati di funzionamento dell'impianto fotovoltaico dovrà essere effettuata tramite idonei sistemi di acquisizione dati (SAD), in accordo alla norma CEI EN 61724 (CEI 82-15)

I segnali devono essere rilevati e messi a disposizione su morsettiera nel modo seguente:

- irraggiamento solare: misurato con solarimetro che dovrà essere installato su un piano parallelo al piano dei moduli in posizione centrata rispetto al campo fotovoltaico e tale da non provocare ombreggiamenti reciproci;

- temperatura moduli: misurata con sonda termometrica a francobollo PT100 in tecnica a 4 fili incollata sul retro di una cella centrale di un modulo selezionato tra quelli posizionati nella zona centrale del generatore fotovoltaico;
- sonda termometrica: idonea per la misura della temperatura ambiente all'ombra;
- correnti continue ed alternate: misurate tramite convertitori ad inserzione diretta con foro passante, segnali in uscita 0 - 10 Vcc;
- tensioni continue campo fotovoltaico: misurate tramite convertitore ad inserzione diretta con segnale in uscita 0-10 Vcc;
- tensione alternata: misurata tramite convertitore ad inserzione diretta con segnale di uscita 0 - 10 Vcc;
- potenza attiva: misurata con contatore trifase ad inserzione semindiretta (tramite TA e TV), con segnale di uscita + 0-10 Vcc.

In termini di accuratezza delle misure si fa presente che la precisione complessiva dell'intera catena di misura, ivi compreso i sensori e/o eventuali condizionatori di segnale, deve essere migliore del 5% per l'irraggiamento solare; di 1°C per la temperatura; del 2% per i segnali di tensione, corrente e potenza.

Le principali prestazioni richieste sono:

- Interfaccia grafica. Tutte le prestazioni offerte sono facilmente attivabili da interfaccia grafica. Tale interfaccia è disegnata per evidenziare più chiaramente e facilmente possibile le informazioni più salienti e per facilitare l'analisi delle anomalie.
- Database persistente ad alta capacità in completo controllo del cliente.
- Capacità del database tale da mantenere i dati relativi almeno agli ultimi 12 mesi di funzionamento dell'impianto.
- Modellazione della centrale fotovoltaica. La soluzione deve gestire e memorizzare nel database una modellazione dell'impianto in tutte le sue parti gestendo ed evidenziando tutte le relazioni funzionali e logiche tra di esse.
- Identificazione logica univoca di tutte le componenti del campo fotovoltaico che mappa anche esattamente l'identificazione fisica.

- Monitoraggio delle prestazioni. I dati relativi alle prestazioni sono rilevati in tempo reale in tutti i punti critici della rete elettrica (vettori di pannelli, inverter, contatori UTIF) ed evidenziati in varie forme grafiche, correlandoli anche con le informazioni relative alla temperatura ed all'irraggiamento.
- Archivio storico delle prestazioni. Il database deve memorizzare i dati di prestazione per almeno un anno. I dati nell'archivio storico possono essere evidenziati graficamente ed esportati in formati compatibili con Excel.
- Definizione ed autenticazione degli utenti. Gli utenti dell'applicazione debbono essere configurati nel sistema prima di poter accedere. Ad ogni utente è associato un profilo, cioè un insieme di diritti ad effettuare una ben precisa serie di operazioni. L'attivazione dei Clients dell'applicazione è filtrata da una procedura di autenticazione tramite login e password.

Inoltre l'impianto sarà dotato di un Power-Display, installato nei pressi dell'impianto, che consente al gestore di monitorarne l'efficienza ma soprattutto mette in evidenza l'esistenza dell'impianto rispetto al pubblico di passaggio pubblicizzandone il rendimento in termini di energia prodotta e di emissioni di anidride carbonica evitate e quindi il contributo che l'impianto offre anche per la salvaguardia dell'ambiente.



Nello specifico Power-Display visualizza i seguenti tre dati salienti (a richiesta è possibile aggiungere altri campi):

- Potenza istantanea (Watt)

- Energia totale prodotta (kWh)
- CO2 risparmiata (kg)

19. Verifica tecnico funzionale

La verifica tecnico-funzionale dell'impianto consiste nel verificare:

- Esame a vista delle apparecchiature e dei macchinari;
- Verifica congruenza degli schemi elettrici dell'impianto;
- Verifica congruenza delle caratteristiche dell'impianto di generazione fotovoltaica;
- Verifica della continuità elettrica e connessione dei moduli;
- Verifica della messa a terra di masse e scaricatori;
- Verifica dell'isolamento dei circuiti elettrici e delle masse;
- Verifica congruenza delle caratteristiche del dispositivo di interfaccia e dispositivo generale di protezione;
- Verifiche congruenza delle caratteristiche delle protezioni di interfaccia e delle tarature delle stesse con apposita strumentazione;
- Verifica con impianto in tensione del regolare funzionamento in chiusura ed in apertura del dispositivo di interfaccia e dell'apertura dello stesso per mancanza di tensione;
- Verifica funzionale di eventuali dispositivi di interblocco;
- Rilievo caratteristiche di eventuali dispositivi non richiesti dall'ente distributore ma installati dal committente, che possono essere di interesse per il servizio.(es. dispositivi di richiusura automatica linee, ecc.);
- Verifica del corretto funzionamento dell'impianto fotovoltaico nelle diverse condizioni di potenza generata e nelle varie modalità di funzionamento previste (accensione, spegnimento, mancanza rete, ecc.).
- Verifiche delle prestazioni sezione in corrente continua $P_{cc} > 0,85 \times P_{nom} \times I/ISTC$

- Verifiche delle prestazioni sezione conversione statica $P_{ca} > 0,9 \times P_{cc}$

Prestazioni sezione in corrente continua

$$P_{cc} > 0,85 \times P_{nom} \times I / I_{STC}$$

Dove:

- P_{cc} è la potenza in corrente continua misurata all'uscita del generatore fotovoltaico, con precisione migliore del $\pm 2\%$;
- P_{nom} è la potenza nominale del generatore fotovoltaico;
- I è l'irraggiamento [W/m^2] misurato sul piano dei moduli, con precisione migliore del $\pm 3\%$;
- I_{stc} , pari a $1000 W/m^2$, è l'irraggiamento in condizioni di prova standard; Tale condizione deve essere verificata per $I > 600 W/m^2$.

Prestazioni sezione conversione statica

$$P_{ca} > 0,9 \times P_{cc}$$

Dove:

- P_{ca} è la potenza attiva in corrente alternata misurata all'uscita del gruppo di conversione della corrente generata dai moduli fotovoltaici continua in corrente alternata, con precisione migliore del 2% .

La misura della potenza P_{cc} e della potenza P_{ca} deve essere effettuata in condizioni di irraggiamento (I) sul piano dei moduli superiore a $600 W/m^2$.

Qualora nel corso delle misure di cui sopra venga rilevata una temperatura di lavoro dei moduli, misurata sulla faccia posteriore dei medesimi, superiore a $40 ^\circ C$, è ammessa la correzione in temperatura della potenza stessa. In questo caso la condizione a) precedente diventa:

$$P_{cc} > (1 - P_{tpv} - 0,08) \times P_{nom} \times I / I_{stc}$$

Dove

- Ptpv indica le perdite termiche del generatore fotovoltaico (desunte dai fogli di dati dei moduli), mentre tutte le altre perdite del generatore stesso (ottiche, resistive, caduta sui diodi, difetti di accoppiamento) sono tipicamente assunte pari all'8%.

Le perdite termiche del generatore fotovoltaico Ptpv, nota la temperatura delle celle fotovoltaiche Tcel, possono essere determinate da:

$$P_{tpv} = (T_{cel} - 25) * \gamma / 100$$

oppure, nota la temperatura ambiente Tamb da:

$$P_{tpv} = [T_{amb} - 25 + (NOCT - 20) * I / 800] * \gamma / 100$$

Dove:

- γ Coefficiente di temperatura di potenza (parametro, fornito dal costruttore, per moduli in silicio
- cristallino è tipicamente pari a $0,4 \div 0,5 \text{ } \%/^{\circ}\text{C}$).
- NOCT Temperatura nominale di lavoro della cella (parametro, fornito dal costruttore, è tipicamente
- pari a $40 \div 50^{\circ}\text{C}$, ma può arrivare a 60°C per moduli in retrocamera).
- Tamb Temperatura ambiente; nel caso di impianti in cui una faccia del modulo sia esposta all'esterno e l'altra faccia sia esposta all'interno di un edificio (come accade nei lucernai a tetto), la temperatura da considerare sarà la media tra le due temperature.
- Tcel è la temperatura delle celle di un modulo fotovoltaico; può essere misurata mediante un sensore termoresistivo (PT100) attaccato sul retro del modulo.

Le verifiche e le prove di cui sopra, eseguite a cura e spese dell'Appaltatore, saranno seguite dalla Direzione dei Lavori in contraddittorio con l'Appaltatore stesso, restando quest'ultimo, anche nel caso di esito favorevole delle prove indicate, pienamente responsabile dei difetti o delle imperfezioni degli impianti installati fino al termine del periodo di garanzia.

20. Manutenzione e sicurezza

Si consiglia di sottoporre l'impianto fotovoltaico a delle verifiche annuali al fine di attestare le condizioni dei vari componenti ed eventualmente, nel caso di guasti, di effettuare la relativa manutenzione. Ciò deve essere eseguito da personale specializzato nel rispetto delle norme di sicurezza vigenti.

In più seguire le indicazioni delle norme di prevenzione CEI ove richiesto. Delle norme di sicurezza ora richiamate si prendano in esame le modifiche ed integrazioni ad esse successive.

La manutenzione visiva, consigliata annualmente, è eseguibile dal Responsabile dell'impianto fotovoltaico, mentre per controlli più specializzati si consiglia l'intervento di un tecnico specializzato. Si consiglia di istituire un libretto d'impianto al fine di confrontare la produzione annua, ed analizzare eventuali cali di resa dell'impianto. Per quanto riguarda l'accesso all'area del campo FV per effettuare la manutenzione si faccia riferimento a quanto indicato dal responsabile della sicurezza in relazione all'impianto in oggetto.

Di seguito si riportano le opere di manutenzione effettuabili per i principali componenti dell'impianto fotovoltaico.

20.1. Manutenzione moduli fotovoltaici

La manutenzione ordinaria sui singoli moduli fotovoltaici non necessita della messa fuori servizio di parte o dell'intero impianto fotovoltaico. Essa consiste in un' ispezione visiva e controllo delle cassette di terminazione. L'ispezione visiva serve per verificare eventuali danneggiamenti e per verificare lo stato di pulizia dei moduli, verificare se presente un eventuale deterioramento del materiale usato per l'isolamento interno dei moduli e se presenti microscariche per perdita di isolamento. Nel caso in cui si noti la presenza evidente di sporcizia (polvere, sabbia, escrementi di uccelli, foglie etc.) è conveniente provvedere mediante getti di acqua possibilmente senza detersivi alla rimozione di questi. Generalmente, quando i moduli sono sufficientemente inclinati, la semplice azione della pioggia è sufficiente a mantenerli puliti. L'azione della pioggia riesce ad eliminare le leggere impurità come polvere o polline, mentre i residui più consistenti vanno tolti con un'azione di pulizia sopra indicata. Si consiglia di verificare la crescita di piante nell'area al contorno. Resta inteso che la manutenzione ordinaria deve essere effettuata da personale specializzato.

20.2. Manutenzione quadri elettrici

La manutenzione ordinaria sui quadri elettrici non richiede la messa fuori servizio dell'impianto. Essa consiste nel:

- effettuare un ispezione visiva il cui scopo è quello di identificare la presenza di eventuali danneggiamenti dell'armadio e dei componenti posti al suo interno;
- verificare che i diodi di blocco non abbiano subito danneggiamenti e in caso di rottura provvedere alla loro sostituzione;
- verificare il serraggio di tutti i componenti elettrici con prova di sfilamento (in questa fase è opportuno mettere fuori servizio l'impianto) e il serraggio dei morsetti;
- verificare l'efficienza degli scaricatori di sovratensione;
- verificare l'efficienza degli organi di manovra (interruttori, sezionatori, morsetti sezionabili).

Questo tipo di manutenzione preventiva va di norma eseguita una o più volte all'anno, possibilmente in seguito a condizioni meteorologiche di scirocco oppure in seguito a lunghi periodi di siccità.

20.3. Manutenzione stringhe fotovoltaiche

La manutenzione ordinaria sulle stringhe viene realizzata dal quadro elettrico in continua, e così come per i moduli non richiede la messa fuori servizio di parte o tutto l'impianto. Il suo scopo è quello di controllare le grandezze elettriche mediante l'ausilio di un multimetro.

Bisogna misurare la tensione a vuoto delle stringhe e confrontarla con i dati di progetto verificando che il valore rilevato sia pari alla somma delle tensioni a vuoto di ogni singolo modulo fotovoltaico presente nella stringa.

Se tutte le stringhe sono nelle stesse condizioni di esposizione, sono accettabili scostamenti nell'ordine del 10%.

Inoltre si dovrà controllare la corrente di corto circuito al fine di verificare che non ci siano interruzioni lungo una stringa, e che le correnti di corto circuito delle varie stringhe siano sensibilmente simili.

20.4. Manutenzione inverter

E' preferibile eseguire la manutenzione ordinaria con impianto fuori servizio. L'ispezione visiva consente di accertare l'assenza di:

- eventuali danneggiamenti all'armadio di contenimento;
- infiltrazioni d'acqua;
- formazioni di condensa.

E' importante inoltre controllare i vari parametri elettrici (tensione, corrente, potenza) e la produzione energetica soprattutto nei primi periodi successivi alla messa in servizio dell'impianto in modo da poterne verificare il suo corretto funzionamento. In occasione di ogni manutenzione periodica si consiglia di simulare il distacco dell'alimentazione di rete: l'inverter deve spegnersi istantaneamente, per riaccendersi dopo il ritorno del segnale di rete.

Normativa generale:

Decreto Legislativo n. 504 del 26-10-1995, aggiornato 1-06-2007

Testo Unico delle disposizioni legislative concernenti le imposte sulla produzione e sui consumi e relative sanzioni penali e amministrative.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Sicurezza:

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

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

Nuovo 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.

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

Norme Tecniche

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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).

EN 50470-1 ed EN 50470-3 in corso di recepimento nazionale presso CEI.

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 64-8, parte 7, sezione 712: sistemi fotovoltaici solari (PV) di alimentazione.

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

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

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.

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.

Delibera ARG-elt n. 107-08: modificazioni e integrazioni alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 6 novembre 2007, n. 280/07, in materia di ritiro dedicato dell'energia elettrica.

Servizio di misura:

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

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.

Allegato A TIV Delibera ARG-elt n. 156-07: 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.

Delibera ARG-elt n. 171-08: definizione per l'anno 2009 del corrispettivo di gradualità per fasce applicato all'energia elettrica prelevata dai punti di prelievo in bassa tensione diversi dall'illuminazione pubblica, non trattati monorari e serviti in maggior tutela o nel mercato libero.

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.

Delibera ARG-elt n. 349-07: prezzi di commercializzazione nella vendita di energia elettrica (PCV) nell'ambito del servizio di maggior tutela e conseguente la emunerazione agli esercenti la maggior tutela. Modificazioni della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 27 giugno 2007 n. 156/07 (TIV).

Delibera ARG-elt n. 353-07: aggiornamento delle componenti tariffarie destinate alla copertura degli oneri generali del sistema elettrico, di ulteriori componenti e disposizioni alla Cassa conguaglio per il settore elettrico.

Delibera ARG-elt n. 203-09: aggiornamento per l'anno 2010 delle tariffe per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica e delle condizioni economiche

per l'erogazione del servizio di connessione. Modificazioni dell'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità n. 348/07.

Delibera ARG-elt n. 205-09: aggiornamento per il primo trimestre gennaio – marzo 2010 delle condizioni economiche del servizio di vendita di Maggior Tutela e modifiche al TIV.

Delibera ARG-com n. 211-09: aggiornamento per il trimestre gennaio – marzo 2010 delle componenti tariffarie destinate alla copertura degli oneri generali e di ulteriori componenti del settore elettrico e del settore gas e modificazioni dell'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 29 dicembre 2007, n. 348/07.

TICA:

Delibera ARG-elt n.90-07: attuazione del decreto del Ministro dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare 19 febbraio 2007, ai fini dell'incentivazione della produzione di energia elettrica mediante impianti fotovoltaici.

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

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

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 (deliberazione n. 188/05).

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.

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

Delibera ARG-elt n. 184-08: disposizioni transitorie in materia di scambio sul posto di energia elettrica.

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.

Delibera ARG-elt n. 186-09: modifiche delle modalità e delle condizioni tecnico-economiche per lo scambio sul posto derivanti dall'applicazione della legge n. 99/09.

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.

Prezzi minimi:

Prezzi minimi garantiti per l'anno 2010: aggiornamento dei prezzi minimi garantiti per l'anno 2010.

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.

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. 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.

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.

Agenzia del Territorio

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

GSE

Guida al nuovo Conto Energia, ed. 4 - marzo 2010.

Guida agli interventi validi ai fini del riconoscimento dell'integrazione architettonica del fotovoltaico.

Guida alla richiesta degli incentivi e all'utilizzo dell'applicazione web per il fotovoltaico rev. 4 del 01/11/2009.

Accesso al portale internet GSE vers. 1.6 del 25/09/ 2009.

Regole tecniche sulla disciplina dello scambio sul posto, ed. II.

Disposizioni Tecniche di Funzionamento vers. 1.2 del 6 novembre 2009: modalità e condizioni tecnico-operative per l'applicazione della convenzione di scambio sul posto.

Estratto della risoluzione della Agenzia delle Entrate: “trattamento fiscale del contributo in conto scambio di cui alla delibera AEEG n.74/2008“.

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.

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

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 m^2), 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/m^2) per la superficie complessiva del modulo, inclusa la sua cornice.

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.

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).

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.

Radiazione solare

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

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/m^2 , temperatura ambiente: $20 \text{ }^\circ\text{C}$, 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 (D-M. 19-02-07)

a) impianto o sistema solare fotovoltaico (o impianto fotovoltaico) è 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 fotovoltaici, nel seguito denominati anche moduli, uno o più gruppi di conversione della corrente continua in corrente alternata e altri componenti elettrici minori;

b1) impianto fotovoltaico non integrato è l'impianto con moduli ubicati al suolo, ovvero con moduli collocati, con modalità diverse dalle tipologie di cui agli allegati 2 e 3, sugli elementi di arredo urbano e viario, sulle superfici esterne degli involucri di edifici, di fabbricati e strutture edilizie di qualsiasi funzione e destinazione;

b2) impianto fotovoltaico parzialmente integrato è l'impianto i cui moduli sono posizionati, secondo le tipologie elencate in allegato 2, su elementi di arredo urbano e viario, superfici esterne degli involucri di edifici, fabbricati, strutture edilizie di qualsiasi funzione e destinazione;

b3) impianto fotovoltaico con integrazione architettonica è l'impianto fotovoltaico i cui moduli sono integrati, secondo le tipologie elencate in allegato 3, in elementi di arredo urbano e viario, superfici esterne degli involucri di edifici, fabbricati, strutture edilizie di qualsiasi funzione e destinazione;

c) potenza nominale (o massima, o di picco, o di targa) dell'impianto fotovoltaico è la potenza elettrica dell'impianto, determinata dalla somma delle singole potenze nominali (o massime, o di picco, o di targa) di ciascun modulo fotovoltaico facente parte del medesimo impianto, misurate alle condizioni nominali, come definite alla lettera d);

d) condizioni nominali sono le condizioni di prova dei moduli fotovoltaici nelle quali sono rilevate le prestazioni dei moduli stessi, secondo un protocollo definito dalle norme CEI EN 60904-1 di cui all'allegato 1;

e) energia elettrica prodotta da un impianto fotovoltaico è l'energia elettrica misurata all'uscita del gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata, ivi incluso l'eventuale trasformatore, prima che essa sia resa disponibile alle utenze elettriche del soggetto responsabile e/o immessa nella rete elettrica;

f) punto di connessione è il punto della rete elettrica, di competenza del gestore di rete, nel quale l'impianto fotovoltaico viene collegato alla rete elettrica;

g) data di entrata in esercizio di un impianto fotovoltaico è la prima data utile a decorrere dalla quale sono verificate tutte le seguenti condizioni:

g1) l'impianto è collegato in parallelo con il sistema elettrico;

g2) risultano installati tutti i contatori necessari per la contabilizzazione dell'energia prodotta e scambiata o ceduta con la rete;

- g3) risultano attivi i relativi contratti di scambio o cessione dell'energia elettrica;
- g4) risultano assolti tutti gli eventuali obblighi relativi alla regolazione dell'accesso alle reti;
- h) soggetto responsabile è il soggetto responsabile dell'esercizio dell'impianto e che ha diritto, nel rispetto delle disposizioni del presente decreto, a richiedere e ottenere le tariffe incentivanti;
- i) soggetto attuatore è il Gestore dei servizi elettrici - GSE Spa, già Gestore della rete di trasmissione nazionale Spa, di cui al decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 11 maggio 2004;
- j) potenziamento è l'intervento tecnologico eseguito su un impianto entrato in esercizio da almeno due anni, consistente in un incremento della potenza nominale dell'impianto, mediante aggiunta di moduli fotovoltaici 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 k);
- k) produzione aggiuntiva di un impianto è l'aumento, ottenuto a seguito di un potenziamento ed espresso in kWh, dell'energia elettrica prodotta annualmente, di cui alla lettera e), rispetto alla produzione annua media prima dell'intervento, come definita alla lettera l); per i soli interventi di potenziamento su impianti non muniti del gruppo di misura dell'energia prodotta, la produzione aggiuntiva è pari all'energia elettrica prodotta dall'impianto a seguito dell'intervento di potenziamento, moltiplicata per il rapporto tra l'incremento di potenza nominale dell'impianto, ottenuto a seguito dell'intervento di potenziamento, e la potenza nominale complessiva dell'impianto a seguito dell'intervento di potenziamento;
- l) produzione annua media di un impianto è la media aritmetica, espressa in kWh, dei valori dell'energia elettrica effettivamente prodotta, di cui alla lettera e), negli ultimi due anni solari, al netto di eventuali periodi di fermata dell'impianto eccedenti le ordinarie esigenze manutentive;
- m) rifacimento totale è l'intervento impiantistico-tecnologico eseguito su un impianto entrato in esercizio da almeno venti anni che comporta la sostituzione con componenti nuovi almeno di tutti i moduli fotovoltaici e del gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata;
- n) piccola rete isolata è una rete elettrica così come definita dall'articolo 2, comma 17, del D. Lgs. 16 marzo 1999, n. 79, e successive modificazioni e integrazioni;

r) servizio di scambio sul posto è il servizio di cui all'articolo 6 del D. Lgs. 29 dicembre 2003, n. 387, come disciplinato dalla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 10 febbraio 2006, n. 28/06 ed eventuali successivi aggiornamenti.

2. Valgono inoltre le definizioni riportate all'articolo 2 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, escluso il comma 15, nonché le definizioni riportate all'articolo 2 del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387.

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

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 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.