

SETTEMBRE 2019

Progetto Impianto Fotovoltaico
SCUOLA PRIMARIA COMUNE DI FLERO

Via Aldo Moro 111 – Flero (BS)

Progetto di riqualificazione energetica Scuola Primaria A. Moro (FTV) e Campo Sportivo A. Pirlo (LED)

PROGETTO ESECUTIVO

RELAZIONE TECNICA DI PROGETTO –

Realizzazione nuovo impianto

fotovoltaico da 19,53 kWp

dott. ing. Tebaldini Matteo

C.R.ESCO soc. coop. soc.



REGIONE LOMBARDIA
Provincia di Brescia
Comune di Flero

COMMITTENTE:
COMUNE DI FLERO
Piazza Quattro Novembre n. 4
25020 Flero (BS)

CIG ZF72956BEA



Rev.	Data	Redatto da	Controllato da	Approvato da
01	Set. 2019	Tebaldini M.	Gerardini M.	Montanari S.
COMMESSA: 317_EN COMUNE DI FLERO FARI CAMPO DA CALCIO E FTV SCUOLA				

Elaborazione: C.R.ESCO soc. coop. soc.



INDICE

1.	OGGETTO E SCOPO	5
2.	DATI GENERALI	6
3.	DATI RIGUARDANTI IL SITO DI INSTALLAZIONE	7
4.	DATI FORNITURA ELETTRICA E IMPIANTO DI DISTRIBUZIONE	8
5.	RISPONDENZA A NORME, LEGGI, REGOLAMENTI	9
6.	DIMENSIONAMENTO DEL SISTEMA	15
6.1.	PREMESSA	15
6.2.	DATI CLIMATICI	15
6.3.	DATI DI PROGETTO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO	17
6.3.1.	MODULI FOTOVOLTAICI	17
6.3.2.	INVERTER	18
6.3.3.	DISPOSITIVI DI SICUREZZA INTERNI INVERTER	19
6.3.4.	DISPLAY PER IL MONITORAGGIO INTEGRATO	19
6.4.	DIMENSIONAMENTO SISTEMA FOTOVOLTAICO	20
7.	CALCOLI E VERIFICHE DI PROGETTO	22
7.1.	PROTEZIONI DA SOVRACORRENTI	22
7.2.	PROTEZIONI CONTRO LE CORRENTI DI CORTOCIRCUITO	22
7.3.	SEZIONE DEI CONDUTTORI DI PROTEZIONE	23
7.4.	MISURE DI PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI DIRETTI	24
7.5.	MISURE DI PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI INDIRETTI	24
8.	MISURE DI PROTEZIONE VERSO LA RETE ELETTRICA	28
8.1.	PREMESSA	28
8.2.	DISPOSITIVO DEL GENERATORE DDG	28
8.3.	SISTEMA DI PROTEZIONE DI INTERFACCIA SPI E DISPOSITIVO DI INTERFACCIA DDI	28

8.4.	DISPOSITIVO GENERALE DG	29
9.	PROTEZIONE CONTRO LE SCARICHE ATMOSFERICHE	30
9.1.	FULMINAZIONE DIRETTA	30
9.2.	FULMINAZIONE INDIRECTA	30
10.	STRUTTURE DI SUPPORTO	31
10.1.	INVERTER E COMPONENTI ELETTRICI	31
10.2.	MODULI FOTOVOLTAICI	31
11.	COMPONENTI E CONDUTTURE	32
12.	SEGNALETICA DI SICUREZZA	34
13.	MANUTENZIONE	35
14.	GARANZIE	36
15.	FUNZIONALITA' DEL SISTEMA	37
16.	MISURE ENERGIA PRODOTTA E SCAMBIATA	39

TAVOLE TECNICHE

- **TAVFTV_01** STATO DI FATTO: PLANIMETRIA COPERTURA EDIFICIO - SEZIONE FALDE – SCALA 1:100-1:1000
- **TAVFTV_02** STATO DI PROGETTO: PLANIMETRIA COPERTURA EDIFICIO - PIANTA FTV - CARATTERISTICHE COMPONENTI – SCALA 1:50-1:200
- **TAVFTV_03** STATO DI PROGETTO: PLANIMETRIA - PIANTA DETTAGLIO STRINGHE - PART. FISSAGGIO MODULI – SCALA 1:20-1:200
- **TAVFTV_04** STATO DI PROGETTO: SCHEMA ELETTRICO UNIFILARE

ALLEGATI

- A. MODALITA' DI LETTURA DEL CONTATORE.

1. OGGETTO E SCOPO

La presente relazione ha per oggetto l'installazione di un impianto fotovoltaico di potenza pari a **19,53 kWp** collegato in parallelo alla rete di distribuzione presso la copertura della SCUOLA PRIMARIA del COMUNE DI FLERO in Via Aldo Moro 111 a Flero (BS).

Scopo della relazione tecnico/illustrativa è quello di chiarire in modo univoco la rispondenza tra progetto e obiettivi dell'intervento.

A seguire verranno illustrati i criteri progettuali adottati, le caratteristiche tecniche dei materiali previsti in rapporto a tre fattori fondamentali: sicurezza, economia e funzionamento ottimale dell'impianto.

L'impianto fotovoltaico, oggetto del presente progetto, si propone di realizzare un significativo risparmio di energia prodotta con sistemi tradizionali. L'obiettivo sarà raggiunto ricorrendo alla fonte energetica solare fotovoltaica che per i centri abitati risulta essere sicuramente la meno inquinante, essendo l'energia elettrica prodotta con tale sistema esente da emissioni gassose e sonore.

Inoltre, la collocazione dei moduli fotovoltaici sulle falde di copertura, sulle facciate, etc. presenta diversi vantaggi:

- L'energia prodotta nelle vicinanze dell'utilizzatore ha un valore maggiore, poiché vengono evitate le inevitabili perdite lungo il percorso degli elettrodotti;
- La produzione fotovoltaica si concentra ed è maggiore nelle ore con maggior richiesta, riducendo in tal modo la domanda dalla rete;
- Si deve tener presente che ogni kWh prodotto da fonte fotovoltaica consente di evitare l'immissione nell'atmosfera di circa 0,58 kg di CO₂, considerato gas serra.

2. DATI GENERALI

Committente e Proprietario dell'Immobile è il **COMUNE DI FLERO, Piazza IV novembre, 4 - 25020 Flero (BS)**, C.F. **00869010173** e P. IVA **00869010173**;

3. DATI RIGUARDANTI IL SITO DI INSTALLAZIONE

L'impianto fotovoltaico, come anticipato, verrà realizzato presso la sede della SCUOLA PRIMARIA del COMUNE DI FLERO in Via Aldo Moro 111 a Flero (BS).

La scuola di cui in oggetto, nel suo complesso, è composta da (si veda anche schema seguente):

- Blocco PRINCIPALE (connesso al secondario con tunnel sospeso);
- Blocco SECONDARIO;
- PALESTRA e mensa (collegate direttamente al blocco secondario)

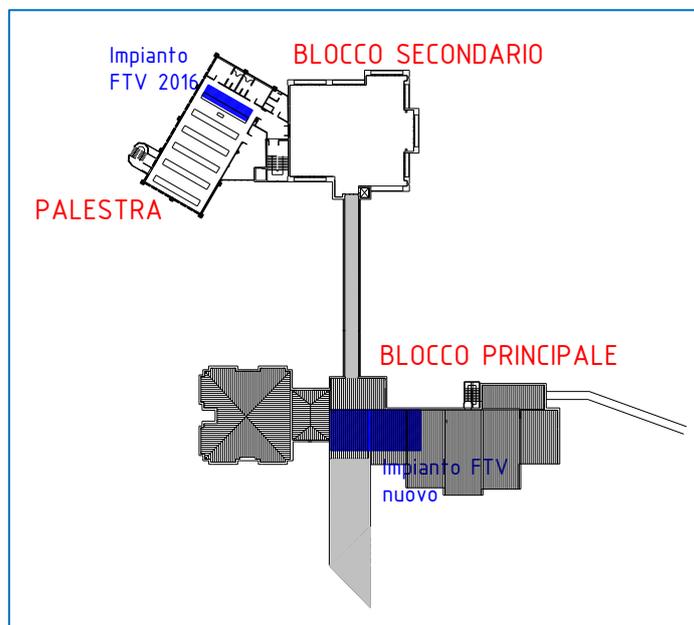


Figura 1 – Schema distribuzione edifici Scuola Primaria Flero

Nell'anno 2016 sull'edificio Palestra è stato posato una **quota parte di un ulteriore impianto FTV** connesso a contatore (POD IT001E18318850) differente rispetto a quello in oggetto (POD IT001E00084365).

L'edificio Principale, oggetto del presente progetto, si sviluppa su un numero di piani fuori terra pari a **2**. L'impianto verrà posto sulle falde con esposizione SUD-OVEST (si faccia riferimento alla TAV FTV 02).

Per i luoghi frequentati da estranei o ai quali questi ultimi possono avere libero accesso, si farà riferimento a quanto contenuto nella norma CEI 64-8/752 – Impianti elettrici in luoghi di pubblico spettacolo e di trattenimento. Nell'eventualità, questi ultimi saranno interessati unicamente da passaggi cavi.

4. DATI FORNITURA ELETTRICA E IMPIANTO DI DISTRIBUZIONE

La fornitura di energia elettrica avviene in **BASSA TENSIONE**, con le caratteristiche di seguito indicate:

Tensione di fornitura:	400 V
Potenza impegnata:	variabile
Potenza disponibile:	44,00 kW
Codice POD:	IT001E00084365
Indirizzo punto di connessione:	Via Aldo Moro 111 FLERO (BS)
Sistema di distribuzione:	TT per l'impianto elettrico e per il sistema fotovoltaico
Tensioni di distribuzione:	230/400 V

5. RISPONDE A NORME, LEGGI, REGOLAMENTI

Gli impianti devono essere realizzati a regola d'arte, come prescritto dalla Legge n°186 del 1° marzo 1968 e ribadito dalla Legge n°46 del 5 marzo 1990. Rimane valido, sotto il profilo generale, quanto prescritto dal DPR 547/55 "Norme per la prevenzione degli infortuni sul lavoro".

Per la progettazione e l'esecuzione delle opere vanno rispettate le seguenti leggi, decreti e norme dello Stato:

- DPR547/55 e il D. Lgs. 626/94 e successive modificazioni, per la sicurezza e la prevenzione degli infortuni sul lavoro;
- Legge 46/90 e D.P.R. 447/91 (regolamento di attuazione della legge 46/90) e successive modificazioni, per la sicurezza elettrica;
- Legge 186/68 Disposizione concernente la produzione di materiali, apparecchiature, macchinari, installazioni e impianti elettrici ed elettronici;
- D.Lgs 624/94 Attuazione delle direttive CEE riguardanti il miglioramento della sicurezza e della salute dei lavoratori sul luogo di lavoro;
- D.Lgs 493/96 Attuazione della direttiva 92/58/CEE concernente le prescrizioni minime per la segnaletica di sicurezza e/o di salute sul luogo di lavoro;
- D.Lgs 494/96 Attuazione della direttiva 92/57/CEE concernente le prescrizioni minime di sicurezza e di salute da attuare nei cantieri temporanei o mobili;
- DM 16 gennaio 1996 Norme tecniche relative ai criteri generali per la verifica di sicurezza delle costruzioni e dei carichi e sovraccarichi;
- Circolare 4 luglio 1996 Istruzioni per l'applicazione delle "Norme tecniche relative ai criteri generali per la verifica di sicurezza delle costruzioni e dei carichi e sovraccarichi";
- Deliberazione n°224/2000 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas del 6/12/2000: "Disciplina delle condizioni tecnico-economiche del servizio di scambio sul posto dell'energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici con potenza nominale non superiore a 20 kW";
- D.Lgs 12 Novembre 1996, n°. 615. Attuazione della direttiva 89/336/CEE del Consiglio del 3 maggio 1989, in materia di ravvicinamento delle legislazioni degli stati membri relative alla compatibilità elettromagnetica, modificata e integrata dalla direttiva 92/31/CEE del Consiglio del 28 aprile 1992, dalla direttiva 93/68/CEE del Consiglio del 22 luglio 1993 e dalla direttiva 93/97/CEE del Consiglio del 29 ottobre 1993.

- Legge 18 ottobre 1977, n. 791. Attuazione della direttiva del Consiglio delle Comunità europee (73/23/CEE) relativa alle garanzie di sicurezza che deve possedere il materiale elettrico destinato ad essere utilizzato entro taluni limiti di tensione – bassa tensione.
- SD.L. 16 marzo 1999, n. 79 Attuazione della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica.
- Legge 13 maggio 1999, n. 133 Disposizioni in materia di perequazione, razionalizzazione e federalismo fiscale (in particolare art. 10 comma 7: l'esercizio di impianti da fonti rinnovabili di potenza non superiore a 20 kWp, anche collegati alla Rete, non è soggetto agli obblighi della denuncia di officina elettrica per il rilascio della licenza di esercizio e che l'energia consumata, sia autoprodotta che ricevuta in conto scambio, non è sottoposta all'imposta erariale e alle relative addizionali).
- SD.M. 11 novembre 1999 Direttive per l'attuazione delle norme in materia di energia elettrica da fonti rinnovabili di cui ai commi 1, 2 e 3 dell'articolo 11 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79.
- D.L. 29 dicembre 2003, n. 387 Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità.
- Legge 23 agosto 2004, n. 239 Riordino del settore energetico, nonché delega al governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia.
- D.M. 19 febbraio 2007 Criteri e modalità per incentivare la produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare.
- D.Lgs. 9 aprile 2008 n° 81 "Testo unico sulla salute e sicurezza sul lavoro" come modificato dalla Legge 7 luglio 2009 n° 88 e dal D.Lgs 3 agosto 2009 n° 106.
- D.M. 22-1-2008 n. 37 Regolamento concernente l'attuazione dell'articolo 11-quaterdecies, comma 13, lettera 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.
- Dipartimento dei Vigili del Fuoco del Ministero dell'interno, Guida per l'installazione degli impianti fotovoltaici ed. 2012 e successivi chiarimenti/integrazioni.

Deliberazioni AEEG:

- Delibera n. 224/00 Disciplina delle condizioni tecnico-economiche del servizio di scambio sul posto dell'energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici con potenza nominale non superiore a 20 kW.
- Delibera n. 34/05 Modalità e condizioni economiche per il ritiro dell'energia elettrica di cui all'articolo 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n.387, e al comma 41 della legge 23 agosto 2004, n. 239.

- Delibera n. 49/05 Modificazione ed integrazione alla deliberazione dell’Autorità per ‘Energia Elettrica e il Gas 23 febbraio 2005, n. 34/05.
- Delibera n. 165/05 Modificazione e integrazione alla deliberazione dell’Autorità per ‘Energia Elettrica e il Gas 23 febbraio 2005, n. 34/05 e approvazione di un nuovo schema di convenzione allegato alla medesima deliberazione.
- Delibera n. 28/06 Condizioni tecnico-economiche del servizio di scambio sul posto dell’energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza nominale non superiore a 20 kW, ai sensi dell’articolo 6 del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387.
- Delibera n. 40/06 Modificazione e integrazione alla deliberazione dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas 14 settembre 2005, n. 188/05, in materia di modalità per l’erogazione delle tariffe incentivanti degli impianti fotovoltaici.
- Delibera n. 88/07 Disposizioni in materia di misura dell’energia elettrica prodotta da impianti di generazione.
- Delibera n. 89/07 Condizioni tecnico economiche per la connessione di impianti di produzione di energia elettrica alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi a tensione nominale minore o uguale ad 1 kV.
- Delibera 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 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.
- Delibera AEEG 84/2012 Interventi urgenti relativi agli impianti di produzione di energia elettrica, con particolare riferimento alla generazione distribuita, per garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale.

Costituiscono oggetto di riferimento per la progettazione e l’esecuzione delle opere a regola d’arte le seguenti norme tecniche:

- Norme CEI/IEC e/o JRC/ESTI per i moduli fotovoltaici;
- Conformità al marchio CE per i moduli fotovoltaici e il gruppo di conversione;
- UNI/ISO per le strutture meccaniche di supporto e di ancoraggio dei moduli fotovoltaico;
- UNI 10349 per il dimensionamento del generatore fotovoltaico;
- CEI 0-2 Guida per la definizione della documentazione di progetto degli impianti elettrici;

- CEI 0-3 Guida per la compilazione della documentazione per legge 46/90;
- CEI 11-20: Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi a continuità collegati a reti di I e II categoria;
- CEI 11-20, V1: Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi a continuità collegati a reti di I e II categoria – Variante.
- CEI EN 20-19 Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V;
- CEI 20-20 Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750 V;
- CEI 22-2 Convertitori elettronici di potenza per applicazioni industriali e di trazione.
- CEI EN 60146 Convertitori a semiconduttori – Prescrizioni generali e convertitori commutati dalla linea.
- CEI 23-51 Prescrizioni per la realizzazione, le verifiche e le prove dei quadri di distribuzione per installazioni fisse per uso domestico e similare.
- CEI 64-8 Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 Volt in corrente alternata e a 1500 Volt in corrente continua;
- CEI 64-12 Guida per l'esecuzione dell'impianto di terra negli edifici per uso residenziale e terziario.
- CEI 64-14 Guida alla verifica degli impianti elettrici utilizzatori.
- CEI 81-1 Protezione delle strutture contro i fulmini;
- CEI 81-3 Valori medi dei fulmini a terra per anno e per chilometro quadrato;
- CEI 81-4 Valutazione del rischio dovuto al fulmine;
- CEI 81-8 Guida d'applicazione all'utilizzo di limitatori di sovratensioni sugli impianti elettrici utilizzatori di bassa tensione.
- CEI 110-8 per la compatibilità elettromagnetica (EMC) e la limitazione delle emissioni in RF;
- CEI EN 61173 (82-4) Protezione contro le sovratensioni dei sistemi fotovoltaici (FV) per la produzione di energia – Guida
- CEI EN 61215 (82-8) Moduli fotovoltaici in silicio cristallino per applicazioni terrestri – Qualifica del progetto e omologazione del tipo.
- CEI EN 61277 (82-17) Sistemi fotovoltaici (FV) di uso terrestre per la generazione di energia elettrica – Generalità e guida.
- CEI EN 61727 (82-9) Sistemi fotovoltaici (FV) - Caratteristiche dell'interfaccia di raccordo alla Rete.
- CEI EN 61829 (82-16) Schiere di moduli fotovoltaici (FV) in silicio cristallino – Misura sul campo delle caratteristiche I-V.
- CEI EN 50380 (82-22) Foglio informativo e dati di targa per moduli fotovoltaici. Caratteristica della tensione fornita dalle reti pubbliche di distribuzione dell'energia elettrica (2003-03).

- CEI 0-16 Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT e MT delle imprese distributrici di energia elettrica. Guida
- CEI 0-21 Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti BT delle imprese distributrici di energia elettrica.
- CEI 82-25 “Realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di MT e BT”.
- CEI EN 60099-1-2 Scaricatori.
- CEI 20-19/1 Cavi con isolamento reticolato con tensione nominale non superiore a 450/750 V – Parte 1: Prescrizioni generali
- CEI 20-13 Cavi con isolamento estruso in gomma.
- CEI 20-40 Guida per l’uso di cavi a bassa tensione.
- CEI 20-67 Guida per l’uso dei cavi 0,6/1 kV.
- CEI EN 50086-1 Sistemi di tubi ed accessori per installazioni elettriche.
- CEI EN 60898-1 (23-3/1) Interruttori automatici per la protezione dalle sovracorrenti per impianti domestici e similari – Parte 1: Interruttori automatici per funzionamento in corrente alternata.
- CEI EN 60947-4-1 (17-50) Apparecchiature di bassa tensione – Parte 4-1: Contattori ed avviatori – Contattori e avviatori elettromeccanici.
- UNI 8477 Energia solare – Calcolo degli apporti per applicazioni in edilizia – Valutazione dell’energia radiante ricevuta.
- UNI EN ISO 9488 Energia solare – Vocabolario.
- UNI 10349 Riscaldamento e raffrescamento degli edifici – Dati climatici.
- CEI EN 60439-1-2-3: Apparecchiature assiemate di protezione e manovra per bassa tensione;
- CEI EN 60445 Individuazione dei morsetti e degli apparecchi e delle estremità dei conduttori designati e regole generali per un sistema alfanumerico;
- CEI EN 60529-1-2 Gradi di protezione degli involucri (codice IP)
- CEI EN 60555-1: Disturbi nelle reti di alimentazione prodotti da apparecchi elettrodomestici e da equipaggiamenti elettrici simili-Parte 1: Definizioni;
- CEI EN 60904-1 Dispositivi fotovoltaici – Parte 1: Misure delle caratteristiche fotovoltaiche tensione-corrente;
- CEI EN 60904-2 Dispositivi fotovoltaici – Parte 2: Prescrizioni per le celle fotovoltaiche di riferimento
- CEI EN 60904-3 Dispositivi fotovoltaici – Parte 3: Principi di misura per sistemi solari fotovoltaici per uso terrestre e irraggiamento spettrale di riferimento;

- CEI EN 61000-3-2 Compatibilità elettromagnetica (EMC) - Parte 3: Limiti Sezione 2: Limiti per le emissioni di corrente armonica (apparecchiature con corrente di ingresso = 16 A per fase);
- CEI EN 61215 Moduli fotovoltaici in silicio cristallino per applicazioni terrestri. Qualifica del progetto e omologazione del tipo;
- CEI EN 61724: Rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici. Linee guida per la misura, lo scambio e l'analisi dei dati;
- CEI EN 61727: Sistemi fotovoltaici (FV) – Caratteristiche dell'interfaccia di raccordo con la rete;
- IEC 60364-7-712 Electrical installations of buildings - Part 7-712: Requirements for special installations or locations Solar photovoltaic (PV) power supply systems.

I riferimenti di cui sopra possono non essere esaustivi. Ulteriori disposizioni di legge e norme in materia, purché vigenti alla data della pubblicazione del presente progetto, anche se non espressamente richiamate, si considerano applicabili. Inoltre Le opere ed installazioni dovranno essere eseguite a regola d'arte in conformità alle norme applicabili CEI, IEC, UNI, ISO vigenti, anche se non espressamente richiamate.

6. DIMENSIONAMENTO DEL SISTEMA

6.1. Premessa

Le scelte impiantistiche sono state dettate dai seguenti criteri progettuali:

- Scelta ottimale della disposizione dei moduli in base alla geometria della superficie da utilizzare, tale da massimizzare l'area captante e da minimizzare altresì gli scarti areali prodotti da eventuali ombreggiamenti;
- Disposizione dei moduli tale da facilitare la manutenzione, aumentare il più possibile il rendimento dell'impianto e della sua producibilità;
- Utilizzo dei criteri baricentrici per la distribuzione delle linee e il posizionamento dei convertitori statici e dei relativi quadri elettrici;
- Particolare attenzione al grado di protezione degli elementi installati e della loro collocazione;
- Utilizzo di moduli fotovoltaici ed inverter ad alta efficienza ed affidabilità;
- Utilizzo di cavi elettrici idonei all'impiego, con vita paragonabile a quella dell'impianto;
- Utilizzo di strutture metalliche in grado di resistere alla corrosione per tempi paragonabili a quelli dell'impianto.

Nei capitoli seguenti, così come nelle tavole allegate, si fa riferimento a prodotti specifici presenti sul mercato, esplicitandone marca e modello. Si specifica che tali informazioni vanno recepite come indicazioni sulla tipologia di riferimento e sulle caratteristiche tecniche del prodotto ma non rappresentano vincolo per l'effettiva installazione dello specifico componente citato.

6.2. Dati climatici

Il sistema fotovoltaico sarà installato su di una parte della copertura dell'edificio, sfruttando alcune porzioni con superfici a falde inclinate verso sud-ovest. Verranno utilizzati appositi dispositivi di fissaggio dei moduli alla copertura così da mantenere la superficie dei moduli aderente alla copertura, conservandone l'inclinazione, e da non interferire in alcun modo con l'impermeabilizzazione del tetto.

In funzione dell'orientamento, della presenza di ostacoli fisici e naturali (piante), si sono disposti i moduli su 3 falde in modo tale da ottimizzare il binomio spazio-produzione.

In base all'inclinazione e all'orientamento dei moduli è possibile stimare, con l'ausilio di apposite metodologie di calcolo, la produzione annua attesa del sistema fotovoltaico. Tale valore si riferisce ai primi anni di funzionamento, periodo durante il quale la resa dei moduli fotovoltaici è garantita al 100%.

Per operare tale tipo di calcolo è indispensabile basarsi sui dati meteo-climatici reperibili in letteratura; in particolar modo si fa riferimento ai dati climatici raccolti nella succitata norma UNI 10349, a stime di irraggiamento solare su base di dati rilevati dai satelliti e su misure dirette della radiazione solare a livello della superficie terrestre.

Con l'ausilio dell'applicativo di calcolo JRC-PVGIS (<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>) è possibile eseguire una stima accurata dell'irraggiamento e della produzione elettrica specifici in riferimento al sito in esame.

Per un calcolo esatto dell'irraggiamento bisogna tener conto anche del fenomeno di ombreggiamento che varia durante l'anno in funzione del percorso solare. Attraverso appositi software di calcolo è possibile ricavare la curva del sole per il sito di installazione con il corrispondente diagramma delle ombre.

La tabella seguente sintetizza i dati rielaborati sulla base sia dell'applicativo di calcolo JRC-PVGIS che del Software specifico per il calcolo dell'ombreggiamento. Per questo secondo oggetto limitante si è deciso di suddividere l'impianto in 3 stringhe di cui la 3 (che grava in modo indipendente su 1 dei 2 MPPT del sistema di conversione statico) sia relativa ai soli pannelli più soggetti all'ombreggiamento.

La tabella seguente specifica: la produzione calcolata sulla base del JRC-PVGIS, la produzione specifica dei singoli 18 pannelli della stringa 3 influenzati dall'ombreggiamento e la produzione totale prevista.

PRODUZIONE IMP FTV 0317_FLERO SCUOLA PRIMARIA	
DATI IMPIANTO FTV	
potenza spec. Moduli	315 [W]
Moduli tot	62 [-]
Potenza tot	19530 [W]
MEDIA MENSILE DEL RENDIMENTO ENERGETICO DEL SISTEMA [kWh]	
MESE	REND ENERGETICO [kWh]
gen	711
feb	1080
mar	1850
apr	2170
mag	2550
giu	2610
lug	2870
ago	2540
set	1960
ott	1310
nov	767
dic	646
TOT [kWh]	21064.00
MEDIA [kWh]	1755.33

PVGIS-5 stima del rendimento energetico FV:

Valori inseriti:	Output del calcolo	
Lat/Long:	Angolo inclinazione:	15 °
Calcolato	Angolo orientamento:	14 °
Database solare:	Produzione annuale FV:	21100 kWh
Tecnologia FV:	Irraggiamento annuale:	1560 kWh/m²
FV installato:	Variazione interannuale:	958.00 %
Perdite di sistema: 20 %	Variazione di produzione a causa di:	
	Angolo d'incidenza:	-3.1 %
	Effetti spettrali:	1 %
	Temperatura e irradianza bassa:	-11.5 %
	Perdite totali:	-30.7 %

Gráfico dell'orizzonte:

Legend:
 Altezza orizzonte
 Altezza sole, giorno
 Altezza sole, dicembre

media spec [kWh/kWp]		1078.55				
prod spec [kWh/modulo]		339.74				
MPPT [-]	STRINGA [-]	N° MOD [-]	MOD [-]	PERDITA PRODUZIONE x OMBREGGIAMENTO [%]	PROD SPECIFICA [kWh]	
A		1	22 TOT		7474.32	
A		2	22 TOT		7474.32	
B		3	18	1	319.70	
B		3	18	2	326.83	
B		3	18	3	331.25	
B		3	18	4	334.31	
B		3	18	5	335.67	
B		3	18	6	336.68	
B		3	18	7	332.95	
B		3	18	8	334.99	
B		3	18	9	336.34	
B		3	18	10	337.02	
B		3	18	11	337.70	
B		3	18	12	338.04	
B		3	18	13	328.87	
B		3	18	14	333.29	
B		3	18	15	335.67	
B		3	18	16	337.02	
B		3	18	17	337.36	
B		3	18	18	339.74	
				PRODUZIONE TOTALE [kWh]	20962.08	
				prod specif. [kWh/kWp]	1073.33	

La produzione totale così calcolata è pari a 20.962 kWh/anno.

6.3. Dati di progetto del sistema fotovoltaico

6.3.1. Moduli fotovoltaici

Il campo fotovoltaico è costituito da moduli in **silicio poli-cristallino** ad alta efficienza ed in grado di produrre la massima potenza anche in condizioni di bassa luminosità. Ogni modulo è dotato delle seguenti caratteristiche:

- Cornice leggera in alluminio anodizzato, resistente a ruggine e corrosione, la quale conferisce maggior robustezza ai moduli;

- Celle solari collegate tra loro elettricamente e poste tra un supporto multi-strato di Etilene Vinil Acetato (EVA) per garantire protezione dall'ambiente, resistenza all'umidità, stabilità ai raggi UV ed isolamento elettrico;
- Giunzioni terminali sul retro con cavi pre-cablati a connessione rapida impermeabile;
- Caratteristiche costruttive e funzionali rispondenti alla normativa CEE, qualificate alle prove effettuate dal *Joint Research Centre* di ISPRA secondo le specifiche 1215/CEC503 e certificate dalla TUV alla classe II con rispondenza alla legge IEC 61215;
- Condizioni di funzionamento continuo con temperatura tra -40°C e +85°C, carico statico massimo sopportabile 5400 N/m², grandine fino ad un diametro di 25mm con velocità d'impatto di 23 m/sec, umidità dell'85% a 85°C;
- Potenza del singolo modulo con tolleranza max -0/+3% misurata in accordo alle norme CEE 503.

I moduli previsti per il sistema fotovoltaico in esame sono descritti in Tabella 1:

MARCA	JA SOLAR
MODELLO	JAM60S01-315/PR
Parametri elettrici	
Potenza nominale	315 W
Corrente nominale I_{mpp}	9,50 A
Tensione nominale V_{mpp}	33,16 V
Corrente di corto-circuito I_{sc}	8,83 A
Tensione di circuito aperto V_{oc}	40,53 V
Parametri termici: coefficienti di temperatura	
Potenza massima P_{max}	-0,38 %/°C
Tensione a circuito aperto V_{oc}	-0,30 %/°C
Corrente di corto-circuito I_{sc}	+0,06 %/°C
Parametri test	
Massima tensione del sistema	1000 V DC
Portata carico meccanico (neve/vento)	5400 Pa/2400 Pa
Scatola giunzione	IP67 con 3 diodi bypass
Classe di isolamento	II
Peso	18,2 Kg
Dimensione (lunghezza x altezza x spessore)	1650x991x35 mm

Tabella 1 – Principali caratteristiche moduli fotovoltaici individuati.

6.3.2. Inverter

Il gruppo di conversione (*Inverter*) è utilizzato per il trasferimento della potenza erogata dal generatore fotovoltaico alla rete elettrica. Ogni modello di inverter presenta propri valori massimi e minimi di tensione e di corrente in ingresso. Ne consegue che tali valori devono essere compatibili con quelli prodotti dal

generatore fotovoltaico. In uscita dall'inverter i valori di tensione e di frequenza devono essere compatibili con quelli della rete a cui è connesso l'impianto.

L'inverter proposto è di tipo **trifase senza trasformatore**, in grado di inseguire il punto di massima potenza sulla curva I-V su due canali indipendenti (funzione di doppio MPPT) e di costruire l'onda sinusoidale in uscita con la tecnica PWM, in modo da contenere il livello delle armoniche entro il livello imposto dalle norme. Il gruppo inverter è dotato di datalogger web per la registrazione e trasmissione dei dati di funzionamento dell'impianto.

Gli apparecchi verranno fissati a parete mediante appositi viti e tasselli, in posizione riparata dalle intemperie e dalla radiazione solare diretta.

6.3.3. Dispositivi di sicurezza interni inverter

- Protezione ad isola: monitoraggio della finestra di tensione e frequenza; spegnimento tramite controllo indipendente.
- Protezione temperatura: spegnimento per sovratemperatura ambiente.
- Tensione solare: la generazione si arresta se si supera la tensione massima consentita.
- Tensione di rete: spegnimento dell'inverter entro i tempi stabiliti dalla norma CEI 0-16 quando la tensione esce dall'intervallo dei valori prescritti.
- Frequenza di rete: spegnimento dell'inverter entro i tempi stabiliti dalla norma CEI 0-16 quando la tensione esce dall'intervallo dei valori prescritti.
- Protezione lato DC: rilevamento di guasto a terra, sovratensione, sovracorrente, transitori mediante varistori.
- Protezione lato AC: Sovracorrenti mediante fusibili, transitori mediante varistori.
- Picchi di tensione da fulmini: protezione sia dalla parte del solare che della rete attraverso varistori.

6.3.4. Display per il monitoraggio integrato

I parametri visualizzabili tramite display sono: tensione campo fotovoltaico, corrente campo fotovoltaico, tensione di rete, corrente di rete, frequenza di rete, potenza attiva generata verso rete, energia prodotta, contatore ore di funzionamento, temperatura interna all'inverter, segnalazione anomalie e guasti.

Per una panoramica completa dei dispositivi installati a servizio dell'inverter si rimanda allo schema elettrico allegato. L'inverter che verrà installato è: **Fronius Symo 20.0-3-M**

DATI DI ENTRATA	SYMO 10.0-3-M	SYMO 12.5-3-M	SYMO 15.0-3-M	SYMO 17.5-3-M	SYMO 20.0-3-M
Corrente di entrata max ($I_{dc\ max\ 1} / I_{dc\ max\ 2}$)	27,0 A / 16,5 A ¹⁾		33,0 A / 27,0 A		
Corrente di entrata max utilizzabile	43,5 A		51,0 A		
Max contributo alla corrente di corto circuito (MPP ₁ /MPP ₂)	40,5 A / 24,8 A		49,5 A / 40,5 A		
Tensione di entrata min. ($U_{dc\ min}$)	200 V				
Tensione di avvio alimentazione ($U_{dc\ start}$)	200 V				
Tensione di entrata nominale ($U_{dc\ nom}$)	600 V				
Tensione di entrata max. ($U_{dc\ max}$)	1.000 V				
Gamma di tensione MPP ($U_{app\ min} - U_{app\ max}$)	270 - 800 V	320 - 800 V	370 - 800 V	370 - 800 V	420 - 800 V
Numero tracker MPP	2				
Numero ingressi CC	3+3				
Massima potenza di uscita del generatore	15,0 kW di picco	18,8 kW di picco	22,5 kW di picco	26,3 kW di picco	30,0 kW di picco
DATI DI USCITA	SYMO 10.0-3-M	SYMO 12.5-3-M	SYMO 15.0-3-M	SYMO 17.5-3-M	SYMO 20.0-3-M
Potenza nominale CA ($P_{ac,r}$)	10.000 W	12.500 W	15.000 W	17.500 W	20.000 W
Potenza di uscita max.	10.000 VA	12.500 VA	15.000 VA	17.500 VA	20.000 VA
Corrente di uscita max. ($I_{ac\ max}$)	14,4 A	18,0 A	21,7 A	25,3 A	28,9 A
Allacciamento alla rete ($U_{ac,r}$)	3-NPE 400 V / 230 V or 3-NPE 380 V / 220 V (+20 % / -30 %)				
Frequenza (fz)	50 Hz / 60 Hz				
Gamma di frequenza ($f_{min} - f_{max}$)	45 - 65 Hz				
Fattore di distorsione	1,8 %	2,0 %	1,5 %	1,5 %	1,3 %
Fattore di potenza ($\cos\ ac,r$)	0 - 1 ind. / exp.				
DATI GENERALI	SYMO 10.0-3-M	SYMO 12.5-3-M	SYMO 15.0-3-M	SYMO 17.5-3-M	SYMO 20.0-3-M
Dimensioni (altezza x larghezza x profondit�)	725 x 510 x 225 mm				
Peso	34,8 kg		43,4 kg		
Grado di protezione	IP 66				
Classe di protezione	1				
Categoria sovratensione (CC/CA) ²⁾	1 + 2 / 3				
Consumo notturno	< 1 W				
Concezione dell'inverter	Senza Trasformatore				
Raffreddamento	Ventilazione regolata				
Montaggio	In interni e in esterni				
Gamma temperatura ambiente	-40 - +60 �C				
Umidit� dell'aria consentita	da 0 a 100 %				
Max. altitudine	2.000 m / 3.400 m (range di voltaggio non ristretto / ristretto)				
Tecnica di collegamento CC	6xDC+ e 6xDC- morsetti 2.5 - 16 mm ²				
Tecnica di collegamento CA	morsetti 2.5 - 16 mm ² 5 poli AC				
Certificazioni e conformit� normativa	�VE / �NORM E 8001-4-712, DIN V VDE 0126-1-1/A1, VDE AR N 4105, IEC 62109-1/-2, IEC 62116, IEC 61727, AS 3100, AS 4777-2, AS 4777-3, CER 06-190, G83/2, UNE 206007-1, SI 4777, CEI 0-16, CEI 0-21, NRS 097				

Tabella 2 – Principali caratteristiche inverter previsti.

6.4. Dimensionamento sistema fotovoltaico

Considerando gli elementi individuati per il sistema fotovoltaico (moduli e inverter) e l'irraggiamento caratteristico del sito d'installazione,   possibile procedere con il dimensionamento del sistema stesso.

Il sistema fotovoltaico viene strutturato in diverse stringhe costituite da moduli collegati in serie. Le stringhe poi vengono collegate in parallelo all'inverter. Nella seguente sono illustrate le caratteristiche delle stringhe fotovoltaiche relative all'impianto suddivise, come gi  anticipato, sui 2 MPPT dell'Inverter.

STRINGA	NUMERO MODULI	ORIENT.	INCLINAZIONE TILT	POTENZA	INVERTER
1	22	SUD 14� OVEST	15�	6.93 kWp	Fronius Symo 20.0-3-M
2	22	SUD 14� OVEST	15�	6.93 kWp	
3	18	SUD 14� OVEST	15�	5.67 kWp	

Tabella 3– Configurazione delle stringhe dell'impianto FTV

Come già anticipato, per il calcolo dell'energia prodotta si è fatto riferimento al software JRC-PVGIS adeguato mediante il calcolo delle ombre così come indicato al Par. 6.2. di seguito la sintesi dei calcoli di progetto.

Scuola Primaria FLERO (BS)		
PARAMETRI	VALORE	U. M.
Modulo fotovoltaico	JA SOLAR JAM60S01-315/PR	
Potenza modulo	315	Wp
Superficie modulo	1.65 X 0.99	m ²
Numero moduli	62	
Potenza di picco totale	19.53	kWp
Superficie totale campo fotovoltaico	101.30 ¹	m ²
Energia annua producibile	20 962	kWh/anno

Tabella 4 – Dati dimensionamento sistema fotovoltaico.

¹ Al netto dello spazio tra i singoli moduli.

7. CALCOLI E VERIFICHE DI PROGETTO

7.1. Protezioni da sovracorrenti

La sezione dei cavi per i vari collegamenti sono tali da garantire una durata di vita soddisfacente dei conduttori e degli isolamenti sottoposti agli effetti termici causati dal passaggio della corrente elettrica per periodi prolungati e in condizioni ordinarie di esercizio.

La verifica per sovraccarico è stata eseguita utilizzando le relazioni:

$$I_b \leq I_n \leq I_z \qquad I_f \leq 1,45 I_z \qquad (1)$$

Dove:

I_b = corrente di impiego del circuito;

I_z = portata in regime permanente del conduttore;

I_n = corrente nominale del dispositivo di protezione;

I_f = corrente che assicura l'effettivo funzionamento del dispositivo di protezione entro il tempo convenzionale in condizioni definite.

In tale modo non si garantisce una protezione completa, per esempio contro sovracorrenti prolungate inferiori a I_f . Si suppone quindi che il circuito sia dimensionato in modo tale da non avere frequenti piccoli sovraccarichi di lunga durata.

7.2. Protezioni contro le correnti di cortocircuito

Contro le correnti di cortocircuito devono essere previsti dispositivi di protezione prima che tali correnti possano diventare pericolose a causa degli effetti termici e meccanici prodotti nei conduttori e nelle connessioni.

Il potere di interruzione non deve essere inferiore alla corrente di cortocircuito presunta nel punto di installazione. E' tuttavia ammesso possibile utilizzare un dispositivo di protezione con potere d'interruzione inferiore se a monte è già installato un dispositivo con il necessario potere di interruzione. In questo caso le caratteristiche dei due dispositivi devono essere coordinate in modo tale che l'energia che essi lasciano passare non superi l'energia sopportabile dai dispositivi posti a valle e dai collegamenti protette da questo dispositivo.

Tutte le correnti provocate da un cortocircuito in un punto qualsiasi del circuito devono essere interrotte in un tempo inferiore a quello che porta i conduttori alla temperatura limite ammissibile.

Per i cortocircuiti che abbiano durata inferiore a 5 s, il tempo t necessario affinché una data corrente di cortocircuito porti i conduttori dalla temperatura massima ammissibile in servizio ordinario può essere calcolato, in prima approssimazione, con la formula:

$$I^2 t = K^2 S^2$$

Dove:

t = durata in secondi;

S = sezioni in mm²;

I = corrente effettiva di cortocircuito in ampere, espressa in valore efficace;

K = 115 per i conduttori in rame isolati in PVC;

135 per i conduttori in rame isolati con gomma ordinaria o gomma butilica ;

143 per i conduttori in rame isolati con gomma etilenpropilenica e propilene reticolato;

115 corrispondente ad una temperatura di 160 °C, per le giunzioni saldate a stagno tra conduttori in rame.

I dispositivi di protezione che possono rispondere alle caratteristiche sopra esposte possono essere:

- interruttori automatici provvisti di sganciatori di sovracorrente;
- interruttori combinati con fusibili;
- fusibili.

Nel caso in esame sono stati scelti interruttori automatici provvisti di sganciatore di sovracorrente (magnetotermici) in grado di proteggere le relative condutture per quanto riguarda il lato in corrente alternata mentre la protezione con fusibili viene utilizzata solo sul lato in corrente continua.

7.3. Sezione dei conduttori di protezione

A valle degli scaricatori di sovratensione, la sezione del conduttore di protezione è di 16-35 mm², al fine di assicurare il corretto funzionamento di questi dispositivi.

Tutti i cavi di messa a terra dell'impianto fotovoltaico sono fisicamente collegati all'impianto di messa a terra e ai dispersori di terra dell'edificio, in modo da garantire l'equipotenzialità.

Nei casi in cui i dispersori di terra dell'edificio o i cavi ad essi collegati non sono ritenuti adeguati, vengono piantati nuovi dispersori oppure sostituiti i cavi.

7.4. Misure di protezione contro i contatti diretti

Ogni parte elettrica dell'impianto fotovoltaico, sia in corrente alternata, sia in corrente continua, è da considerarsi in bassa tensione.

La protezione contro i contatti diretti è assicurata nel caso in cui vengano rispettati i seguenti accorgimenti:

- Utilizzo di componenti dotati di marchio CE (Direttiva CEE 73/23);
- Utilizzo di componenti aventi un idoneo grado di protezione alla penetrazione di solidi e liquidi;

Collegamenti elettrici effettuati utilizzando cavo rivestito con guaina esterna protettiva, idoneo per la tensione nominale utilizzata e alloggiato in condotto portacavi idoneo allo scopo. Alcuni brevi tratti di collegamento serie tra i moduli fotovoltaici non risultano alloggiati in tubi o canali. Questi collegamenti, tuttavia, essendo protetti dai moduli stessi, non sono soggetti a sollecitazioni meccaniche di alcun tipo, né risultano ubicati in luoghi ove sussistano rischi di danneggiamento.

7.5. Misure di protezione contro i contatti indiretti

La protezione contro i contatti indiretti, generati ad esempio da un cattivo isolamento delle masse, avviene tramite interruzione automatica dell'alimentazione in coordinamento con l'impianto di terra.

SISTEMA IN CORRENTE ALTERNATA (TT)

I sistemi TT hanno un punto collegato direttamente a terra, mentre le masse dell'impianto risultano collegate ad un impianto di terra indipendente dal collegamento di terra presente sul lato di alimentazione.

Nello schema seguente è visibile un sistema di tipo TT con evidenziato il percorso della corrente di guasto. In un sistema TT l'anello di guasto non è costituito esclusivamente da elementi metallici, ma comprende generalmente la terra in una parte del suo percorso.

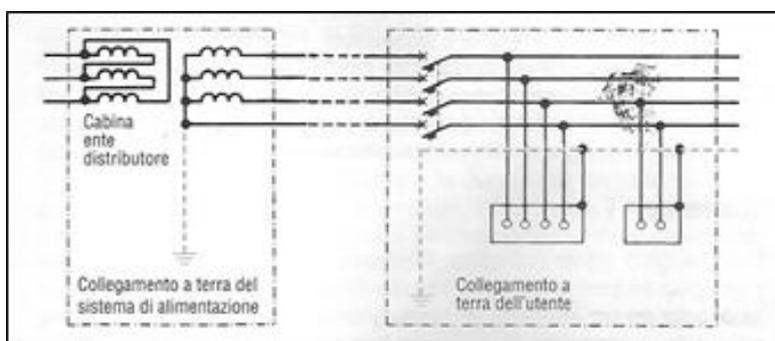


Figura 2 – Schematizzazione sistema TT

Il punto di neutro o, se questo non esiste, un conduttore di fase, di ogni trasformatore o di ogni generatore, deve essere collegato a terra.

Al fine di ottenere un'efficace protezione contro i contatti indiretti deve essere soddisfatta la condizione:

$$R_a \cdot I_a \leq 50$$

Dove:

R_a : somma della resistenza del dispersore e dei conduttori di protezione (ohm);

I_a : corrente che provoca il funzionamento automatico del dispositivo di protezione (A).

Nel caso in cui il dispositivo di protezione sia del tipo contro le sovracorrenti e con caratteristica di funzionamento a tempo inverso, l'interruzione del circuito deve avvenire entro 5 s; negli altri casi l'intervento deve essere istantaneo.

Quando il dispositivo di protezione è un dispositivo di protezione a corrente differenziale, I_a è la corrente nominale differenziale $I_{\Delta n}$.

Se la condizione $R_a \cdot I_a \leq 50$ non può essere soddisfatta, si deve realizzare collegamento equipotenziale supplementare secondo.

Nei sistemi TT è riconosciuto l'utilizzo dei seguenti dispositivi:

- Dispositivo di protezione a corrente differenziale;
- Dispositivo di protezione contro le sovracorrenti.

Nell'impianto in oggetto per garantire la protezione dai contatti indiretti sono stati previsti interruttori magnetotermici differenziali.

SISTEMA IN CORRENTE CONTINUA (IT)

È possibile classificare come IT il sistema in corrente continua costituito dalle stringhe dei moduli fotovoltaici, dagli scaricatori di sovratensione e dai loro collegamenti agli inverter.

I sistemi IT hanno tutte le parti attive isolate da terra, mentre le masse dell'impianto sono collegate a terra collettivamente o separatamente.

Nella Figura 3 seguente è visibile un sistema di tipo IT in cui è evidenziato un possibile percorso della corrente di primo guasto nel caso di cedimento dell'isolamento di un'apparecchiatura.² Si può notare che,

² Le norme CEI 64-8 raccomandano di evitare, quando possibile, di distribuire il neutro negli impianti IT.

in un sistema IT, l'impedenza dell'anello di guasto è piuttosto elevata essendo per buona parte costituita, nei circuiti in CA, dalle capacità presentate verso terra dai conduttori.

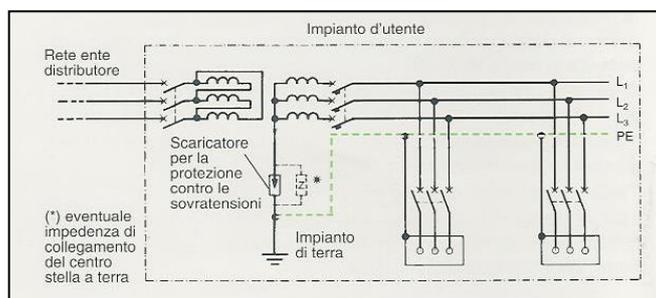


Figura 3 – Schematizzazione sistema elettrico IT

Un primo guasto verso terra porta il sistema IT nelle stesse condizioni di un sistema TN o, più raramente, in quelle di un sistema TT, per cui, in generale, non è in grado di provocare un'interruzione del servizio. La corrente di guasto assume invece valori rilevanti nel caso di secondo guasto verso terra, con conseguente intervento dei dispositivi di protezione (interruttori automatici o fusibili).

Per ottenere un'efficace protezione contro i contatti indiretti deve essere soddisfatta la condizione:

$$R_T * I_d \leq 50$$

Dove:

R_T : resistenza del dispersore al quale sono collegate le masse;

I_d : corrente di primo guasto.

Le norme CEI 64-8/4 prescrivono inoltre che l'impianto debba disporre di un dispositivo di controllo dell'isolamento per indicare il manifestarsi di un primo guasto tra una parte attiva e una massa in modo da poter intervenire ed eliminare il guasto nel più breve tempo possibile. Tale dispositivo deve azionare un segnale sonoro e/o visivo.

Al manifestarsi di un primo guasto, il sistema si porta nelle condizioni di un sistema TN (nel caso più frequente in cui le masse siano messe a terra collettivamente) oppure nelle condizioni di un sistema TT (qualora invece le masse siano messe a terra per gruppi o individualmente).

Se l'impianto presenta piccoli valori della corrente di primo guasto e una modesta resistenza dei collegamenti verso terra, la tensione sulle masse non è in grado di raggiungere valori pericolosi ($UM = R_T \cdot I_d$), anche con apprezzabili livelli di tensione sul secondario del trasformatore (230 V monofase). Questa caratteristica, propria dei sistemi IT, viene opportunamente sfruttata quando sia la continuità del servizio che la sicurezza elettrica risultino essere requisiti fondamentali per un impianto (ad esempio sale

operatorie). Al manifestarsi di un secondo guasto, è necessario l'intervento dei dispositivi di protezione per i quali vengono riportati in Tabella 5 i tempi di intervento massimi.

Tensione nominale dell'impianto U_0/U (V)	Tempo di interruzione (s)	
	Neutro non distribuito	Neutro distribuito
120/240	0,8	5
230/400	0,4	0,8
400/690	0,2	0,4
580/1000	0,1	0,2

Tabella 5 – Tempi massimi di interruzione per sistemi IT (secondo guasto).

La protezione nei confronti dei contatti indiretti è in questo caso assicurata dalle seguenti caratteristiche dei componenti e del circuito:

- Protezione con fusibili;
- Collegamento al conduttore PE delle carcasse metalliche.

Nei moduli fotovoltaici con isolamento di classe II, l'eventuale cornice metallica non deve essere considerata una massa perché si suppone che non possa mai venire a contatto con le parti attive. Di regola, non dovrebbe neanche essere collegata a terra. Inoltre, la cornice non può neanche essere considerata una massa estranea di per se perché non è in grado di introdurre un potenziale esterno.

Per una descrizione specifica dei componenti elettrici si rimanda allo schema elettrico allegato.

8. MISURE DI PROTEZIONE VERSO LA RETE ELETTRICA

8.1. Premessa

La protezione del sistema di generazione fotovoltaica nei confronti della rete di distribuzione pubblica è realizzata in conformità a quanto previsto dalle norme CEI 0-16, CEI 0-21 e CEI 11-20, con riferimento anche a quanto contenuto nei documenti di unificazione ENEL DK5600 e DK5490. L'impianto è equipaggiato con un sistema di protezione che si articola su 3 livelli: dispositivo del generatore; dispositivo di interfaccia e relativo sistema di protezione; dispositivo generale.

8.2. Dispositivo del generatore DDG

L'inverter è internamente protetto contro il cortocircuito e il sovraccarico. Il riconoscimento della presenza di guasti interni provoca l'immediato distacco dell'inverter dalla rete elettrica.

La presenza dell'interruttore magnetotermico collocato sull'uscita dell'inverter espleta la funzione di ricalzo a tale funzione.

8.3. Sistema di protezione di interfaccia SPI e dispositivo di interfaccia DDI

Il riconoscimento di eventuali problemi sulla rete avviene considerando come anomale le condizioni di funzionamento che fuoriescono, per un tempo superiore a quanto prescritto dalla normativa, da una determinata finestra di tensione e frequenza così caratterizzata:

Minima tensione 0,40 Vn

Massima tensione 1,15 Vn

Minima frequenza 47,5 Hz

Massima frequenza 51,5 Hz

Trattandosi di impianto di **potenza superiore a 11,08 kWp**, in accordo con la norma CEI 0-21, è presente un dispositivo di interfaccia DDI esterno all'inverter. Come DDI è utilizzato un contattore, asservito al sistema di protezione di interfaccia SPI.

Il sistema di protezione di interfaccia verifica costantemente i parametri tensione e frequenza della rete elettrica a cui è collegato: l'intervento si determina solo nel caso in cui uno dei parametri assume un valore operativo non ammesso.

La protezione di interfaccia è anch'essa integrata nell'inverter ed è conforme alla norma CEI 0-21.

Le soglie di protezione ed i relativi tempi di intervento sono riportati nella tabella seguente:

GRANDEZZA	CODICE	VALORE di intervento	Tempo di intervento
Massima tensione (media 10')	59.S1	1,1 Vn = 253 V	≤ 3 s
Massima tensione	59.S2	1,15 Vn = 264,5 V	0,2 s
Minima tensione	27.S1	0,85 Vn = 195,5 V	0,4 s
Minima tensione	27.S2	0,4 Vn = 92 V	0,2 s
Massima frequenza (restrittiva)	81>.S1	50,5 Hz	≤ 0,1 s
Minima frequenza (restrittiva)	81<.S1	49,5 Hz	≤ 0,1 s
Massima frequenza (permissiva)	81>.S2	51,5 Hz	0,1 s
Minima frequenza (permissiva)	81<.S2	47,5 Hz	0,1 s

Tabella 6 - Soglie di protezione e tempi di intervento del SPI

8.4. Dispositivo generale DG

Il dispositivo generale ha la funzione di salvaguardare il funzionamento della rete nei confronti di guasti nel sistema di generazione elettrica. Nel caso in esame tale dispositivo è già esistente e è costituito da un interruttore di manovra sezionatore (IMS) completo di fusibili sulle tre fasi, dotato di bobina di apertura comandata da un sistema di protezione costituito da un relé di massima corrente omopolare conforme alla Norma CEI 17-126.

9. PROTEZIONE CONTRO LE SCARICHE ATMOSFERICHE

9.1. Fulminazione diretta

L'impianto fotovoltaico ha una sua volumetria e pertanto è da considerare la probabilità di fulminazione diretta della struttura.

Per la protezione del generatore fotovoltaico dalle sovratensioni provocate da fulminazione diretta sono impiegati scaricatori di sovratensione e fusibili esterni agli inverter.

La tensione di taratura è scelta in base alla tensione massima a vuoto del generatore fotovoltaico. Gli scaricatori, con la verifica della tensione di taratura, sono montati nel punto di sezionamento in CC per la protezione dell'ingresso CC dell'invertitore.

9.2. 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.

Per la protezione del generatore fotovoltaico dalle sovratensioni provocate da fulminazione indiretta, nel quadro di connessione del generatore, sono impiegati scaricatori di sovratensione. La tensione di taratura è scelta in base alla tensione massima a vuoto del generatore fotovoltaico. Gli scaricatori, con la verifica della tensione di taratura, sono montati sia nel punto di sezionamento in CC per la protezione dell'ingresso CC dell'invertitore, sia nel punto di interruzione in AC tra lo stesso inverter ed il resto dell'impianto elettrico già esistente.

10. STRUTTURE DI SUPPORTO

10.1. Inverter e componenti elettrici

Gli inverter e i diversi componenti elettrici a servizio dell'impianto fotovoltaico, quali quadri elettrici, UPS, gruppi di misura, vengono fissati a muro mediante apposite viti e tasselli. Il posizionamento ideale dei componenti citati è quello che garantisce:

- Protezione dalle intemperie;
- Protezione dalla radiazione solare diretta;
- Temperature ambiente non elevate;
- Aerazione dei componenti;
- Presenza contenuta di polveri.

10.2. Moduli fotovoltaici

Le strutture di supporto e ancoraggio dei moduli fotovoltaici che verranno utilizzate sono elencate di seguito (**Tabella 7**).

EDIFICIO	STRUTTURE DI SUPPORTO
SP FLERO (BS)	- Piastre e staffe di ancoraggio in acciaio posizionate sotto tegola - Profili sagomati di alluminio fissati alle staffe - Viti, dadi e piastrine per l'ancoraggio dei moduli al profilo e del profilo alle staffe - Sigillante a tenuta per completa impermeabilizzazione fori, ove necessario

Tabella 7 – Strutture di supporto campo fotovoltaico

L'intervento sarà quindi ascrivibile alla categoria *"Impianto aderente o integrato nel tetto dell'edificio 1 e i cui componenti non ne modificano la sagoma, realizzato su edificio non industriale e non vincolato ai sensi dell'art. 136, comma 1, lettere b) e c) del D.Lgs. 22 gennaio 2004, n. 42 e s.m.i. (Codice dei Beni Culturali e del Paesaggio) e avente capacità di generazione superiore a quella del punto di prelievo e comunque superiore a 20 kWe"*.

11. COMPONENTI E CONDUTTURE

Per la parte in corrente continua verranno realizzati (per i dettagli si faccia riferimento alla TAV FTV_04 – Schema elettrico unifilare):

- Connessione e parallelo delle stringhe fotovoltaiche in ingresso (se sono presenti più di una stringa);
- Protezione da sovratensioni indotte da fulminazione indiretta mediante scaricatori connessi a terra e montati in modo tale da minimizzare l'induttanza del collegamento tra i terminali delle stringhe ed i dispositivi di protezione;
- Sezionamento in uscita delle stringhe parallelate (interno all'inverter);
- Protezione da sovracorrenti e cortocircuiti tramite fusibili (esterno all'inverter);
- Cavi solari H1Z2Z2-K di sezione pari a 6 mm²;
- Cavi FG16OM16 - 0,6/1 kV di sezione pari a 6-10 mm².

Per la parte in corrente alternata si procederà a installare (per i dettagli si faccia riferimento alla TAV FTV_04 – Schema elettrico unifilare):

- Protezione da sovratensioni indotte da fulminazione indiretta mediante scaricatori connessi a terra e montati in modo tale da minimizzare l'induttanza del collegamento tra i terminali delle stringhe ed i dispositivi di protezione;
- Sezionamento inverter della parte di circuito in alternata;
- Sezionamento generale della parte di circuito in alternata;
- Protezione da sovracorrenti e cortocircuiti tramite apposito dispositivo;
- Sistema di protezione di interfaccia (SPI) conforme a norma CEI 0-16;
- Contattore con bobina di apertura (DDI) collegato alla protezione di interfaccia, in grado di disconnettere l'impianto dalla rete in caso di anomalie;
- UPS per mantenere alimentati il SPI, il DDI anche in caso di mancanza di rete temporanea;
- Un primo Pulsante di sgancio di emergenza dell'impianto (Pulsante 01), posizionato esternamente all'edificio in prossimità della zona Inverter e nicchia di arrivo del Contattore ed un secondo Pulsante (Pulsante 02) posizionato all'ingresso dell'edificio. I due Pulsanti saranno in grado di isolare l'impianto dalla rete elettrica e l'interno dell'edificio dal campo fotovoltaico posizionato sulla copertura.
- Contatore dell'energia elettrica prodotta dall'impianto (installazione a cura del gestore della rete elettrica);

- Cavi FG16OM16 - 0,6/1 kV di sezione pari a 10 mm² esternamente ai quadri elettrici;
- Cavi FG17 - 450/750 V di sezione pari a 1.5 - 6 mm² internamente ai quadri elettrici.
- Sia per quanto riguarda la porzione di impianto in CC che quella in CA, i quadri elettrici sono realizzati in materiale vetroresina con grado di protezione IP adeguato alle condizioni ambientali del luogo d'installazione. I cavi di collegamento sono alloggiati in appositi tubi e canaline.

12. SEGNALETICA DI SICUREZZA

Per quanto riguarda la segnaletica di sicurezza, in conformità a quanto previsto dal Dipartimento dei Vigili del Fuoco del Ministero dell'interno nella Guida per l'installazione degli impianti fotovoltaici ed. 2012 (e s.m.i.), dovranno essere adottate le seguenti misure:

- L'area in cui è ubicato il generatore ed i suoi accessori, qualora accessibile, dovrà essere segnalata con apposita cartellonistica conforme al D. Lgs. 81/2008, riportante la dicitura *“Attenzione: impianto fotovoltaico in tensione durante le ore diurne (900 Volt)”*. Tale cartellonistica dovrà essere resistente ai raggi ultravioletti ed installata ogni 10 m per i tratti di condotta.
- La citata cartellonistica dovrà essere posizionata anche in corrispondenza di tutti i varchi di accesso del fabbricato.
- I dispositivi di sezionamento di emergenza dovranno essere individuati con la segnaletica di sicurezza di cui al titolo V del D. Lgs. 81/2008.

13. MANUTENZIONE

Lo scopo della manutenzione è di conservare le prestazioni ed i livelli di sicurezza iniziali dell'impianto, evitando e limitando in tal modo le perdite economiche causate dal deterioramento dei vari dispositivi; altresì per soddisfare e rispettare le normative vigenti.

Le operazioni di manutenzione ordinaria preventiva dovranno essere condotte nel pieno rispetto delle indicazioni dei costruttori delle apparecchiature installate e delle norme di sicurezza applicabili.

Con periodicità annuale verificare a vista lo stato dei moduli ed il deterioramento dei cavi elettrici, nonché il livello di pulizia dei moduli stessi.

Controllare i quadri e le canaline di passaggio dei cavi, prestando attenzione ad un eventuale presenza di umidità.

Per quanto riguarda le strutture meccaniche di sostegno, verificare presenze di ruggine e di corrosione, oltre all'assenza di deformazioni.

Uno strumento utile al controllo è il monitoraggio della produzione energetica, che potrà eventualmente essere realizzato mediante datalogger web connesso alla rete internet.

14. GARANZIE

L'intero impianto e le relative prestazioni di funzionamento godono di una garanzia non inferiore a due anni a far data dal collegamento alla rete dell'impianto stesso, mentre i moduli fotovoltaici devono godere di una garanzia sul decadimento delle prestazioni, che deve risultare non superiore al 10% nell'arco di almeno 10 anni e 20% nell'arco che va dall'undicesimo anno al venticinquesimo. Tutti gli altri componenti devono essere coperti da garanzia per almeno 2 anni.

15. FUNZIONALITA' DEL SISTEMA

Gli impianti fotovoltaici connessi alla rete elettrica rappresentano una fonte integrativa, perché forniscono un contributo, di entità diversa a seconda della dimensione dell'impianto, al bilancio elettrico globale dell'edificio. L'inserimento dei moduli fotovoltaici nei tetti e nelle facciate risponde alla natura distribuita della fonte solare e presenta diversi vantaggi:

- L'energia prodotta in prossimità dell'utilizzazione ha un valore maggiore di quello dell'energia fornita dalle centrali tradizionali, in quanto vengono evitate le perdite di trasporto;
- La produzione di energia elettrica nelle ore di insolazione permette di ridurre la domanda alla rete durante il giorno, proprio quando si verifica la maggiore richiesta. L'obiettivo, sebbene ambizioso e certamente di lungo periodo, è "livellare" i picchi giornalieri delle curve di domanda, ai quali solitamente corrispondono le produzioni energetiche più costose. E' quindi un'alternativa interessante, in particolare alla luce della crescente diffusione dei sistemi di condizionamento negli edifici residenziali e commerciali;
- Il costo dell'installazione del fotovoltaico rappresenta un costo evitato che va a diminuire il costo globale dell'edificio, se si considera che a volte i moduli sono elementi costruttivi, che quindi vanno a sostituire tegole o vetri delle facciate.

L'adozione di questi sistemi permette la diffusione tra gli utenti di una maggiore "coscienza energetica", con positivi risvolti nell'ambito di una crescente razionalità ed efficacia d'uso dell'energia.

Dal punto di vista ambientale si ricorda che ogni kWh prodotto con fonte fotovoltaica consente di evitare l'emissione nell'atmosfera di 0,3 - 0,5 kg di CO₂ (gas responsabile dell'effetto serra, prodotto con la tradizionale produzione termoelettrica che, in Italia, rappresenta l'80% circa della generazione elettrica nazionale).

La potenza di picco viene erogata dal sistema in condizioni standard, che corrispondono a condizioni ideali, simili al sole a mezzogiorno d'estate. Si tratta di un riferimento riconosciuto a livello internazionale.

La potenza in uscita dall'impianto ovviamente varia con il cambiare dell'intensità dell'irraggiamento solare.

Gli impianti solari fotovoltaici di connessione a rete hanno la particolarità di lavorare in regime di interscambio con la rete elettrica locale. In pratica, nelle ore di luce l'utenza consuma l'energia elettrica prodotta dal proprio impianto, mentre quando la luce non c'è o non è sufficiente, oppure se l'utenza richiede più energia di quella che l'impianto è in grado di fornire, sarà la rete elettrica che garantirà l'approvvigionamento dell'energia elettrica necessaria.

Dall'altro lato, se succede che l'impianto solare produca più energia di quella richiesta dall'utenza, tale energia può essere immessa in rete. In questo caso si parla di cessione delle "eccedenze" alla rete elettrica locale, mediante il meccanismo dello "scambio sul posto".

16. MISURE ENERGIA PRODOTTA E SCAMBIATA

Le regole di connessione prevedono l'installazione di un contatore a valle degli inverter che misuri tutta l'energia elettrica prodotta dal sistema fotovoltaico (*contatore di produzione*), nonché la presenza di un contatore in corrispondenza del punto di fornitura che misuri l'energia immessa in rete o prelevata dalla stessa (*contatore di scambio*). Il secondo dispositivo citato corrisponde di fatto con il contatore già esistente prima dell'installazione dell'impianto fotovoltaico, il quale verrà riprogrammato o sostituito a seconda dei casi.

La data di entrata in esercizio dell'impianto coincide con quella di effettuazione degli interventi sopra descritti, generalmente eseguiti dal gestore di rete locale.

ALLEGATO A:

MODALITA' DI LETTURA DEL CONTATORE



CRESCO

Società Cooperativa Sociale ONLUS

SEDE OPERATIVA: Piazza XXV Aprile, 19 – 25081 BEDIZZOLE (BS)

tel. +39 346 4900427 - e-mail: info@crescocoop.org

SEDE LEGALE: Via Pirandello, 17 - 25020 FLERO (BS)

tel. +39 030 3582490 - fax +39 030 3580842

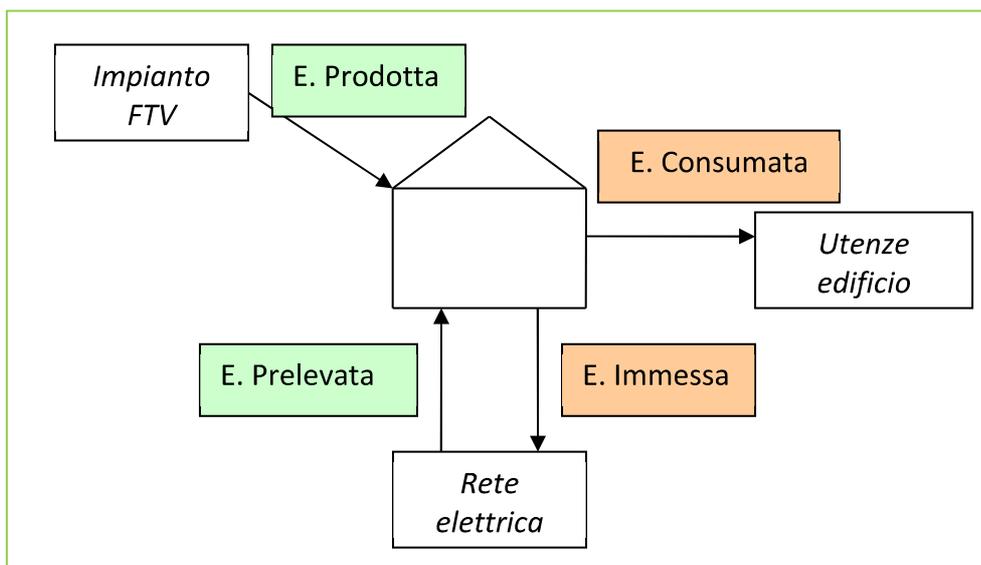


MODALITA' DI LETTURA DEI CONTATORI DELL'ENERGIA ELETTRICA

In fase di attivazione dell'impianto fotovoltaico il gestore di rete ha provveduto a:

1. sostituire il contatore monodirezionale dell'utenza, posizionato in corrispondenza del punto di connessione alla rete elettrica, con un nuovo contatore bidirezionale*, in grado di misurare sia l'energia prelevata dalla rete che l'energia immessa (**CONTATORE DI SCAMBIO**);
2. installare un nuovo contatore bidirezionale* per la misura dell'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico, posizionato solitamente nelle immediate vicinanze degli inverter (**CONTATORE DI PRODUZIONE**).

Di seguito è riportato uno schema con l'indicazione dei flussi di energia che interessano l'edificio:



Per il bilancio energetico le energie in ingresso devono equivalere alle energie d'uscita. Quindi:

$$E. Prodotta + E. Prelevata = E. Immessa + E. Consumata$$

Per calcolare i consumi, che non vengono visualizzati direttamente da nessuna voce dei contatori, è necessario valutare:

$$E. Consumata = E. Prodotta + E. Prelevata - E. Immessa$$

**) Si riporta di seguito un estratto del manuale realizzato da Enel per la spiegazione delle modalità di lettura e di utilizzo dei contatori bidirezionali.*

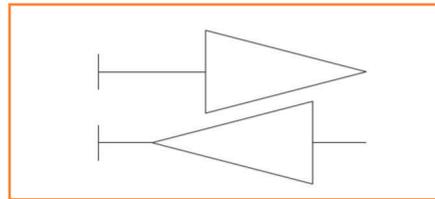
Il contatore bidirezionale.

Per misurare l'energia prelevata dalla rete e quella immessa in rete

Il contatore elettronico **bidirezionale** misura l'energia che prelevi e immetti nella rete di Enel Distribuzione.

Il contatore elettronico bidirezionale è riconoscibile:

- dalle due frecce poste sui dati di targa;



- dalle quattro icone presenti sul display che indicano il verso di percorrenza dell'energia attiva, ossia le modalità di scambio energetico, e la relativa caratteristica dell'energia reattiva (capacitiva o induttiva). Queste quattro icone appaiono sul display solo una alla volta, **mai contemporaneamente**.



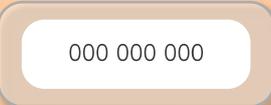
Se appaiono le seguenti due icone   significa che stai prelevando energia dalla rete di Enel Distribuzione:

Se appaiono le seguenti due icone   significa che stai immettendo energia nella rete di Enel Distribuzione:

Impara a leggere il display e scopri tutte le funzioni del contatore nella modalità bidirezionale

Se hai un impianto per la produzione di energia elettrica (per esempio, un impianto fotovoltaico) connesso in rete, premendo in sequenza il PULSANTE di lettura, puoi visualizzare facilmente sul DISPLAY una serie di informazioni utili. In tal caso l'energia elettrica può essere prelevata dalla rete oppure immessa in rete o autoconsumata.

(Se, invece, non hai un impianto per la produzione di energia elettrica connesso in rete, la lista delle informazioni di tuo interesse è riportata alla precedente pagina 10 e seguenti).

Se cerchi	Appare	Cosa significa
 <p>Il tuo numero cliente</p>		<p><i>È il numero personale, che identifica il tuo punto di prelievo di energia elettrica</i></p>
 <p>La fascia oraria in atto</p>		<p><i>Indica la fascia oraria in atto (vedi nota 1 a pag. 20)</i></p>
 <p>La potenza istantanea</p>		<p><i>Sono i kW (chilowatt) prelevati al momento della lettura sul display (vedi nota 2 a pag. 21)</i></p>

Se cerchi	Appare	Cosa significa
 <p>La lettura dei totalizzatori di energia e potenza prelevate. Periodi di fatturazione corrente e precedente</p>		<p><i>Inizia la serie di informazioni sull'energia e sulla potenza prelevate e registrate dal contatore</i></p>
 <p>La lettura del periodo di fatturazione corrente</p>		<p><i>Indica il totale di energia attiva prelevata ed espressa in kWh (chilowattora) registrato dal contatore elettronico per la fascia oraria visualizzata al momento della lettura sul display (vedi nota 3 a pag. 21)</i></p>
 <p>La lettura del periodo di fatturazione precedente</p>		<p><i>Indica il totale di energia attiva prelevata ed espressa in kWh (chilowattora) registrato dal contatore elettronico per la fascia oraria visualizzata al termine del periodo di fatturazione precedente (vedi nota 3 a pag. 21)</i></p>
 <p>La lettura dei totalizzatori di energia e potenza immesse. Periodi di fatturazione corrente e precedente</p>		<p><i>Inizia la serie di informazioni sull'energia e sulla potenza immesse e registrate dal contatore</i></p>

Se cerchi	Appare	Cosa significa
 <p>L'energia attiva immessa del periodo di fatturazione corrente</p>	<p>A1- Lettur=000355</p> <p>A2- Lettur=000120</p> <p>A3- Lettur=000031</p>	<p>Indica il totale di energia attiva immessa ed espressa in kWh (chilowattora) registrata dal contatore elettronico per la fascia oraria visualizzata al momento della lettura sul display (vedi nota 3 a pag. 21)</p>
 <p>L'energia attiva immessa del periodo di fatturazione precedente</p>	<p>A1- Lettur=000019</p> <p>A2- Lettur=000025</p> <p>A3- Lettur=000985</p>	<p>Indica il totale di energia attiva immessa ed espressa in kWh (chilowattora) registrata dal contatore elettronico per la fascia oraria visualizzata fino al termine del periodo di fatturazione precedente</p>
 <p>La data corrente</p>	<p>esempio di data Data 26/05/2010</p>	<p>È la data corrente (al momento della visualizzazione) espressa in "giorno, mese, anno"</p>
 <p>L'ora corrente</p>	<p>esempio di orario Ora 16:03:04</p>	<p>È l'ora corrente (al momento della visualizzazione) espressa in "ore, minuti, secondi"</p>

NOTA BENE: se appare la scritta "Simboli e Ver. SW", hai premuto per più di 2 secondi il pulsante. In tale modalità premendo nuovamente il pulsante, a ogni pressione potrai leggere sul display la spiegazione dei diversi simboli in uso e le informazioni relative al software installato nel contatore; le informazioni sul software sono dati tecnici ad uso del personale Enel. La modalità di visualizzazione "Simboli e Ver. SW" scompare dopo 15 secondi e si riconfigura la normale visualizzazione dei messaggi.

ULTERIORI SEGNALAZIONI IN CASO DI SUPERO DELLA POTENZA DISPONIBILE

Il contatore elettronico, superata la potenza disponibile, effettua delle verifiche al 2°, al 92° e al 182° minuto e visualizza le seguenti informazioni:

- dopo 2 minuti "RIDURRE CARICO SUPERO POTENZA PER PIÙ DEL XX%"
- dopo 92 minuti "RISCHIO DISTACCO SUPERO POTENZA PER PIÙ DEL XX%".

Se il dispositivo di controllo della fornitura di energia elettrica scatta, il valore di potenza istantanea letto sul display non è quello che ha causato l'interruzione della fornitura.

Dopo lo stacco, o comunque dopo 182 minuti, sul display viene evidenziato il messaggio: "DISTACCO IMPOSTO SUPERO POTENZA PER PIÙ DEL XX%".

Questo messaggio scompare dopo un periodo di 90 minuti, a condizione che non si sia superata di nuovo la potenza disponibile.