

POLITECNICO DI MILANO

FACOLTÁ DI INGEGNERIA DELL'INFORMAZIONE

Corso di Laurea specialistica in Ingegneria Informatica



**FONTI RINNOVABILI – PROGETTAZIONE,
REALIZZAZIONE E MONITORAGGIO di UN IMPIANTO
FOTOVOLTAICO di MEDIE DIMENSIONI.**

Relatore: Prof. MARCO MAURI

Tesi di laurea di:

FABRIZIO MAINELLA Matr. 732132

Anno Accademico 2011 - 2012



**FONTI RINNOVABILI – PROGETTAZIONE,
REALIZZAZIONE E MONITORAGGIO DI UN IMPIANTO
FOTOVOLTAICO DI MEDIE DIMENSIONI**

Fabrizio Mainella

23 Aprile 2012

Indice

Capitolo 1. Introduzione.....	10
Capitolo 2. Energia dal sole	12
2.1 La radiazione solare	13
2.2 Il pannello fotovoltaico	15
2.2.1 Moduli cristallini	16
2.2.2 Moduli amorfi.....	16
2.2.3 Film sottile.....	17
2.3 Il campo fotovoltaico	19
2.4 L'inverter.....	20
2.4.1 MPPT perturba e osserva.....	20
2.4.2 MPPT a conduttanza incrementale	21
2.4.3 MPPT ibrido	21
Capitolo 3. La normativa italiana: Il Conto energia	22
3.1 Evoluzione.....	23
3.2 Le tariffe a confronto	25
3.3 Grid parity	27
Capitolo 4. Realizzazione di un impianto fotovoltaico	28

4.1 Normativa e leggi di riferimento	28
4.2 Dimensionamento dei componenti.....	30
4.3 Analisi dell'impianto fotovoltaico	33
4.4 Sito di installazione	34
4.5 Descrizione dell'impianto	34
4.6 Radiazione solare	35
4.6.1 Irraggiamento solare a Frosolone	36
4.7 Specifiche tecniche dei componenti.....	37
4.7.1 Generatore fotovoltaico	38
4.7.2 Strutture di SOSTEGNO dei moduli.....	41
4.7.3 Gruppo di conversione	42
4.7.4 Quadri lato corrente continua	46
4.7.5 Contatore di immissione in rete.....	47
4.7.6 Cavi elettrici e di cablaggio.....	48
4.7.7 Impianto di messa a terra.....	50
4.8 Produzione annua.....	51
4.9 Conto Economico.....	53
4.10 Immagini dell'impianto realizzato	55
Capitolo 5. Verifiche funzionali e affinamenti	56

5.1 Collaudo	57
5.2 Verifica termografica	58
5.2.1 Stringa con anomalia di medio livello.....	61
5.2.2 Stringa con anomalia nulla	62
5.3 Affinamenti	63
5.3.1 Modifica banda passante regolatore	64
5.3.2 Aggiunta filtro DC EMC/EMI.....	66
5.3.3 Sostituzioni dovute a difetti dei componenti	68
Capitolo 6. Monitoraggio	70
6.1 Il pannello operatore	71
6.2 Software elaborazione dati PVQuery.....	73
6.3 Evoluzione nel monitoraggio	75
Capitolo 7. Smart Grid.....	78
7.1 Il sistema elettrico nazionale.....	79
7.1.1 Centro nazionale di controllo	80
7.2 Il perché delle smart grid.....	80
7.3 Gli elementi base di una Smart Grid	82
Conclusioni	83
Bibliografia.....	86

Indice delle figure

Figura 1. Esempio di stringa fotovoltaica	19
Figura 2. Radiazione solare annua in Italia.....	35
Figura 3. Schema unifilare generale	37
Figura 4. Sezione struttura supporto generatore	41
Figura 5. Posizionamento cassette di stringa	47
Figura 6. Particolare del punto connessione BT all'interno dell'inverter in fase di collaudo.....	49
Figura 7. Veduta complessiva impianto	55
Figura 8. Gruppo di conversione (a sx) e punto di connessione BT (a dx)	55
Figura 9. Legenda simboli anomalie.....	59
Figura 10. Parte della lista riepilogativa delle 11 immagini	60
Figura 11. Tavola n.3 stringa nord.....	60
Figura 12. Particolare della stringa con anomalia di medio livello	61
Figura 13. Particolare delle stringhe con anomalia nulla.....	62
Figura 14. Forme d'onda linea BT disturbata	64
Figura 15. Forme d'onda linea BT regolare	65
Figura 16. Schema elettrico del filtro EMI	66

Figura 17. Una delle fasi di installazione del filtro.....	67
Figura 18. Tentativo di spegnimento con cassetta ancora sotto tensione	68
Figura 19. Parti rimanenti della cassetta di stringa.....	69
Figura 20. Schema collegamento bus cassette di stringa.....	71
Figura 21. Videate del pannello operatore.....	72
Figura 22. Schermata principale software PVQuery	73
Figura 23. Schermata confronto periodi software PVQuery	74
Figura 24. Esempio di elettronica integrata nella JB	75
Figura 25. Esempio di individuazione di un pannello oscurato.....	76
Figura 26. Esempio di installazione microinverter	77
Figura 27. Riepilogo componenti di una smart grid	78

Indice dei grafici

Grafico 1. Irraggiamento orario medio giornaliero nel 2010.....	12
Grafico 2. Andamento della radiazione solare giornaliera media annua al variare	14
Grafico 3. Caratteristica tensione-corrente di una cella solare	15
Grafico 4. Potenza totale installata aggiornata a feb-2012	22
Grafico 5. Numero impianti installati aggiornato a feb-2012.....	23

Grafico 6. Velocità raggiungimento della grid parity 27

Grafico 7. Curva caratteristica di interazione corrente-tensione a 40

Indice delle tabelle

Tabella 1. Paragone tipologie pannelli fotovoltaici 18

Tabella 2. Località di realizzazione dell'intervento 33

Tabella 3. Posizionamento generatore 33

Tabella 4. Irraggiamento solare annuo a Frosolone 36

Tabella 5. Caratteristiche tecniche generatore complessivo 38

Tabella 6. Caratteristiche tecniche singolo generatore 39

Tabella 7. Caratteristiche tecniche gruppo di conversione 45

Tabella 8. Dati rieupologativi investimento 53

Tabella 9. Costi investimento 54

Tabella 10. Ricavi investimento 54

Tabella 11. Dati di targa del filtro installato 67

Abstract

L'obiettivo dell'elaborato è quello di percorrere trasversalmente tutti gli aspetti della progettazione, realizzazione e monitoraggio di un impianto fotovoltaico contestualizzato all'ambito italiano così da tracciare un percorso ottimale da seguire per aumentare la diffusione capillare di impianti di produzione di piccola e media taglia che avrebbero come scopo ultimo l'autosufficienza energetica del sistema paese. Scopo possibile solo adottando cambiamenti radicali dettati dalle nuove possibilità tecnologiche quali ad esempio l'informatizzazione della rete di distribuzione dell'energia che si trasformerebbe in rete di interconnessione di migliaia di isole di produzione-consumo in grado di scambiarsi in tempo reale informazioni e solo all'occorrenza energia.

Capitolo 1. Introduzione

L'energia solare rappresenta una fonte di energia inesauribile, almeno per le nostre prospettive temporali, distribuita in maniera molto più uniforme sul pianeta rispetto a tutte le altre attuali fonti energetiche e “esterna” rispetto alle risorse disponibili sul nostro pianeta, fatta eccezione per l'energia delle maree che però è incomparabilmente di minore entità e di difficile sfruttamento.

Tra tutti i sistemi per produrre da fonti rinnovabili la conversione fotovoltaica è quella di maggiore interesse in quanto in grado di generare direttamente elettricità, attraverso dispositivi semplici, senza parti in movimento, senza immettere sostanze nocive nell'ambiente e soprattutto senza utilizzare altre risorse.

Il consumo delle risorse è proprio il problema principale dello stile di vita adottato dal genere umano negli ultimi secoli, purtroppo il problema è destinato a peggiorare anche con tutte le azioni messe in atto dai legislatori fino a questo momento per porvi un freno.

In uno scenario così devastante l'energia solare appare come uno dei componenti principali per la creazione di un modello sostenibile di vita, che può avere successo solo se affiancata ad una drastica riduzione degli sprechi energetici ad oggi presenti in tutti gli ambiti del vivere quotidiano.

Fortunatamente il progresso tecnologico degli ultimi decenni ha contribuito a dare maggiore visibilità al problema per mezzo delle nuove forme di diffusione dell'informazione, e a cercare soluzioni comuni a un male comune.

L'obiettivo dell'elaborato è quello di percorrere trasversalmente tutti gli aspetti della progettazione, realizzazione e monitoraggio di un impianto fotovoltaico contestualizzato all'ambito italiano così da tracciare un percorso ottimale da seguire per aumentare la diffusione capillare di impianti di produzione di piccola e media taglia che potrebbero

consentire all'Italia di diventare il primo paese a raggiungere una sorta di autosufficienza energetica.

Il capitolo 2 fornisce una panoramica dei concetti di radiazione solare, irraggiamento e dei componenti tecnologici atti alla conversione fotovoltaica dell'energia solare in elettricità.

Nel capitolo 3 viene introdotta la normativa di incentivazione italiana alle fonti rinnovabili, insieme alle differenze legislative ed economiche introdotte negli anni e al concetto di grid parity.

Il capitolo 4 presenta tutte le normative, i calcoli di rendimento, le caratteristiche tecniche dei componenti utilizzati e gli aspetti economici per la realizzazione di un impianto fotovoltaico di media taglia.

Nel capitolo 5 vengono descritti le procedure seguite per la verifica tecnico funzionale dell'impianto realizzato con l'adozione della tecnica dell'indagine termografica e la risoluzione dei problemi manifestatisi in corso d'opera.

Il capitolo 6 mostra le tecniche di monitoraggio adottate per lo specifico impianto e le evoluzioni rese possibili dagli investimenti immessi nel settore negli ultimi anni.

Il capitolo 7 è dedicato alla graduale introduzione delle smart grid quale naturale evoluzione delle reti di distribuzione di energia.

Capitolo 2. Energia dal sole

La quantità di energia solare che arriva sul suolo terrestre è circa diecimila volte quella usata dall'umanità nel suo complesso, ma poco concentrata e piuttosto difficile da convertire in energia facilmente sfruttabile; in compenso è completamente gratuita e, soprattutto, il suo sfruttamento non provoca alterazioni all'ambiente.

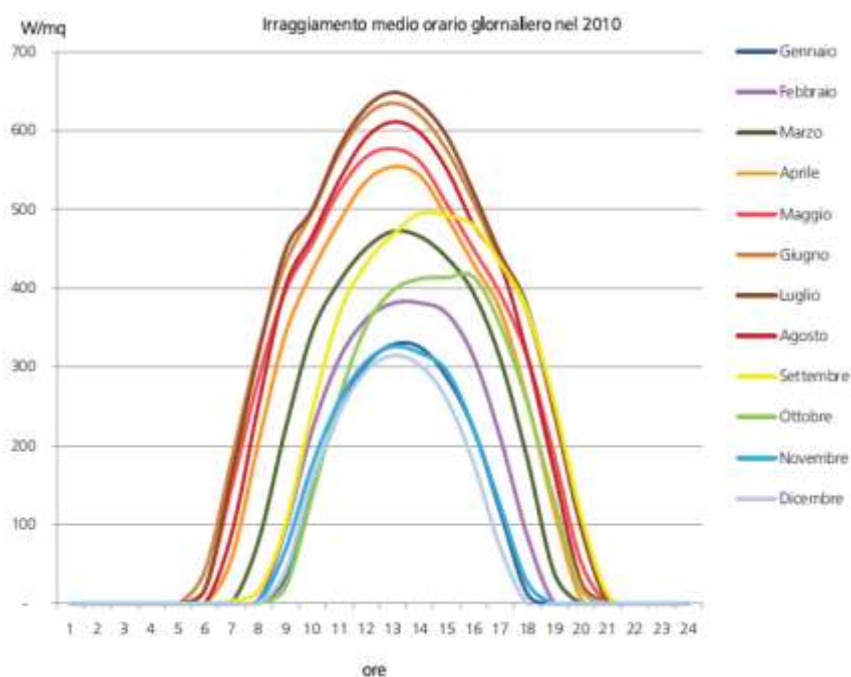


Grafico 1. Irraggiamento orario medio giornaliero nel 2010

Uno studio della Commissione Europea rivela che in Italia la superficie di tetti con orientamento verso Sud, Est o Ovest è di 370 milioni di m^2 , mentre quella delle facciate ammonta a circa 200 milioni di m^2 . Se tutti questi spazi fossero coperti da moduli fotovoltaici, sarebbe possibile produrre circa 130 TWh/anno, vale a dire 130 mila

milioni di kWh l'anno, pari a poco meno della metà dell'energia elettrica consumata oggi in Italia.

2.1 La radiazione solare

La radiazione solare è l'energia elettromagnetica emessa dai processi di fusione dell'idrogeno contenuto nel sole.

La Densità di Potenza è la radiazione solare per unità di tempo e di superficie.

Fuori l'atmosfera terrestre la potenza incidente su di una superficie unitaria, perpendicolare ai raggi solari, assume un valore di circa 1360W/m^2 (variabilità del $\pm 3\%$ dovuta all'ellitticità dell'orbita terrestre), questo valore prende il nome di Costante Solare

Sulla superficie terrestre, a livello del mare, in condizioni meteorologiche ottimali e sole a mezzogiorno, la densità di potenza è di circa 1000W/m^2

La radiazione solare che raggiunge la superficie terrestre si distingue in:

- (1) diretta
- (2) diffusa
- (3) riflessa

Le proporzioni di radiazione (1), (2) e (3) ricevuta da una superficie dipendono da:

- condizioni meteorologiche
- inclinazione della superficie
- presenza di superfici riflettenti

L'intensità della radiazione solare incidente su una superficie al suolo è influenzata dall'angolo di inclinazione della radiazione stessa: più piccolo è l'angolo che i raggi del sole formano con una superficie orizzontale, maggiore è lo spessore di atmosfera che essi devono attraversare

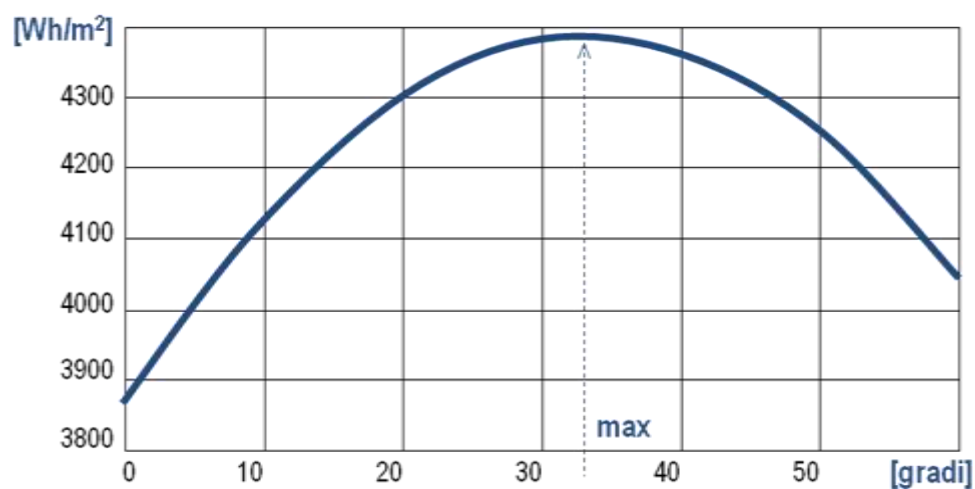


Grafico 2. Andamento della radiazione solare giornaliera media annua al variare dell'inclinazione della superficie captante, orientata a Sud.

2.2 Il pannello fotovoltaico

L'energia elettrica si ricava dai raggi del sole mediante l'effetto fotovoltaico, osservato per la prima volta nel 1839 da Alexandre Edmond Becquerel; esso consiste nella produzione di elettricità da parte di una struttura elementare, detta cella fotovoltaica, che è anche l'elemento base del pannello fotovoltaico. La cella è un diodo a giunzione PN costruito in modo da esporre la giunzione alla luce.

La giunzione PN è un pezzo di silicio, germanio o semiconduttore di sintesi, alle estremità della quale vengono introdotte impurità; l'operazione di introduzione viene detta drogaggio ed ha lo scopo di creare eccesso di portatori di carica elettrica (elettroni) da un lato e carenza di essi (lacune) dall'altro.

Quando i fotoni costituenti la luce investono una giunzione PN determinano una differenza di potenziale dovuta all'effetto fotovoltaico, perché ogni fotone che investe un atomo di drogante libera un elettrone, che viene a trovarsi fuori dal proprio legame e si rende disponibile alla conduzione;

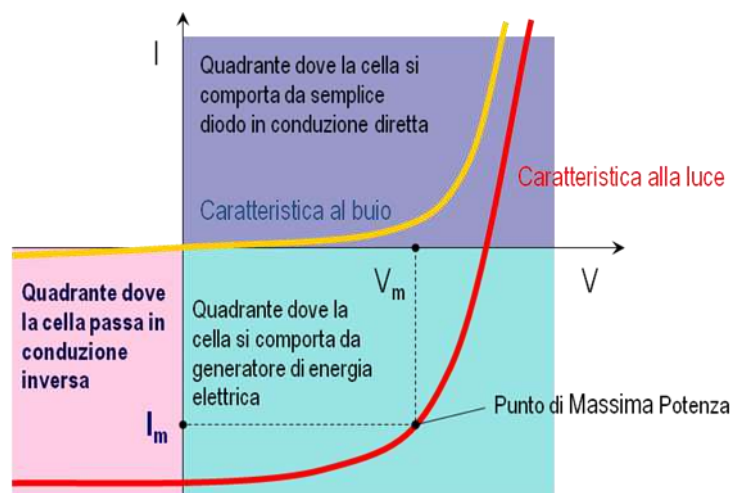


Grafico 3. Caratteristica tensione-corrente di una cella solare

Se la giunzione non è collegata ad alcunché, gli elettroni si ricombinano liberando la loro energia sotto forma di calore, ma se si collegano i capi della giunzione ad un utilizzatore, fluiscono in esso determinando corrente elettrica.

Il fenomeno si manifesta a condizione che la radiazione luminosa abbia una lunghezza d'onda tale che l'energia dei fotoni sia sufficiente a vincere quella necessaria a liberare gli elettroni dai loro legami.

2.2.1 Moduli cristallini

Dei molti materiali impiegabili per la costruzione dei moduli fotovoltaici, il silicio è attualmente il più utilizzato, perché è disponibile in grandi quantità sul nostro pianeta ed è largamente utilizzato dall'industria elettronica.

Le due tecnologie prevalenti di produzione a silicio mono o policristallino differiscono per la complessità di realizzazione.

Il primo viene ottenuto fondendo il semiconduttore e facendolo ricrescere su un cristallo seme che definisce l'orientamento della struttura cristallina. Quanto al secondo, si ottiene con un procedimento metallurgico e presenta una struttura cristallina disordinata, in cui i cristalli sono orientati casualmente.

La differenza tra i due materiali è determinante: le celle in silicio monocristallino hanno un maggiore rendimento

2.2.2 Moduli amorfi

Nei moduli amorfi le celle sono composte da semiconduttore in cui gli atomi vengono depositi chimicamente in forma amorfa (ovvero strutturalmente disorganizzata) sulla superficie di sostegno. Quest'ultima tecnologia impiega quantità molto esigue di silicio

(lo spessore è dell'ordine del micron) ed i moduli hanno un'efficienza più bassa di quella intrinseca della tecnologia cristallina;

2.2.3 Film sottile

Una delle tecnologie produttive più recenti e che è destinata a cambiare radicalmente il modo di concepire gli impianti fotovoltaici è quella a film sottile, che comprende componenti in silicio microsferico, montato su modulo flessibile, oppure in silicio amorfo o in materiali di sintesi.

Caratteristica comune: lo spessore sottilissimo dello strato attivo. I moduli realizzati hanno spessore di pochi millimetri e sono composti da strati di materiale semiconduttore che non è necessariamente silicio, depositati generalmente sotto forma di miscela di gas su supporti a basso costo (vetro, polimeri, metalli).

La tecnologia del film sottile rappresenta la “seconda generazione” di celle fotovoltaiche. La tecnica tandem risale a diverse decine di anni fa ed è stata adottata anche nei pannelli cristallini; si comprende considerando che un certo semiconduttore ha un picco di sensibilità in corrispondenza di una certa lunghezza d'onda della luce. Per ottenere la massima resa in diverse condizioni di illuminazione, sfruttando a pieno

lo spettro della luce solare, si possono abbinare celle composte da diverso materiale semiconduttore. In questo modo si può sfruttare sia la luce solare diretta (che ha una temperatura di colore e quindi una lunghezza d'onda bassa) sia quella riflessa dal cielo, più fredda e a maggiore lunghezza d'onda.

Ad esempio, un modulo costruito con questo tipo di tecnologia, paragonato al silicio cristallino presenta sì minore efficienza specifica, ma a parità di potenza riesce a produrre su base annua un 20 % in più di energia, perché ha una migliore risposta alla radiazione solare diffusa (la luce riflessa dal cielo).

Tecnologia	Resa (m ² /k W)	Efficienza	Pregi	Difetti
Monocristallino	7,2	15÷17 %	Ottima efficienza e alta resa per unità di superficie.	Costo elevato, grande quantità di silicio richiesto a parità di potenza ottenibile ed efficienza molto influenzata dall'angolazione dei raggi solari e dalla nuvolosità.
Policristallino	7,6	13÷14,5 %	Buona efficienza e discreto rapporto costo/efficienza	Costo relativamente elevato, grande quantità di silicio richiesto a parità di potenza ottenibile ed efficienza molto influenzata dall'angolazione dei raggi solari e dalla nuvolosità.
Silicio amorfo	12,5	5,5÷8 %	Basso costo. Possibilità di produrre grandi quantità a parità di silicio impiegato; applicabilità a superfici curve e vetrate, efficienza poco influenzata dall'angolazione dei raggi solari e buona resa con la luce diffusa	Bassa efficienza, durata limitata e calo dell'efficienza nelle prime 300÷400 ore di utilizzo.
Film sottile	12	10÷11 %	Bassissimo costo e possibilità di grandi produzioni usando svariati materiali;	Bassa efficienza

Tabella 1. Paragone tipologie pannelli fotovoltaici

2.3 Il campo fotovoltaico

Il campo fotovoltaico è un insieme di moduli fotovoltaici opportunamente collegati in serie e in parallelo in per realizzare le condizioni operative desiderate.

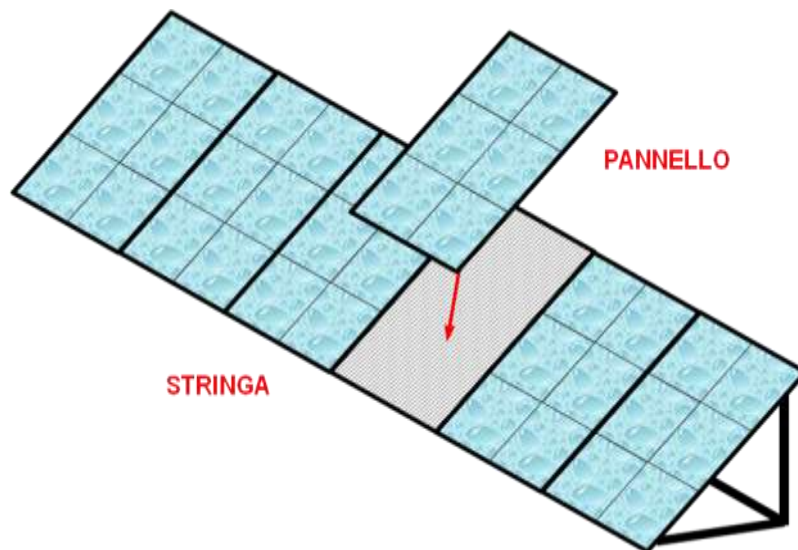


Figura 1. Esempio di stringa fotovoltaica

Nella fase di progettazione di un campo fotovoltaico devono essere effettuate alcune scelte che ne condizionano il funzionamento:

- Configurazione serie-parallelo dei moduli del campo (effetto di *mismatch* dovuto alla disomogeneità delle loro caratteristiche elettriche es.: → in una serie di moduli la corrente è limitata dal modulo che eroga la corrente più bassa; → in un parallelo la tensione è limitata dal modulo che eroga la tensione più bassa)
- Scelta della tensione di esercizio
- Scelta della strutture di sostegno
- Distanza minima tra le file dei pannelli per non avere ombreggiamento

2.4 L'inverter

Le principali funzioni dell'inverter sono la conversione della corrente continua DC in alternata AC in base alla tipologia di rete di distribuzione a cui viene allacciato e la compensazione delle variazioni del campo fotovoltaico adattando l'uscita istante per istante.

L'efficienza tipica di un inverter solare si attesta tra il 93% e il 96%, per questo motivo è indispensabile cercare di aumentare la resa.

Uno dei metodi adottati dagli inverter per sfruttare appieno la corrente proveniente dal campo fotovoltaico è l'MPPT (Maximal power point tracking)

La corrente di uscita del pannello dipende dalla tensione presente ai suoi capi, per massimizzare l'efficienza del sistema occorre lavorare nel punto di massima potenza erogata. L'inverter è in grado di variare l'impedenza di ingresso in modo da garantire il funzionamento nel punto di massima efficienza.

2.4.1 MPPT perturba e osserva

Si perturba la sorgente di energia imponendo una variazione di carico e si osserva la variazione della potenza entrante, quando la variazione non provoca aumenti si è raggiunto l'MPPT.

Si perde però parte della potenza disponibile a causa delle continue oscillazioni di carico imposte alla sorgente, inoltre le perdite di potenza sono aumentate dal rumore introdotto dal DC/DC nel circuito di misura

2.4.2 MPPT a conduttanza incrementale

Si basa sull'osservazione che la derivata della potenza rispetto alla tensione è nulla nel punto di massima potenza, una volta raggiunto l'MPPT è sufficiente spostare il punto di lavoro in funzione del segno istantaneo della derivata.

Si rischia di posizionare l'algoritmo su un massimo di potenza relativo

2.4.3 MPPT ibrido

Si utilizza in real-time l'algoritmo a conduttanza incrementale per seguire con efficienza il punto di massima potenza e si effettua periodicamente una perturbazione della sorgente sufficientemente ampia per verificare di non essere su un punto di massimo relativo.

Capitolo 3. La normativa italiana: Il

Conto energia

Il Conto Energia è il programma che incentiva in conto esercizio l'energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici connessi alla rete elettrica.

Il meccanismo di incentivazione consiste nell'erogazione di una tariffa incentivante proporzionale all'energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici con potenza minima di 1 kW collegati alla rete elettrica. La tariffa incentivante, differenziata a seconda della potenza e della tipologia dell'impianto, è riconosciuta per un periodo di 20 anni.

Per impianti che entrano in esercizio entro il 31 dicembre 2012, il meccanismo di incentivazione prevede la remunerazione della totalità dell'energia elettrica prodotta e la possibilità di valorizzare l'energia elettrica immessa nella rete elettrica attraverso lo Scambio sul Posto, il Ritiro Dedicato o la vendita attraverso il Mercato elettrico.

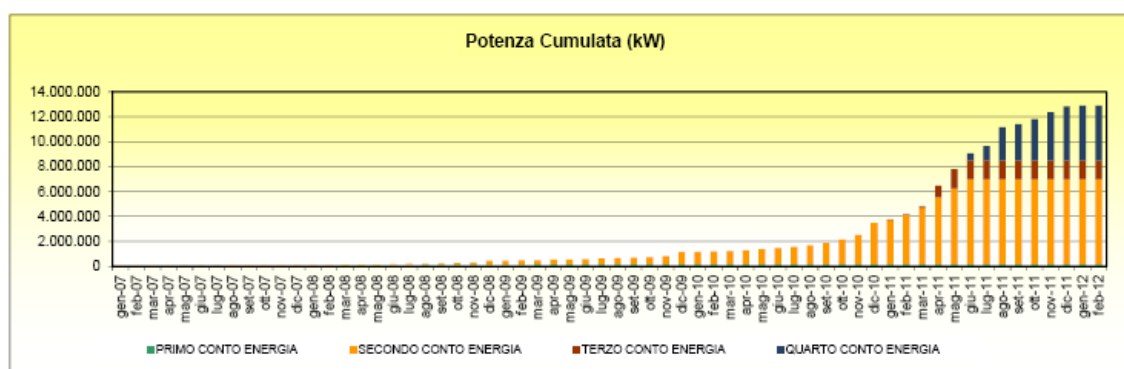


Grafico 4. Potenza totale installata aggiornata a feb-2012

A decorrere dal primo semestre 2013 le tariffe incentivanti assumeranno valore onnicomprensivo sull'energia immessa nella rete elettrica. Sulla quota di energia autoconsumata sarà attribuita una tariffa specifica.

Possono beneficiare del Conto Energia le persone fisiche, le persone giuridiche, i soggetti pubblici, gli enti non commerciali e i condomini di unità abitative e/o di edifici

Dal 2005 ad oggi si sono susseguiti già 4 Conti Energia. Le tariffe sono andate via via diminuendo; tale diminuzione è senz'altro compensata dall'abbattimento dei costi di realizzazione degli impianti.

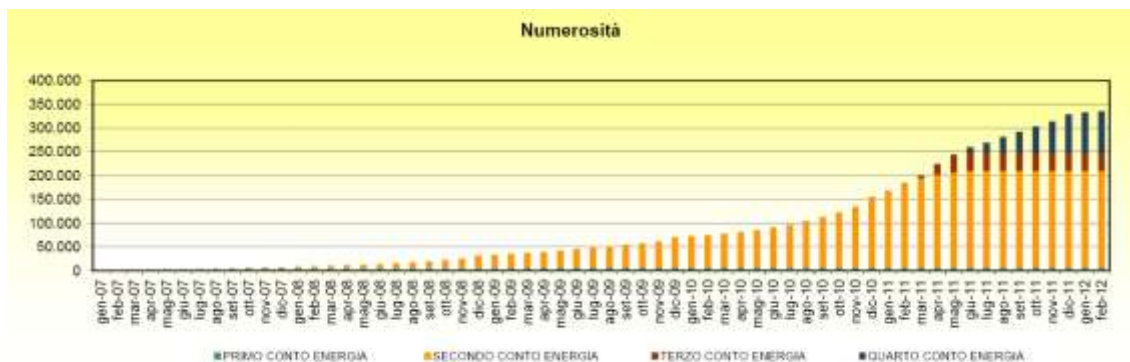


Grafico 5. Numero impianti installati aggiornato a feb-2012

3.1 Evoluzione

Il Conto Energia è stato introdotto in Italia con la Direttiva comunitaria per le fonti rinnovabili (Direttiva 2001/77/CE), recepita con l'approvazione del Decreto legislativo 387 del 2003.

Questo meccanismo, che premia con tariffe incentivanti l'energia prodotta dagli impianti fotovoltaici per un periodo di 20 anni, è diventato operativo con l'entrata in

vigore dei Decreti attuativi del 28 luglio 2005 e del 6 febbraio 2006 (Primo Conto Energia) che hanno introdotto il sistema di finanziamento in conto esercizio della produzione elettrica, sostituendo i precedenti contributi statali a fondo perduto destinati alla messa in servizio dell'impianto.

Con il D.M. del 19 febbraio 2007, cosiddetto Secondo Conto Energia, il Ministero dello Sviluppo Economico ha fissato nuovi criteri per incentivare la produzione elettrica degli impianti fotovoltaici entrati in esercizio fino al 31 dicembre 2010. Tra le principali novità introdotte dal Secondo Conto Energia c'era l'applicazione della tariffa incentivante su tutta l'energia prodotta e non solamente su quella prodotta e consumata in loco, lo snellimento delle pratiche burocratiche per l'ottenimento delle tariffe incentivanti e la differenziazione delle tariffe sulla base del tipo di integrazione architettonica, oltre che della taglia dell'impianto.

Veniva, inoltre, introdotto un premio per impianti fotovoltaici abbinati all'uso efficiente dell'energia.

Nel 2010 è entrato in vigore il Terzo Conto Energia (D.M. 6 agosto 2010), applicabile agli impianti entrati in esercizio a partire dal primo gennaio 2011 e fino al 31 maggio 2011, che ha definito le seguenti categorie di impianti:

- impianti fotovoltaici (suddivisi in “impianti su edifici” o “altri impianti fotovoltaici”);
- impianti fotovoltaici integrati con caratteristiche innovative
- impianti fotovoltaici a concentrazione
- impianti fotovoltaici con innovazione tecnologica

La legge 13 agosto 2010, n.129 ha stabilito che le tariffe incentivanti previste per il 2010 dal Secondo Conto Energia possano essere riconosciute a tutti i soggetti che abbiano concluso l'installazione dell'impianto fotovoltaico entro il 31 dicembre 2010 e che entrino in esercizio entro il 30 giugno 2011. La pubblicazione della Legge 129/10 ha di fatto prorogato fino al 30 giugno 2011 il periodo di operatività del secondo Conto Energia, inizialmente destinato ad esaurirsi alla fine del 2010 per effetto dell'entrata in vigore del terzo Conto Energia.

Il 12 maggio 2011 è stato pubblicato il D.M. 05/05/2011 , che ha definito il nuovo meccanismo di incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti fotovoltaici riguardante gli impianti che entrano in esercizio dopo il 31 maggio 2011 e fino al 31 dicembre 2016 (Quarto Conto Energia). Il provvedimento pone le basi per una crescita di medio lungo periodo del settore fotovoltaico, accompagnandolo, si prevede, fino al raggiungimento, a fine 2016, dell'autosufficienza economica (grid parity).

3.2 Le tariffe a confronto

1. 2008 (D.M. 19 febbraio 2007 - II Conto Energia):

- regime: scambio sul posto
- potenza: tra 20 kW e 200 kW
- entrata in esercizio: giugno 2008
- tipologia impianto: parzialmente integrato
- tariffa incentivante base: 0,400 €
- incremento tariffa per Certificazione Energetica: 0,120 €
- tariffa incentivante totale: 0,520 €

2. gennaio - aprile 2011 (D.M. 6 agosto 2010 - III Conto Energia):

- regime: scambio sul posto
- potenza: tra 20 kW e 200 kW
- entrata in esercizio: gennaio 2011
- tipologia impianto: su edifici
- tariffa incentivante base: 0,358 €
- incremento tariffa per Certificazione Energetica: 0,107 €
- tariffa incentivante totale: 0,465 €

3. giugno 2011 (D.M. 5 maggio 2011 - IV Conto Energia):

- regime: scambio sul posto
- potenza: tra 20 kW e 200 kW
- entrata in esercizio: giugno 2011
- tipologia impianto: su edifici
- tariffa incentivante base: 0,338 €
- incremento tariffa per Certificazione Energetica: 0,101 €
- tariffa incentivante totale: 0,439 €

4. proiezione gennaio/giugno 2012 (D.M. 5 maggio 2011 - IV Conto Energia):

- regime: scambio sul posto
- potenza: tra 20 kW e 200 kW
- entrata in esercizio: giugno 2012
- tipologia impianto: su edifici
- tariffa incentivante base: 0,233 €
- incremento tariffa per Certificazione Energetica: 0,07 €
- tariffa incentivante totale: 0,303 €

3.3 Grid parity

Si definisce Grid Parity (GP) la coincidenza del costo del kWh fotovoltaico con il costo del kWh prodotto da fonti convenzionali per tutte le categorie di utenti e per tutte le fasce orarie. La GP dipende da un insieme di condizioni economiche, politiche e geografiche. I primi a godere della GP saranno quei paesi caratterizzati da un elevato costo del kWh e situati a latitudini ad alta radiazione solare, tra questi spicca l'Italia.

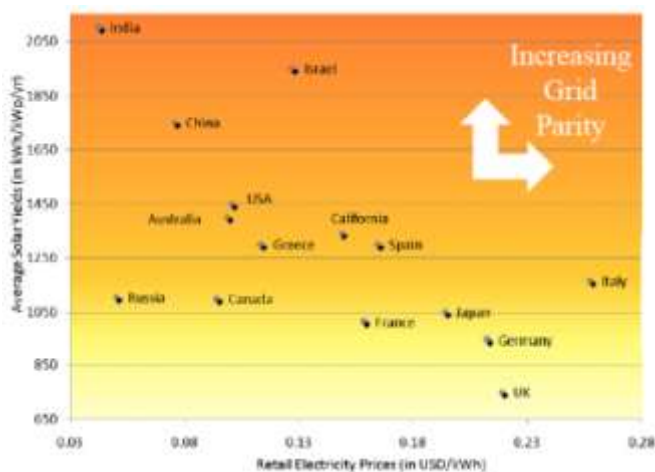


Grafico 6. Velocità raggiungimento della grid parity

Capitolo 4. Realizzazione di un impianto fotovoltaico

4.1 Normativa e leggi di riferimento

La normativa e le leggi di riferimento adoperate per la progettazione e l'installazione degli impianti fotovoltaici sono:

- ❑ norme CEI/IEC per la parte elettrica convenzionale;
- ❑ norme CEI/IEC e/o JRC/ESTI per i moduli fotovoltaici; in particolare, la CEI EN 61215 per moduli al silicio cristallino e la CEI EN 61646 per moduli a film sottile;
- ❑ conformità al marchio CE per i moduli fotovoltaici e per il convertitore c.c./c.a.;
- ❑ UNI 10349, o Atlante Europeo della Radiazione Solare, per il dimensionamento del campo fotovoltaico;
- ❑ UNI/ISO per le strutture meccaniche di supporto e di ancoraggio dei moduli fotovoltaici.

Si richiamano, inoltre, le norme EN 60439-1 e IEC 439 per quanto riguarda i quadri elettrici, le norme CEI 110-31 e le CEI 110-28 per il contenuto di armoniche e i disturbi indotti sulla rete dal convertitore c.c./c.a., le norme CEI 110-1, le CEI 110-6 e le CEI 110-8 per la compatibilità elettromagnetica (EMC) e la limitazione delle emissioni in RF.

Circa la sicurezza e la prevenzione degli infortuni, si ricorda:

- il DPR 547/55 e il D.Lgs. 626/94 e successive modificazioni e integrazioni, per la sicurezza e la prevenzione degli infortuni sul lavoro;
- la legge 46/90 e DPR 447/91 (regolamento di attuazione della legge 46/90) e successive modificazioni e integrazioni, per la sicurezza elettrica.
- DM 37 2008

Per quanto riguarda il collegamento alla rete e l'esercizio dell'impianto, le scelte progettuali devono essere conformi alle seguenti normative e leggi:

- norma CEI 11-20 per il collegamento alla rete pubblica, con particolare riferimento al paragrafo 5.1 (IV edizione, agosto 2000);
- legge 133/99, articolo 10, comma 7, per gli aspetti fiscali: il comma prevede che l'esercizio di impianti da fonti rinnovabili di potenza non superiore a 20 kW, 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;

4.2 Dimensionamento dei componenti

La quantità di energia elettrica producibile è stata calcolata sulla base dei dati radiometrici dell'Atlante Europeo della Radiazione Solare.

L'impianto è stato progettato in modo da rispettare le seguenti condizioni:

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

In cui:

- 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 espresso in 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 sarà verificata per $I > 600 W/m^2$.

$$P_{ca} > 0,9 * P_{cc}$$

In cui:

- P_{ca} è la potenza attiva in corrente alternata misurata all'uscita del gruppo di conversione con precisione migliore del $\pm 2\%$;

Tale condizione è verificata per $P_{ca} > 90\%$ della potenza di targa del gruppo di conversione.

Qualora nel corso di detta misura venga rilevata una temperatura di lavoro dei moduli, misurata sulla faccia posteriore dei medesimi, superiore a 40 °C, è ammessa la correzione in temperatura della potenza stessa. In questo caso la condizione precedente diventa:

$$P_{cc} > (1 - P_{tpv} - 0,08) * P_{nom} * I / I_{STC}$$

In cui:

- P_{tpv} 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 P_{tpv} , nota la temperatura delle celle fotovoltaiche T_{cel} , possono essere determinate da:

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

oppure, nota la temperatura ambiente T_{amb} da:

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

in cui:

- γ : Coefficiente di temperatura di potenza (parametro, fornito dal costruttore, per moduli in silicio cristallino è tipicamente pari a 0,4÷0,5 %/°C).
- NOCT: Temperatura nominale di lavoro della cella (parametro, fornito dal costruttore, è tipicamente pari a 40÷50°C, ma può arrivare a 60 °C per moduli in vetrocamera).

- T_{amb} : Temperatura ambiente.
- T_{cel} : è la temperatura delle celle di un modulo fotovoltaico; misurata mediante un sensore termoresistivo (PT100) attaccato sul retro del modulo.

4.3 Analisi dell'impianto fotovoltaico

Il presente progetto è relativo alla realizzazione di un impianto di produzione di energia elettrica tramite conversione fotovoltaica, avente una potenza di picco pari a 105,30 kWp

<i>Località di realizzazione dell'intervento</i>	
Località:	FROSOLONE (IS)
Destinazione d'uso dell'immobile:	Impianto a Terra
Potenza:	105.3 kWp

Tabella 2. Località di realizzazione dell'intervento

<i>Dati relativi al posizionamento del generatore FV</i>	
Posizionamento del generatore FV:	a terra
Angolo di azimut del generatore FV:	180° (nord 0°, sud 180°),
Angolo di tilt del generatore FV:	30°
Fattore di albedo:	pari a 0 cautelativamente
Fattore di riduzione delle ombre K_{ombra} :	0,97

Tabella 3. Posizionamento generatore

4.4 Sito di installazione

Il campo fotovoltaico è esposto a sud, 180°, (nord 0°, sud 180°), con moduli disposti a 30° rispetto al piano orizzontale.

Le coordinate di installazione sono:

Latitudine 41° 31'50.00"

Longitudine 14° 28'34.14"

E' stato scelto un fattore di riduzione delle ombre del 0,97 garantendo così che le perdite di energia derivanti da fenomeni di ombreggiamento non siano superiori al 5% su base annua.

4.5 Descrizione dell'impianto

L'impianto fotovoltaico è costituito da 585 moduli, suddivisi in 39 stringhe da 15 moduli ciascuna, collegate a n.1 inverter.

La disposizione indicata consente di assicurare una disposizione omogenea all'insolazione dei moduli, permettendo un massimizzazione del rendimento dell'impianto.

4.6 Radiazione solare

La valutazione della risorsa solare disponibile è stata effettuata prendendo come riferimento la località che dispone dei dati storici di radiazione solare nel Comune di Campobasso.

I dati sono riferiti alla norma UNI 10349, con metodo di calcolo relativo alla norma 8477/1 per quanto riguarda l'inclinazione di 30° rispetto al piano orizzontale. Il fattore di Albedo è stato cautelativamente posto uguale a zero.

E' stato scelto un fattore di riduzione delle ombre pari a 0,97.

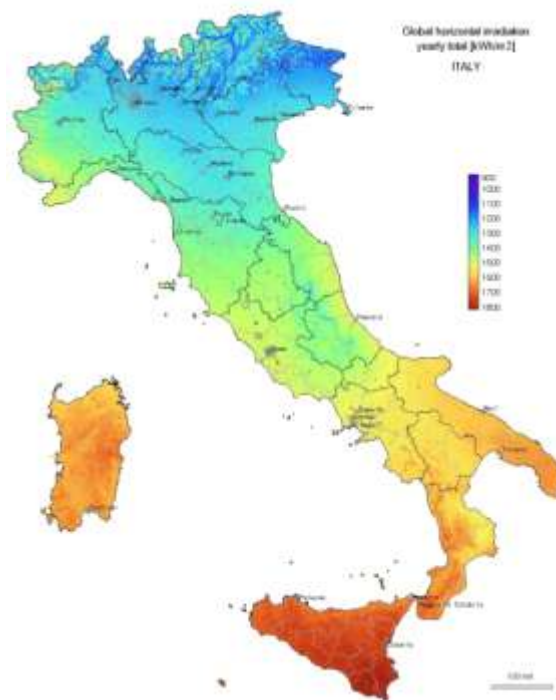


Figura 2. Radiazione solare annua in Italia

4.6.1 Irraggiamento solare a Frosolone

In base alla norma UNI 10349 e calcolato in base alla norma Uni 8477/1 su moduli esposti a 180° rispetto al Sud ed inclinati rispetto all'orizzontale di 30° la radiazione media calcolata è pari a 1638 Wh-mq-a

Mese		Totale
Gen		1.798
Feb		3.069
Mar		3.875
Apr		5.425
Mag		6.510
Giu		7.285
Lug		7.099
Ago		5.828
Set		4.743
Ott		3.906
Nov		2.387
Dic		1.643
Media	KWh-mq-a	1638

Tabella 4. Irraggiamento solare annuo a Frosolone

4.7 Specifiche tecniche dei componenti

Tutti i componenti del sistema sono stati collegato come da schema unifilare indicato

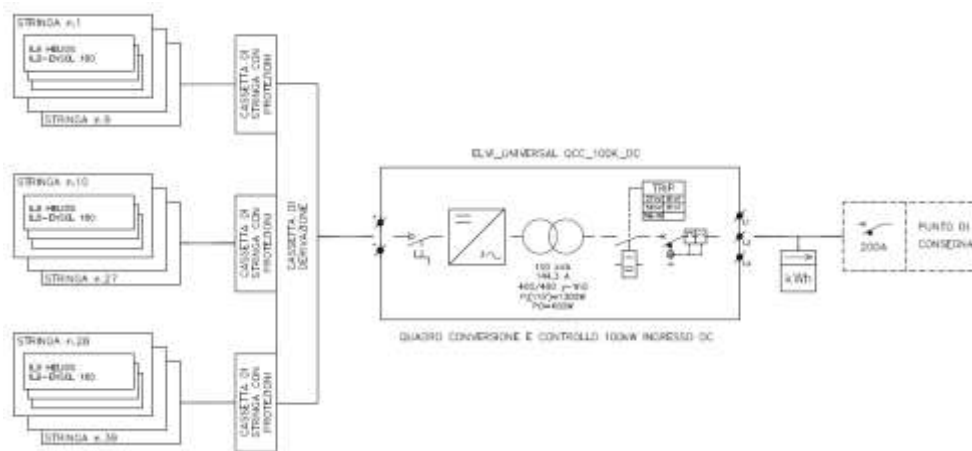


Figura 3. Schema unifilare generale

4.7.1 Generatore fotovoltaico

Il generatore fotovoltaico si comporrà di moduli del tipo “ILB Ensol 180” con una vita utile stimata di oltre 20 anni come da garanzie fornite del costruttore.

La potenza complessiva è di 105.3 kWp, pertanto il campo fotovoltaico è così configurato:

Numero moduli:	585
Numero di stringhe	39
Numero di moduli per stringa	15
Tensione V_{MP} a 25°C	542,55 V
Corrente I_{MP} a 25°C	193.83 A
Superficie complessiva moduli	756.31 mq

Tabella 5. Caratteristiche tecniche generatore complessivo

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

Le caratteristiche del singolo generatore fotovoltaico sono:

Costruttore	ILB HELIOS ENSOL
Potenza nominale	180 Wp
Celle:	72 monocristallino
Tensione circuito aperto V_{OC}	44,58 V
Corrente di corto circuito I_{SC}	5,26 A
Tensione V_{MP}	36,17 V
Corrente I_{MP}	4,97 A
Grado di efficienza:	13,7%
Dimensioni:	1608X804x35mm
Peso	15,5 kg
Diodo di protezione	Incorporato
Fronte	Vetro temperato e testurizzato a basso contenuto di ferro,
Retro	Film di Tedlar
Junction box	Alluminio
NOCT	45,9° C
Garanzia	Producibilità \geq 80% 25 anni

Tabella 6. Caratteristiche tecniche singolo generatore

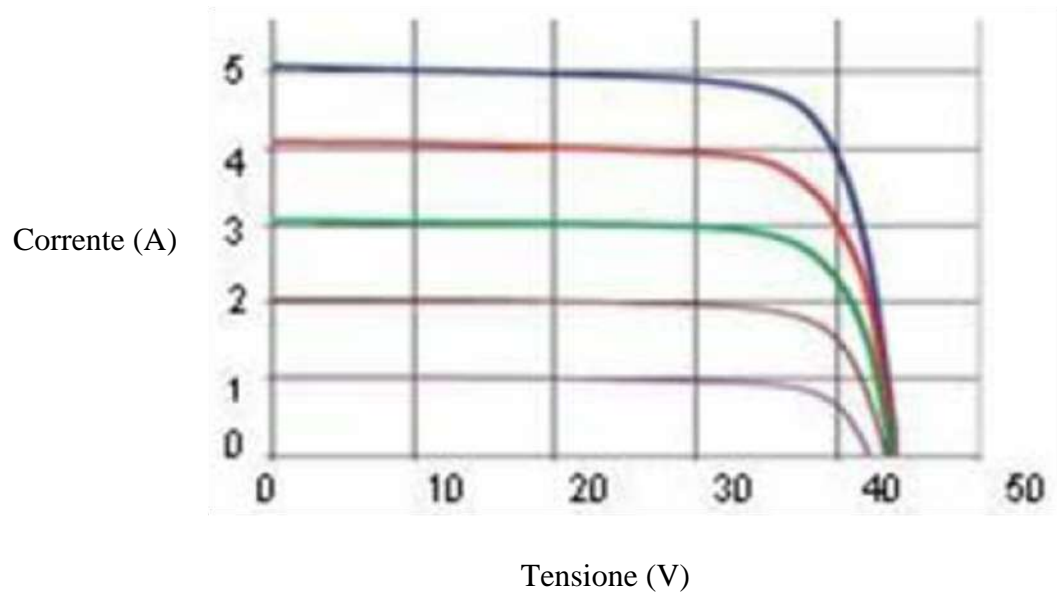


Grafico 7. Curva caratteristica di interazione corrente-tensione a differenti livelli di irraggiamento solare. Temperatura della cella 25°C

4.7.2 Strutture di SOSTEGNO dei moduli

I moduli sono montati su profilati in acciaio zincato a caldo fissati al basamento costituito da travi armate in CLS poggiate a terra, in grado di resistere a raffiche di vento fino alla velocità di 130 km/h. La scelta della tipologia della struttura di sostegno è stata effettuata in funzione dell'ubicazione dei moduli che sarà della categoria non integrata secondo le disposizioni del GSE.

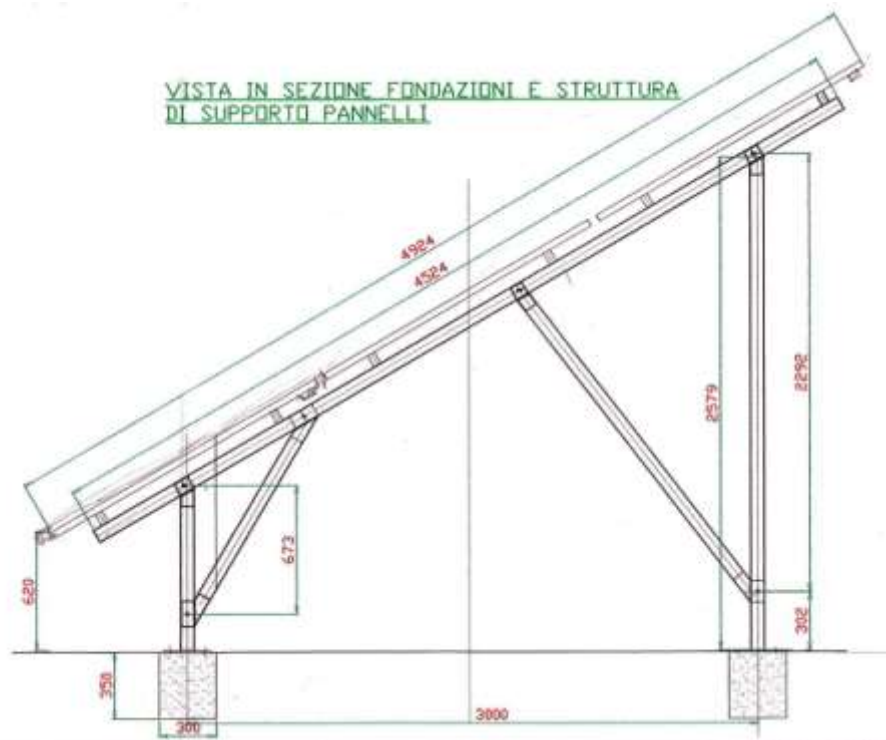


Figura 4. Sezione struttura supporto generatore

4.7.3 Gruppo di conversione

Il gruppo di conversione è composto dal convertitore statico (Inverter).

Il convertitore c.c./c.a. utilizzato è idoneo al trasferimento della potenza dal campo fotovoltaico alla rete del distributore, in conformità ai requisiti normativi tecnici e di sicurezza applicabili. I valori della tensione e della corrente di ingresso di questa apparecchiatura sono compatibili con quelli del rispettivo campo fotovoltaico, mentre i valori della tensione e della frequenza in uscita sono compatibili con quelli della rete alla quale viene connesso l'impianto

Le caratteristiche principali del gruppo di conversione sono:

- Inverter a commutazione forzata con tecnica PWM (pulse-width modulation), senza clock e/o riferimenti interni di tensione o di corrente, in conformità a quanto prescritto per i sistemi di produzione dalla norma CEI 11-20 e dotato di funzione MPPT (inseguimento della massima potenza)
- Ingresso lato cc da generatore fotovoltaico gestibile con poli non connessi a terra, ovvero con sistema IT.
- Rispondenza alle norme generali su EMC e limitazione delle emissioni RF: conformità norme CEI 110-1, CEI 110-6, CEI 110-8.
- Protezioni per la sconnessione dalla rete per valori fuori soglia di tensione e frequenza della rete e per sovracorrente di guasto in conformità alle prescrizioni delle norme CEI 11-20 ed a quelle specificate dal distributore elettrico locale. Reset automatico delle protezioni per predisposizione ad avviamento automatico.

- Conformità marchio CE.
- Grado di protezione adeguato all'ubicazione in prossimità del campo fotovoltaico (IP31).
- Dichiarazione di conformità del prodotto alle normative tecniche applicabili, rilasciato dal costruttore, con riferimento a prove di tipo effettuate sul componente presso un organismo di certificazione abilitato e riconosciuto.
- Campo di tensione di ingresso adeguato alla tensione di uscita del generatore FV.
- Efficienza massima ≥ 95 % al 70% della potenza nominale.

Il gruppo di conversione è composto da n°1 inverter tipo “ELVI_UNIVERSAL QCC_100K_DC” posizionato all’interno di un casotto prefabbricato.

La famiglia Elvi_Universal nasce da anni di studio nel settore della generazione distribuita e delle fonti rinnovabili condotte da Elvi nell’ambito del progetto “Energia Pulita” sviluppato in collaborazione con l’Università.

L’idea guida di questo cammino è stata quella di sfruttare le tecniche di controllo digitale e di elettronica di potenza per rendere intelligenti le macchine elettriche e i processi al fine di utilizzare l’energia nel modo più razionale possibile principalmente negli impieghi di generazione elettrica distribuita e nella realizzazione di minicentrali ibride che combinano fonti rinnovabili intermittenti con sorgenti continue a combustibile.

Gli studi intrapresi si sono concentrati nella realizzazione di un controllore universale in grado di gestire sia il flusso di energia elettrica verso la rete di distribuzione, monitorando soglie di allarme e protezione, sia il flusso proveniente dalla fonte di energia, inseguendone il punto ottimale di lavoro.

Sono stati sviluppati particolari algoritmi di ricerca dei massimi rendimenti delle diverse fonti di energia.

Questi algoritmi sono stati costruiti dapprima su piattaforme di simulazione e testati in laboratorio con l’ausilio di inverter da pochi kW, per poi essere affinati su impianti reali fino a taglie di 250kW.

Le caratteristiche tecniche dell'inverter scelto sono le seguenti:

GENERATORE	
Ingresso max:	121 kW
Tensioni in ingresso consentite:	800 V
Corrente massima in ingresso:	390 A
Efficienza:	>95%
RETE AC	
Potenza nominale	100 kW
Potenza massima	110 kW
Corrente nominale	144 A
Corrente massima	200 A
Fattore di potenza	>0,99
Corrente nominale di corto circuito	289 A

Tabella 7. Caratteristiche tecniche gruppo di conversione

4.7.4 Quadri lato corrente continua

I quadri di stringa sono posizionati ognuno in corrispondenza dell'inizio della rispettiva tavola. Sono stati installati n.3 quadri sul lato DC del convertitore per il sezionamento e la protezione delle stringhe.

Ogni quadro ha le seguenti caratteristiche:

- Scatole in policarbonato resistente ai raggi UV con grado di protezione IP65 per la connessione fino a 16 stringhe
- scaricatori di sovratensione
- diodi di protezione polarità di collegamento
- diodo di blocco per stringa
- sezionatore bipolare con fusibile per ogni stringa
- sezionatore da 160 A
- microprocessore per l'acquisizione, elaborazione e trasmissione dei parametri significativi per il controllo a distanza del buon funzionamento dell'impianto
- boccole connettori multicontact



Figura 5. Posizionamento cassette di stringa

Ogni stringa di moduli è munita di diodo di blocco per isolare ogni stringa dalle altre in caso di ombreggiamenti, guasti accidentali, etc.

La linea elettrica proveniente dai moduli fotovoltaici è stata messa a terra mediante appositi scaricatori di sovratensione con indicazione ottica di fuori servizio, al fine di garantire la protezione dalle scariche di origine atmosferica.

4.7.5 Contatore di immissione in rete

All'interno del casotto prefabbricato è previsto:

- l'inverter
- il trasformatore di isolamento
- Il contatore in uscita, della società distributrice dell'energia elettrica ENEL Distribuzione S.p.A.

4.7.6 Cavi elettrici e di cablaggio

Il cablaggio elettrico è stato realizzato per mezzo di cavi con conduttori isolati in rame con le seguenti prescrizioni:

- Sezione delle anime in rame in ragione di 6 mmq x 5,51 A per le singole stringhe
- Tipo FG7 50 mmq in cavidotti interrati per la connessione delle tavole
- tipo N07V-K 90 mmq all'interno per le connessioni AC

Inoltre i cavi saranno a norma CEI 20-13, CEI20-22II e CEI 20-37 I, marchiatura I.M.Q., colorazione delle anime secondo norme UNEL, grado d'isolamento di 4 kV.

Per non compromettere la sicurezza di chi opera sull'impianto durante la verifica o l'adeguamento o la manutenzione, i conduttori avranno la seguente colorazione:

- Conduttori di protezione: giallo-verde (obbligatorio)
- Conduttore di neutro: blu chiaro (obbligatorio)
- Conduttore di fase: grigio / marrone
- Conduttore per circuiti in C.C.: chiaramente siglato con indicazione del positivo con “+” e del negativo con “-”

Come è possibile notare dalle prescrizioni sopra esposte, le sezioni dei conduttori degli impianti fotovoltaici sono sicuramente sovradimensionate per le correnti e le limitate distanze in gioco.

Con tali sezioni la caduta di potenziale viene contenuta entro il 2% del valore misurato da qualsiasi modulo posato al gruppo di conversione.



Figura 6. Particolare del punto connessione BT all'interno dell'inverter in fase di collaudo

4.7.7 Impianto di messa a terra

Il campo fotovoltaico è gestito come sistema IT, ovvero con nessun polo connesso a terra. Le stringhe sono provviste di diodo di blocco e di protezioni contro le sovratensioni.

E' prevista la separazione galvanica tra la parte in corrente continua dell'impianto e la rete; tale separazione viene garantita dal trasformatore di isolamento per il convertitore statico.

La struttura di sostegno è stata regolarmente collegata ad un anello di terra costituito da treccia di rame nudo di sezione 50 mmq interrata, collegato a n. 6 picchetti di terra costituiti da paline di acciaio zincato a caldo di lunghezza 1.5 mt infissi nel terreno.

4.8 Produzione annua

In base alle norme UNI 8477-1 e UNI 10349, l'irraggiamento calcolato su moduli esposti a 180° rispetto al Sud ed inclinati rispetto all'orizzontale di 30° con un fattore di albedo scelto cautelativamente pari a 0 risulta essere pari a 1.638 kWh/m².

La potenza alle condizioni STC (irraggiamento dei moduli di 1000 W/m² a 25°C di temperatura) risulta essere:

$$P_{STC} = P_{MODULO} \times N^{\circ} MODULI = 105,30 \text{ kWp}$$

Considerando un'efficienza del B.O.S. (Balance of system) del 90% che tiene conto delle perdite dovute a diversi fattori quali: maggiori temperature, superfici dei moduli polverose, differenze di rendimento tra i moduli, perdite dovute al sistema di conversione la potenza sul lato c.a. sarà uguale a:

$$P_{CA} = P_{STC} \times 90\% = 94,77 \text{ kWp}$$

L'energia producibile su base annua dal sistema fotovoltaico è data da:

$$E \text{ [kWh/anno]} = (I \times A \times K_{\text{ombre}} \times R_{\text{MODULI}} \times R_{\text{BOS}} \times K_i)$$

In cui:

- I = irraggiamento medio annuo = 1.638 kWh/m²
- A = superficie totale dei moduli = 658,12 m²
- K_{ombre} = Fattore di riduzione delle ombre = 0,95.
- R_{MODULI} = rendimento di conversione dei moduli = 16%
- R_{BOS} = rendimento del B.O.S. = 90%
- K_i = fattore di correzione irraggiamento medio annuo = 0,93

Pertanto, applicando la formula abbiamo:

$$E = 140.035,92 \text{ kWh/anno}$$

I misuratori di energia prodotta sono due:

- Un misuratore dell'energia totale prodotta dal sistema fotovoltaico, integrato nell'inverter.
- Un contatore di energia con visualizzazione della quantità di energia ceduta alla rete elettrica esterna che sarà posto a cura del Distributore di Energia Elettrica.

L'impianto realizzato a cavallo tra l'inverno 2009 e la primavera del 2010 è entrato in esercizio, data di parallelo con la rete BT, in data 22 Marzo 2010.

Al giorno 01 Aprile 2012 la produzione si attestava sui 300.000 kW prodotti.

Nel calcolo del rendimento effettivo è doveroso tenere presente l'eccezionale nevicata che ha bloccato completamente la produzione dal giorno 01 al giorno 17 Febbraio 2012. Escludendo questo periodo si può affermare che la produzione annua è superiore ai 150.000kW, quindi superiore a quella stimata in fase di progettazione.

4.9 Conto Economico

L'impianto, collegato alla rete elettrica, usufruisce degli incentivi del II conto energia in regime di ritiro dedicato, cioè l'energia prodotta viene tutta immessa in rete.

L'impianto in questione, essendo stato realizzato nel 2010, è caratterizzato da un costo di acquisto molto elevato, soprattutto per i pannelli fotovoltaici, se paragonato con gli odierni costi più che dimezzati.

La progressiva discesa dei prezzi dei componenti principali di un impianto fotovoltaico fanno sì che si vada sempre più incontro alla grid parity.

Dati generali			
Incentivo conto energia (non integrato) per kWh	€	0,346	€ 0,346
Vendita tariffa (o scambio) per kWh	€	0,090	€ 0,09
Durata conto energia anni		20	
Durata prevista dell'impianto anni		35	
Resa dell'impianto dopo il conto energia		80%	

Tabella 8. Dati riepilogativi investimento

Costi			
Modulo fotovoltaico Monocristallino	€ 470,00	585,00	€ 274.950,00
Inverter 100Kwatt	€ 21.250,00	1	€ 21.250,00
Quadro di stringhe	€ 1.269,00	3	€ 3.807,00
Lavori di sistemazione terreno	€ 6.000,00	1,00	€ 6.000,00
Fondazione in calcestruzzo	€ 17,00	585,00	€ 9.945,00
Struttura metallica	€ 285,00	105,3	€ 30.010,50
Casotto Inverter	€ 625,00	8,00	€ 5.000,00
Materiale elettrico (per stringa)	€ 100,00	39	€ 3.900,00
Impianto messa a terra	€ 3.000,00	1	€ 3.000,00
Spese di manutenzione per la vita dell'impianto	€ 3.000,00	1	€ 3.000,00
Spese ricambi per la vita dell'impianto	€ 3.000,00	1	€ 3.000,00
Sistema di Telecontrollo	€ 1.000,00	1,00	€ 1.000,00
Sistema di Allarme	€ 1.000,00	1,00	€ 1.000,00
Progettazione (per modulo)	€ 2,00	585,00	€ 1.170,00
Direzione lavori e collaudo (per modulo)	€ 1,00	585,00	€ 585,00
Installazione meccanica (per modulo)	€ 8,00	585,00	€ 4.680,00
Installazione elettrica (per modulo)	€ 5,00	585,00	€ 2.925,00
Oneri allaccio Enel	€ 70,00	105,30	€ 7.371,00
Oneri finanziari	€ 46.000,00	1	€ 46.000,00
Assicurazione impianto (Costo - Anni)	€ 1.200,00	6	€ 7.200,00
			€ 435.793,50
			€ 479.372,85
			€ 4.552,45

Tabella 9. Costi investimento

Ricavi	
Ricavi anno da vendita	€ 12.587,84
Ricavi anno da incentivo	€ 48.393,27
Totale ricavi anno	€ 60.981,11
Ricavi dalla vendita nel periodo Conto Energia	€ 251.756,89
Ricavi da incentivo nel periodo Conto Energia	€ 967.865,38
Ricavi dalla vendita dopo il conto energia	€ 151.054,13
Totale ricavi	€ 1.370.676,41
Ricavo netto dalla vita dell'impianto	€ 891.303,56

Anni ammortamento 7,86

Tabella 10. Ricavi investimento

4.10 Immagini dell'impianto realizzato



Figura 7. Veduta complessiva impianto



Figura 8. Gruppo di conversione (a sx) e punto di connessione BT (a dx)

Capitolo 5. Verifiche funzionali e affinamenti

Al termine dei lavori di installazione sono stati eseguite le seguenti verifiche tecnico-funzionali:

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

5.1 Collaudo

In fase di collaudo dei componenti principali sono state effettuate le seguenti verifiche:

- esame a vista dell'installazione per l'accertamento della congruità dei componenti e dell'esecuzione a quanto descritto nel progetto esecutivo.
- In particolare la verifica della corretta esecuzione delle giunzioni nelle cassette, nelle scatole di derivazione e nei quadri elettrici
- verifica della connessione per tutte le apparecchiature secondo gli schemi
- esame elettrico funzionale da effettuare con misuratori di isolamento, multimetri e pinze amperometriche per accertare che durante il trasporto e l'installazione non siano stati alterato i dati di fabbrica:
- verifica della continuità dei conduttori di terra
- misura dell'uniformità della tensione
- verifica funzionale per accertare che l'impianto, i componenti, i blocchi e le protezioni funzionino correttamente.
- misura della resistenza di isolamento dell'impianto
- verifica delle stringhe fotovoltaiche con verifica dei dati di targa e certificazioni del costruttore
- verifica tensione a vuoto
- verifica corrente di corto circuito
- verifica delle prestazioni elettriche
 - prestazioni in corrente continua $P_{cc} > 0,85 P_{nom} * I_{rr}/I_{stc}$
 - prestazioni della conversione statica $P_{ca} > 0.9 P_{cc}$
 - prestazione globale $P_{ca} > 0,75 P_{nom} * I_{rr}/I_{stc}$

5.2 Verifica termografica

Il controllo qualità riveste un'importanza fondamentale per i pannelli solari. Infatti, per assicurare una generazione di energia elettrica efficiente, una lunga durata e un ritorno sull'investimento elevato è indispensabile che i pannelli non accusino problemi. A garanzia di un funzionamento corretto e continuo, è richiesto un metodo rapido, semplice ed affidabile per valutare le prestazioni dei pannelli, sia durante il loro processo produttivo che dopo la loro installazione.

L'uso di termocamere per la valutazione dei pannelli solari offre numerosi vantaggi. È possibile vedere chiaramente le eventuali anomalie su delle immagini ad infrarossi nitide e, diversamente dalla maggior parte degli altri metodi, le termocamere possono essere impiegate per esaminare i pannelli solari installati, mentre sono normalmente in funzione. Le termocamere consentono inoltre di analizzare grandi aree in poco tempo.

La causa dell'inefficienza delle celle solari di solito risiede nell'uniformità del materiale usato per i semiconduttori. Per la maggior parte dei pannelli solari, il semiconduttore è rappresentato dal silicio. I wafer di silicio multicristallino utilizzati nella maggior parte delle celle solari possono sviluppare facilmente queste difformità durante il processo produttivo o in seguito. Se una cella solare ha una concentrazione maggiore di queste difformità, produce meno elettricità e più calore di altre, abbassando le prestazioni dell'intero pannello.

L'indagine, effettuata in data 18-10-2011 tramite termo camera Flir P65 ad una temperatura ambiente di 20°C e con calma di vento, estesa a tutte e tre le tavole dei pannelli ha riscontrato un singolo punto di attenzione all'interno della tavola n.3.

LE SEGUENTI IMMAGINI PRESENTANO ANOMALIE DI RILIEVO

- 10 - Area: 01

Luogo: 05

Target: AC - 1^ fila di pannelli dal'alto

Liv. anomalia: MEDIO

Temperature elevate in corrispondenza di diverse celle

Dalle verifiche effettuate successivamente tramite multimetro e amperometro sulla stringa interessata dalla segnalazione si è ritenuto di non sostituire il pannello caratterizzato dalla diversa temperatura della junction box ma di tenerlo in osservazione periodica così da determinarne gli eventuali peggioramenti.

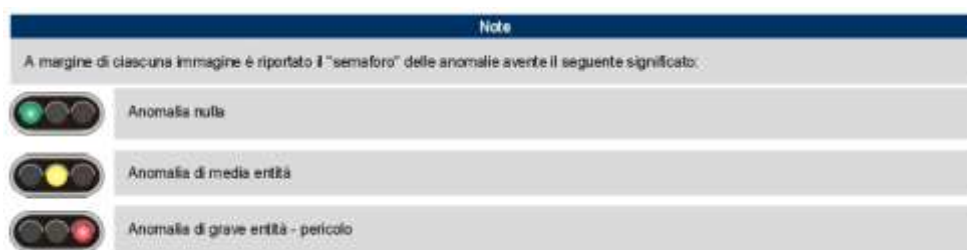
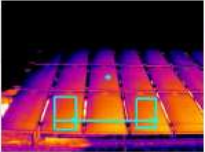



Figura 9. Legenda simboli anomalie

Target AB Prime 5 colonne di pannelli da Sx

11	18/10/2011	20:06:00	ir_5360.jpg
Temp Max (°C)	30	Vento	calma di vento
Temp Atm (°C)	20,0	U.R.	0,50
Elettrico	Anomalia		Nulla
<i>Temperature nella norma</i>			
<i>Vista d'insieme</i>			

Target AC Colonne n. 21, 22 e 24 da Dx

10	18/10/2011	20:06:00	ir_5358.jpg
Temp Max (°C)	33	Vento	calma di vento
Temp Atm (°C)	20,0	U.R.	0,50
Elettrico	Anomalia		Medio
<i>Temperature elevate in corrispondenza di diverse celle</i>			
<i>1^ fila di pannelli dall'alto</i>			

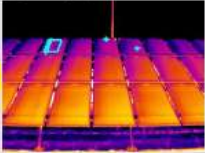





Figura 10. Parte della lista riepilogativa delle 11 immagini

Sito 01 Indagine Termografica impianto fotovoltaico
 Area 01 Area unica
 Luogo 05 Stringa Nord



Elenco immagini				
Num.	Target		Particolari	Livello Anomal.
09	AA	Prime 5 colonne di pannelli da Dx	Vista d'insieme	Nulla
10	AC	Colonne n. 21, 22 e 24 da Dx	1^ fila di pannelli dall'alto	Medio
11	AB	Prime 5 colonne di pannelli da Sx	Vista d'insieme	Nulla

Figura 11. Tavola n.3 stringa nord

5.2.1 Stringa con anomalia di medio livello

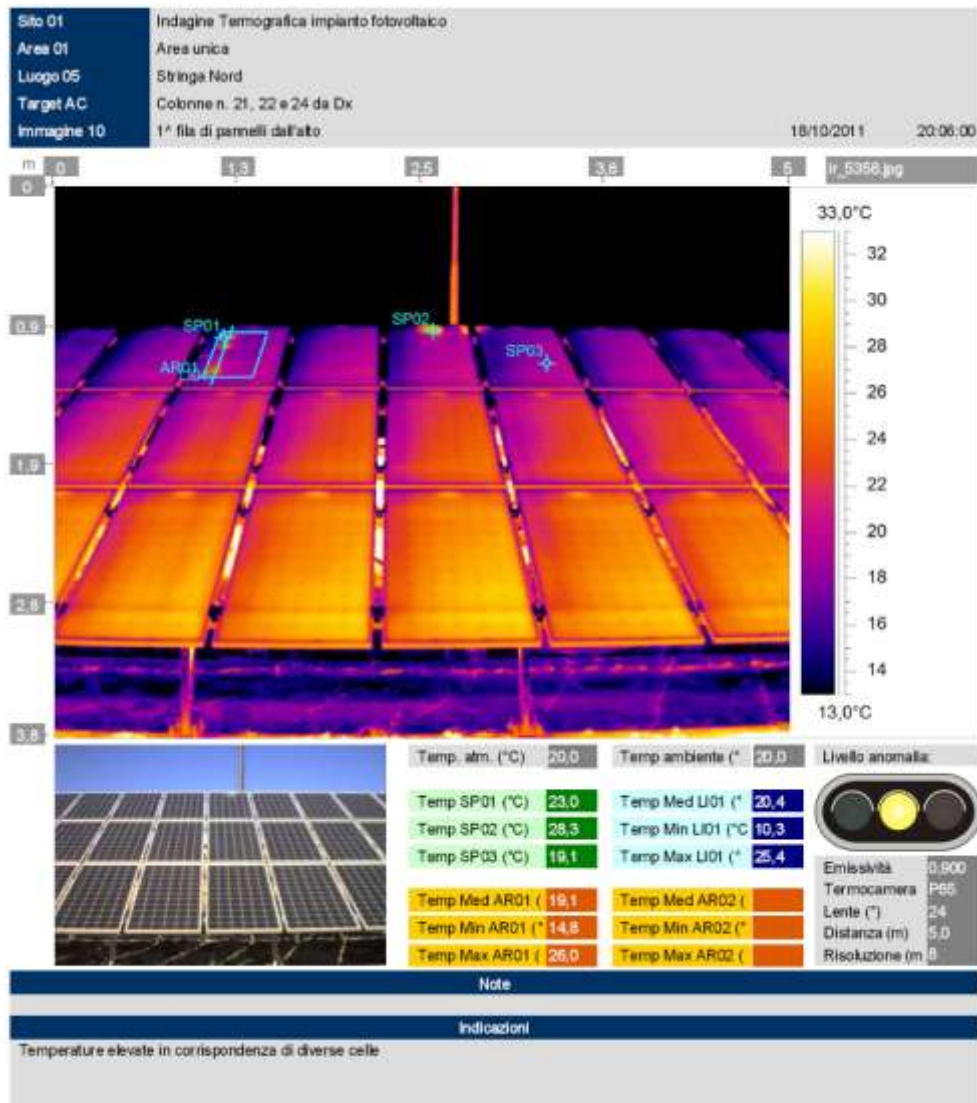


Figura 12. Particolare della stringa con anomalia di medio livello

5.2.2 Stringa con anomalia nulla

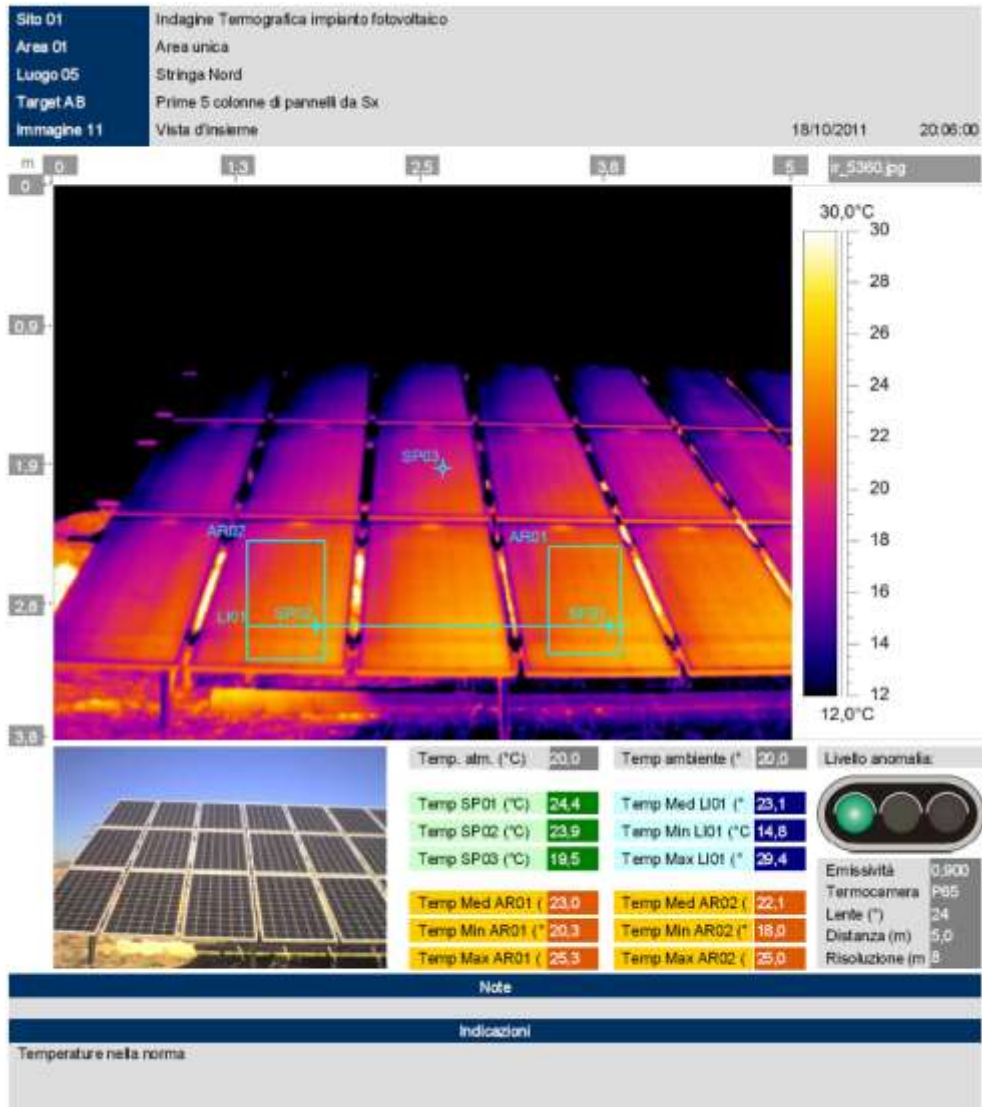


Figura 13. Particolare delle stringhe con anomalia nulla

5.3 Affinamenti

In seguito alla messa in funzione dell'impianto si sono manifestati problemi di disturbi in uscita dall'inverter verso la linea di BT.

I disturbi erano tali da indurre l'intervento della protezione lato rete AC e il conseguente blocco dell'inverter superata la soglia dei 55kW immessi in rete.

Il problema era quanto più evidente nei giorni festivi, in cui presumibilmente vi era scarso assorbimento dalla rete elettrica nella zona industriale circostante. Infatti durante i giorni feriali il problema si manifestava in forma minore.

Per cercare di risolvere il problema sono stati effettuati diversi tentativi, come ad esempio la sostituzione dei cavi di comunicazione all'intero dell'inverter con cavi schermati, l'aggiunta di un alimentazione separata del controller elettronico o l'aggiunta di una batteria di rifasamento, non avendo dato risultati soddisfacenti si è testata la modifica dei parametri interni della regolazione dell'inverter.

5.3.1 Modifica banda passante regolatore

Forme d'onda catturate su linea BT Enel in vicinanza del punto di immissione dell'inverter il giorno 05 Aprile 2010 (festivo) ore 15.30

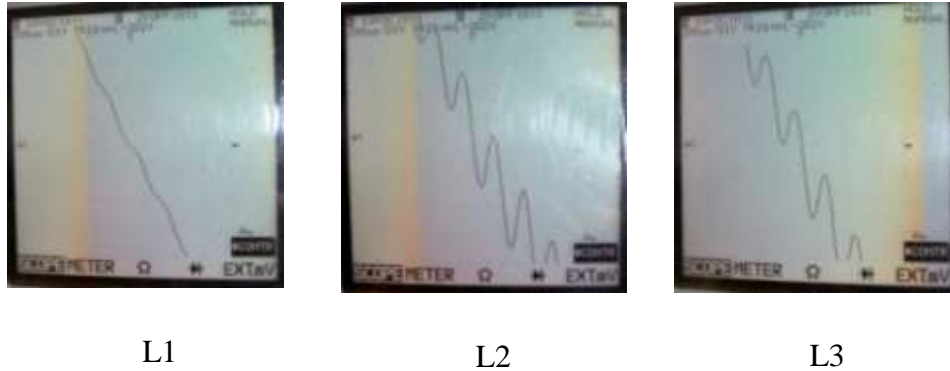


Figura 14. Forme d'onda linea BT disturbata

Da notare l'andamento irregolare, “seghettato”, delle fasi L2 e L3.

Si è proceduto alla riprogrammazione del microprocessore integrato nel controller dell'inverter con una versione del firmware con banda passante regolatore più bassa, così da limitare le sovraoscillazioni registrate a scapito di un THDI (Total harmonic distortion) leggermente più alto, dato che la rete BT non presentava particolari distorsioni si è ritenuto che la prova potesse risolvere il problema senza causarne altri.

Forme d'onda catturate sulla linea BT Enel in vicinanza del punto di immissione dell'inverter il giorno 06 Aprile 2010 (feriale)

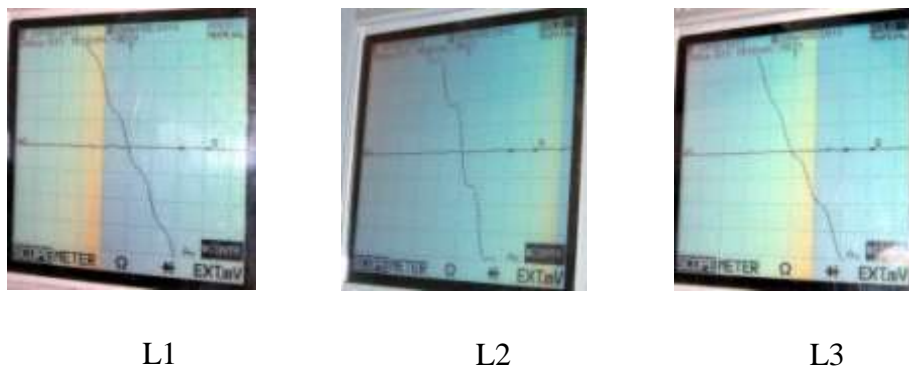


Figura 15. Forme d'onda linea BT regolare

Da notare il miglioramento sulle fasi L2 e L3 dopo l'applicazione della riprogrammazione.

Immagini catturate da Oscilloscopio Fluke 92B

5.3.2 Aggiunta filtro DC EMC/EMI

Il Filtro EMI è un filtro passivo presente nella gran parte delle apparecchiature elettroniche, per permettere a tali dispositivi di rispondere alle normative della compatibilità elettromagnetica, in particolare a quelle riguardanti le emissioni condotte. In sostanza, il filtro EMI è un filtro passa basso che viene collegato come ultimo stadio tra l'apparecchiatura e la rete, in modo da attenuare le componenti di disturbo che ogni dispositivo elettronico tenderebbe ad emettere. Ovviamente, il filtro deve risultare trasparente alla frequenza di alimentazione.

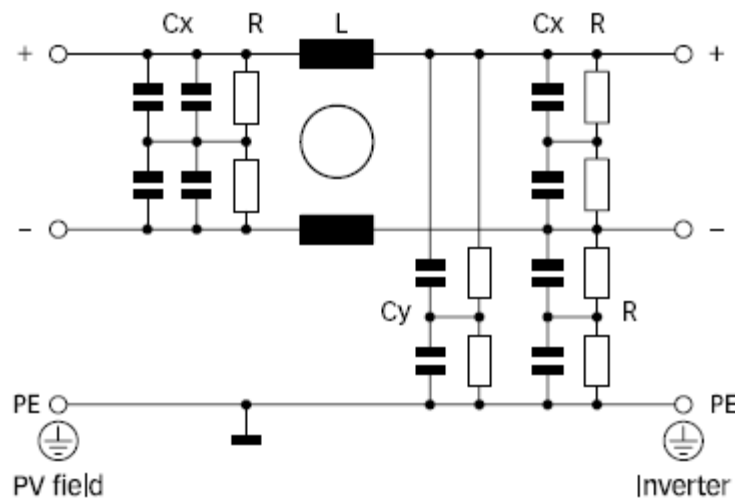


Figura 16. Schema elettrico del filtro EMI

Nel caso specifico è stato installato un filtro SCHAFFNER FN2200-250-99 applicato tra il campo fotovoltaico e l'ingresso in continua dell'inverter, così da proteggere i pannelli e le cassette di stringa dai disturbi generati dall'inverter stesso.

Maximum continuous operating voltage:	Max. 1200VDC
Operating frequency:	DC
Rated currents:	25 to 2300A @ 55°C
High potential test voltage:	P → E 3600VDC for 5 sec P → P 3000VDC for 5 sec
Protection category:	IP20 (25 to 150A types); IP00 (250 to 2300A types)
Overload capability:	4× rated current at switch on, 1.5× rated current for 1 minute, once per hour
Temperature range (operation and storage):	-40°C to +100°C (40/100/21)
Flammability corresponding to:	UL 94V-2 or better
Design corresponding to:	UL 1283, CSA 22.2 No. 8 1986, IEC/EN 60939
MTBF @ 55°C/1200V (Mil-HB-217F):	min. 223,000 hours

Tabella 11. Dati di targa del filtro installato



Figura 17. Una delle fasi di installazione del filtro

5.3.3 Sostituzioni dovute a difetti dei componenti

Durante i primi sei mesi di funzionamento si sono riscontrati alcuni problemi di rendimento su n.2 pannelli che sono stati sostituiti, su un totale di 585.

Invece si è manifestato un difetto elettrico della cassetta di stringa sulla tavola n.1, che dopo un periodo di surriscaldamento ha preso fuoco e conseguentemente è stata distrutta dalle fiamme.



Figura 18. Tentativo di spegnimento con cassetta ancora sotto tensione

I tentativi di spegnimento messi in atto da personale non qualificato a mezzo di estintori classici non hanno avuto frutto in quanto la cassetta era ancora sotto tensione; l'entità della fiamme faceva intuire che si fosse verificato un corto tra le barre di collegamento interne e quindi l'unico modo per spegnere l'incendio è stato quello di scollegare le altre tavole e tagliare i cavi di alimentazione delle stringhe.

Come si può notare dall'immagine sottostante si è dovuto procedere alla sostituzione di tutti componenti della cassetta in quanto la stessa è stata completamente divorata dalle fiamme.



Figura 19. Parti rimanenti della cassetta di stringa

Da analisi effettuate sulle altre cassette, anche di altri impianti, a mezzo di termocamere è stato evidente come la disposizione dei componenti di misura delle grandezze elettriche di ogni stringa all'interno delle cassette fosse soggetta a errori di assemblaggio, in particolare nei bulloni di serraggio dei contatti delle barre sulla scheda elettronica.

Nelle versioni sostituite la ditta produttrice ha provveduto a modificare sia i componenti elettronici che i dispositivi di isolamento.

Le cassette di stringa e l'inverter sono oggetto di ispezioni periodiche per verificarne la corretta funzionalità e la corretta temperatura di esercizio.

Capitolo 6. Monitoraggio

La funzionalità dell'inverter installato sono verificabili attraverso il corrispondente pannello operatore integrato o sistema di telecontrollo connesso via LAN.

L'impianto è dotato di un sistema di monitoraggio integrale per il controllo dei parametri elettrici e ambientali realizzato con moduli per l'acquisizione di variabili ed eventi significativi espressi tramite grandezze analogiche o digitali. Le informazioni raccolte faranno capo al pannello operatore che svolge le funzioni di acquisizione, memorizzazione e invio dati per un totale controllo del funzionamento dell'impianto.

Elenco di grandezze monitorate:

- temperatura ambiente
- temperatura moduli
- radiazione solare
- correnti di stringa
- stato interruttori
- grandezze elettriche di chopper e inverter
- potenza istantanea
- energia prodotta
- allarmi e guasti

Sensoristica montata in campo:

- solarimetro
- temperatura moduli
- controllo temperatura ambiente

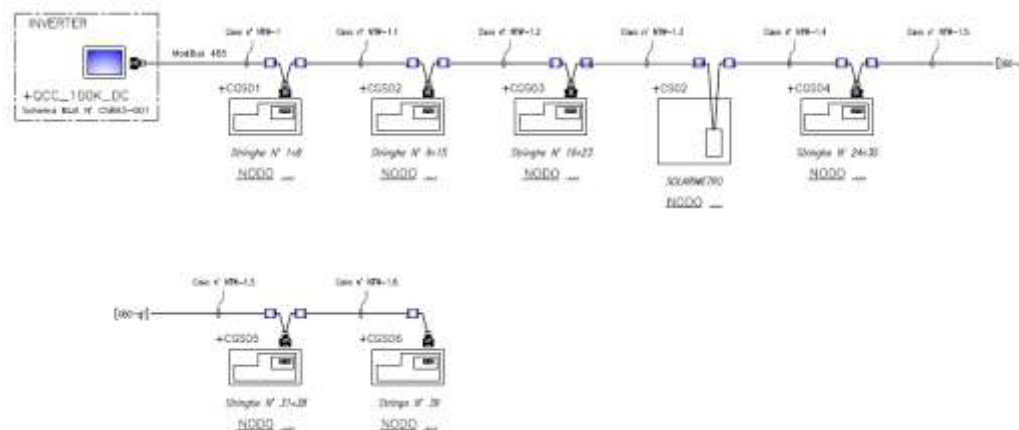


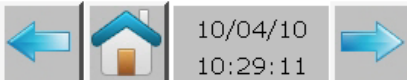
Figura 20. Schema collegamento bus cassette di stringa

6.1 Il pannello operatore

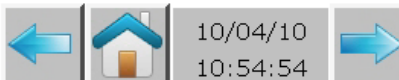
L'inverter Elvi_Universal dispone di un touch panel montato a fronte quadro. Questo pannello rappresenta l'interfaccia verso il controllo sia per un operatore esperto sia per un utilizzatore istruito.

Principalmente vengono visualizzati:

- lo stato operativo dell'inverter
- i valori delle misure effettuate lato rete e lato campo PV
- lo stato di ingressi ed uscite digitali
- eventuali messaggi di errore
- alcuni parametri di configurazione protetti da password

MISURE ELETTRICHE	
ENERGIA PRODOTTA:	
MODIFICA	,0 kWh
RENDIMENTO	0,000
RETE AC:	
TENSIONE	0 V
CORRENTE	0,0 I
POTENZA	0 W
DC BUS:	
TENSIONE	0,0 V
CAMPO PV:	
TENSIONE	0 V
CORRENTE	0,0 A
POTENZA	0 W
	

In questa pagina sono visualizzate le misure elettriche effettuate sul sistema.

BIT DI STATO & COMANDO	
STATO:	COMANDO:
ABIL. SISTEMA NOT OK	APRI KP
ABIL. CAMPO PV NOT OK	APRI DDI
P. INTERFACCIA NOT OK	B.A. RETE & CAMPO OFF
INVERTER OK	STOP INVERTER
CHOPPER OK	STOP CHOPPER
SEQUENZA FASI NOT OK	OFF MIS. BUFFER CDR
DC BUS NOT OK	TEST I/O OFF
INT. VENTIL. APERTO	
PARALLELO NON ABILIT.	
MODBUS NOT OK	
KP APERTO	
DDI APERTO	
CDR DIAGNOST. NOT OK	
	

In questa pagina, nella colonna sinistra è presente la visualizzazione dello stato attuale del sistema, nella colonna destra invece sono presenti i comandi inviati al sistema.

Figura 21. Videate del pannello operatore

6.2 Software elaborazione dati PVQuery

PVQuery è un software statistico sviluppato per poter ottenere informazioni sull'andamento globale dell'impianto fotovoltaico in modo rapido e semplificato. Le funzioni del programma permettono un'analisi dei dati di facile lettura ed interpretazione grazie all'utilizzo di tabelle e grafici esplicativi. Tutta l'applicazione è gestibile attraverso un'interfaccia utente intuitiva e semplice da utilizzare, con cui è possibile importare i dati da elaborare, eseguire delle interrogazioni sull'andamento e stampare report.

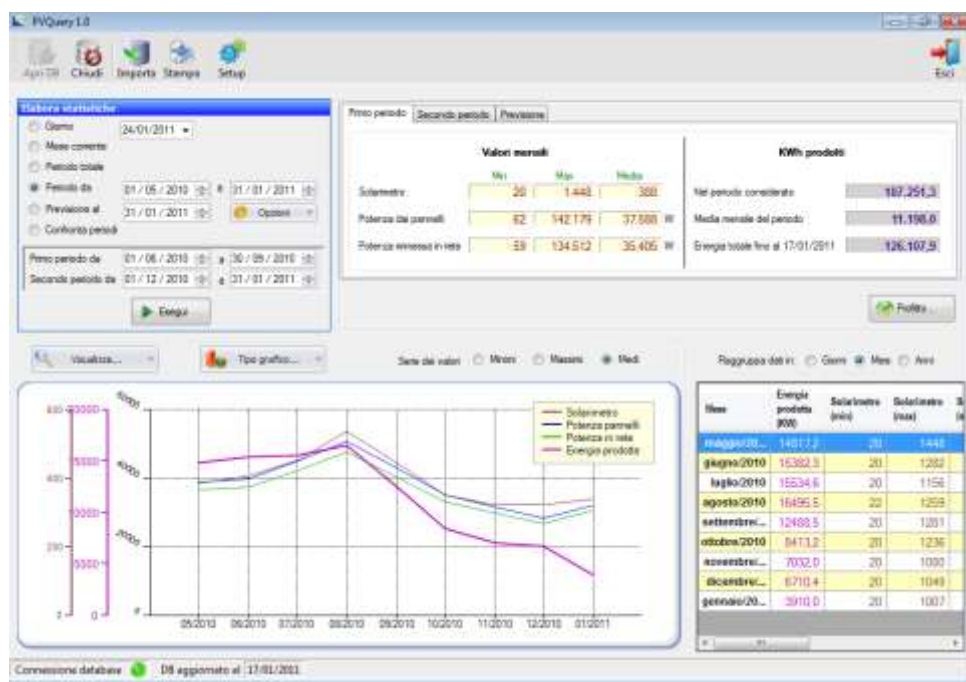


Figura 22. Schermata principale software PVQuery

Funzioni principali:

- Import incrementale dei dati dell'impianto fotovoltaico all'interno del database
- Elaborazione statistica su una singola giornata, sul mese corrente, sul periodo totale o

su un periodo impostato dall'utente

- Confronto tra due periodi di tempo differenti
- Elaborazione di una previsione sulla produzione di energia dell'impianto
- Andamento dei valori del solarimetro, della potenza sviluppata dai pannelli, dell'energia immessa in rete e della produzione di energia
- Report riassuntivi dell'elaborazione e dei risultati ottenuti.

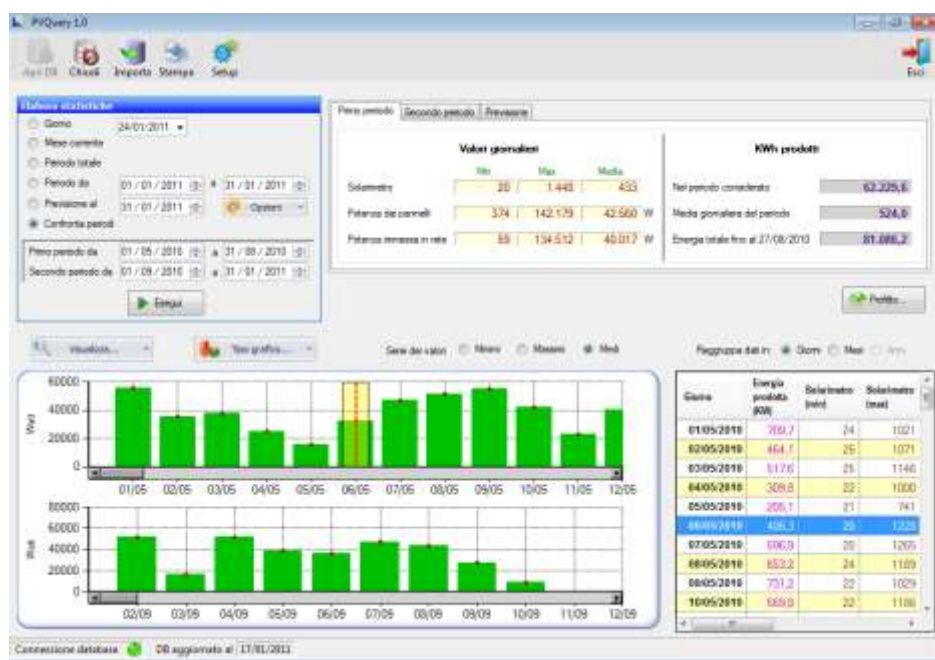


Figura 23. Schermata confronto periodi software PVQuery

6.3 Evoluzione nel monitoraggio

Ad oggi sono già disponibili soluzioni molto diverse per il monitoraggio dei parametri necessari al controllo della produttività degli impianti fotovoltaici, la differenza principale è la trasformazione delle cassette di stringa in semplici punti di giunzione elettrica e il trasferimento della componentistica elettronica di misura all'interno della junction box del singolo pannello.

Questa soluzione adottata da diverse ditte sfrutta le potenzialità di una comunicazione wireless tra i pannelli in standard prevalentemente 802.15.4 per trasmettere tutte le informazioni relative al singolo pannello fino ad un punto di raccolta centrale che provvederà poi ad elaborarle e renderle disponibili.



Figura 24. Esempio di elettronica integrata nella JB

Il dispositivo elettronico inserito nella JB del modulo fotovoltaico Slave misura direttamente le tensioni e la corrente generate dal modulo, la temperatura interna alla Junction Box

Il modulo diventa un'entità intelligente e univoca di una rete wireless basata sul protocollo ZigBee & Standard IEEE 802.15.4 a 2,4GHz

I dati sono raccolti in un software di monitoraggio che può discriminare pannello per pannello le condizioni di allarme



Figura 25. Esempio di individuazione di un pannello oscurato

Un'altra possibilità di sviluppo del monitoraggio capillare è data dalla progettazione di microinverter DC/AC destinati alla conversione in BT dell'energia prodotta dal singolo pannello fotovoltaico. In questo caso è l'inverter stesso ad essere replicato in un numero equivalente a quello dei pannelli, mettendo a disposizione tramite onde convogliate le informazioni di monitoraggio direttamente sulla linea BT.

Questo tipo di soluzioni sono molto indicate soprattutto per impianti di dimensioni medio-piccole in quanto permettono di ridurre drasticamente i cablaggi e gli ingombri.

Per quanto riguarda i cablaggi vengono sostituiti tutti da un unico cavo precablato che raccoglierà dagli inverter la tensione alternata da immettere direttamente nella rete BT, gli ingombri degli inverter vengono azzerati in quanto vengono installati direttamente sotto il singolo pannello a cui si connettono tramite i cavi precablati in dotazione ad ogni pannello. Inoltre per impianti inferiori a 20kW non è richiesto il trasformatore di isolamento e quindi è necessario collocare all'interno dell'edificio solo il contatore di conteggio e il terminale del monitoraggio.



Figura 26. Esempio di installazione microinverter

Capitolo 7. Smart Grid

Le nuove esigenze della distribuzione, la liberalizzazione della produzione, l'incremento dell'apporto delle fonti rinnovabili, le piccole centrali private, impongono alle reti elettriche di innovarsi ed affidarsi all'informatica.

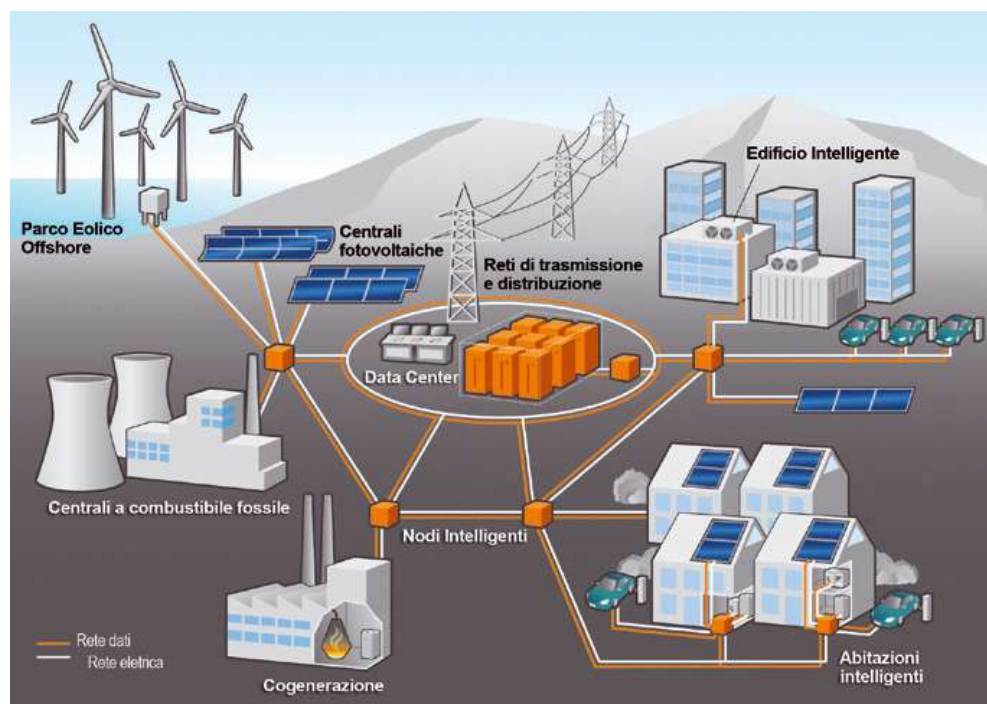


Figura 27. Riepilogo componenti di una smart grid

7.1 Il sistema elettrico nazionale

Per comprendere la necessità delle Smart Grid occorre rifarsi alla complessità del sistema elettrico, che in Italia, nel 2009, contava:

- 1.161 impianti di generazione termoelettrica;
- decine di migliaia di impianti di generazione da fonti rinnovabili;
- oltre 400.000 km di elettrodotti di trasmissione ad alta e media tensione
- circa 850.000 km di linee di distribuzione a bassa tensione;
- oltre 2.000 stazioni elettriche di trasformazione e distribuzione in alta tensione.

Il consumo giornaliero di elettricità in Italia raggiunge 45 GWh in inverno e supera i 53 GWh in estate. Tutto questo viene gestito da un imponente sistema finalizzato ad ovviare a guasti, variazioni della domanda e degli assetti di rete. Siccome allo stato attuale l'energia elettrica non si può immagazzinare, bisogna produrre, istante per istante, la quantità richiesta dall'insieme dei consumatori (famiglie e aziende) e gestirne la trasmissione in modo che l'offerta e la domanda siano sempre in equilibrio, garantendo così la continuità e la sicurezza della fornitura del servizio.

L'attività di dispacciamento richiede il monitoraggio dei flussi elettrici e l'esercizio coordinato di impianti di produzione, rete di trasmissione e servizi ausiliari. La gestione in tempo reale del nostro sistema elettrico, interconnesso con quello europeo, viene svolta dal Centro nazionale di controllo, il quale acquisisce, istante per istante, tutti i dati relativi allo stato del sistema elettrico e, in base alle esigenze del momento, mette in atto le opportune azioni correttive.

7.1.1 Centro nazionale di controllo

Il Centro opera in tre fasi:

Nella fase di programmazione: elabora i piani di esercizio sviluppati sulla base delle previsioni della domanda di energia e di potenza a livello nazionale e della disponibilità dei mezzi di produzione. Le previsioni a breve termine, settimanali e giornaliere, sviluppate in base a quelle a medio termine, consentono di valutare i livelli di produzione, la configurazione di funzionamento della rete e la riserva di potenza.

Nella fase di controllo in tempo reale, il Centro analizza lo stato del sistema elettrico ed interviene sulla produzione della potenza attiva e reattiva e sull'assetto di rete; contemporaneamente opera per l'ottimizzazione del servizio, il ripristino in caso di disservizi, il controllo di eventuali emergenze ed il coordinamento della manutenzione.

Nella fase di analisi dell'esercizio, oltre all'elaborazione delle statistiche, analizza il funzionamento del sistema di produzione e trasmissione.

Il Centro nazionale di controllo si avvale di otto centri di ripartizione, che decidono gli interventi sugli impianti in fase di programmazione e controllo in tempo reale.

7.2 Il perché delle smart grid

Negli ultimi anni la produzione e la distribuzione dell'energia elettrica sono state interessate da grandi cambiamenti: la liberalizzazione della produzione e l'entrata in tale settore di grandi soggetti privati, la crescita della quota energetica dovuta alle fonti rinnovabili, la diffusione dei piccoli impianti fotovoltaici domestici, ma anche l'incremento del consumo civile e industriale. Questo ed altro impone oggi una rivisitazione del sistema elettrico nazionale, sia per ottimizzare e meglio dislocare la produzione, sia per limitare le perdite e quindi incrementare l'efficienza delle reti di

distribuzione, cosa che si traduce sia in un vantaggio economico, sia in un bene per l'ambiente. E la revisione del sistema elettrico non può che passare per l'informatizzazione della rete di distribuzione dell'energia.

Affidare la rete elettrica a una rete informatica permetterebbe di mantenere sotto controllo i punti nevralgici, diagnosticare guasti, prevenire sovraccarichi e intervenire più prontamente di una persona; ma non solo.

La dislocazione sul territorio nazionale delle centrali elettriche, che non sempre rispecchia le necessità locali spesso crea degli scompensi energetici tra zone ad alta richiesta e bassa produzione e zone a bassa richiesta e alta produzione.

L'utilizzo continuo del trasporto su linee di distribuzione comporta inevitabilmente una perdita dovuta alle distanze in gioco che potrebbero essere ridotte convogliando l'elettricità all'utilizzatore attraverso la scelta di percorsi sempre più corti, è uno dei compiti delle Smart Grid e certamente viene incontro a esigenze sia economiche che ambientali.

Il secondo aspetto, probabilmente il più attuale, è la crescente diffusione degli impianti privati, i quali, grazie allo "scambio sul posto", possono cedere elettricità alla rete elettrica; il problema è che non è facile controllare l'attività di miriadi di piccoli punti di immissione e convogliare questa micro-produzione dove il fabbisogno lo impone.

Qui, più che in altri ambiti, le Smart Grid possono risultare risolutive, interfacciandosi con i contatori elettronici e ottimizzando il dispacciamento.

Analogo è il concetto per i grandi impianti che si basano sull'energia solare ed eolica; quest'ultima, in particolare, è nota per la sua discontinuità, che rischia di vanificare i grandi pregi dello sfruttamento del vento.

Un ulteriore aspetto che evidenzia l'importanza delle Smart Grid è l'evoluzione della tipologia di consumo e l'indubbio incremento dell'elettricità richiesta quando le automobili elettriche sostituiranno le attuali: se è vero che avremo l'aria più pulita in città, è vero altrettanto che sarà necessario produrre più corrente, dato che i MWh attualmente sviluppati dai motori endotermici dovranno essere sostituiti da MWh elettrici.

Ma non solo: le auto elettriche a batteria si caricano molto lentamente e quindi è preferibile metterle in carica la notte a casa propria o nelle autorimesse degli autonoleggi o delle aziende, il che significa spostare più elettricità in certe zone la notte.

7.3 Gli elementi base di una Smart Grid

- un sistema informatico che monitorizza la rete da remoto attraverso sensori e apparecchiature elettroniche intelligenti collocati presso le utenze, allo scopo di analizzare consumi e trend;
- la trasmissione di dati in tempo reale, attraverso reti di comunicazione;
- un sistema decisionale in real-time che include modelli, simulazioni, visualizzazioni e capacità analitiche, capace di intervenire sulla rete e di operare in remoto, interagendo con i carichi attivi e i parametri di esercizio.

Conclusioni

Il presente lavoro ha cercato di mostrare i concetti chiave e le fasi di realizzazione di un impianto di produzione di energia elettrica tramite la conversione fotovoltaica.

Proprio la conversione fotovoltaica è la tecnologia chiave per gli sviluppi futuri relativi all'autosufficienza energetica e quindi alla sostenibilità ambientale, essendo l'unica semplice e adattabile a tutti i contesti di utilizzo.

La continua ricerca nel settore porterà alla scoperta di nuovi modi di produzione basati oltre che sul silicio su materiali organici che insieme ad una drastica diminuzione dei prezzi avranno come conseguenza una maggiore copertura di superfici inutilizzate con il relativo aumento di produzione di energia elettrica in maniera diffusa.

L'applicazione di drastiche riduzioni agli sprechi energetici che fino ad oggi sono stati contemplati, come ad esempio l'applicazione di norme per la regolamentazione delle costruzioni, l'adozione di mezzi di trasporto ibridi e in futuro esclusivamente elettrici, la riduzione delle perdite dovute al trasporto incontrollato dell'energia, sarà conseguenza di una consapevolezza generale di dover utilizzare le risorse messeci a disposizione dal pianeta in modo tale da poterle riconsegnare alle generazioni future che dovranno a loro volta riutilizzarle.

Una delle possibili soluzioni al problema sarà creare delle condizioni di autosufficienza energetica sfruttando l'enorme quantità di energia fornitaci dal sole e organizzando isole di produzione-consumo in cui la produzione sarà costituita da tutti i piccoli-medi impianti degli edifici e il consumo solo da quelli che eccedono la propria produzione di energia.

Collegando in rete tutte le risorse e le richieste sarà possibile organizzarle e effettuare la condivisione dell'energia nel modo più conveniente possibile, quindi limitando al massimo gli sprechi dovuti al trasporto.

Per risolvere il problema cardine delle energie rinnovabili, la non continua disponibilità, si attueranno tecniche di immagazzinamento già ad oggi fattibili. Una delle possibilità è sfruttare la produzione di elettricità in eccesso per la produzione di idrogeno, che però risulta di difficile stoccaggio e riutilizzo dovendo creare delle infrastrutture ad hoc. Più realistica e decisamente più conveniente a livello di fattibilità tecnica ed economica è la proposta di convertire l'elettricità verde in gas naturale.

Il processo sviluppato dal centro di ricerca sull'idrogeno e l'energia solare del Baden-Wurttemberg (ZSW), in collaborazione con il dipartimento delle tecnologie per l'energia eolica e i sistemi energetici (IWES) del Fraunhofer Institute consente di assicurare una costante disponibilità di energia accumulando l'elettricità in eccesso sotto forma di metano climaticamente neutro – un sostituto del gas naturale. Il processo utilizza l'elettrolisi per separare l'acqua generando idrogeno e ossigeno. Una reazione chimica dell'idrogeno con l'anidride carbonica determina la formazione di metano in tutto e per tutto identico al gas naturale, solo che viene prodotto per sintesi. Il gas non soltanto può essere conservato, ma anche utilizzato come combustibile o a scopo di riscaldamento utilizzando i normali impianti già presenti sul mercato.

La soluzione costituirebbe la chiusura del cerchio dell'energia:

- la produzione dalla risorsa solare
- l'utilizzo della stessa immediatamente per autoconsumo
- la condivisione in modo intelligente tra utenze diverse
- lo stoccaggio dopo la trasformazione in gas
- la riconversione in elettricità per autoconsumo
- l'utilizzo del gas per l'alimentazione degli impianti di riscaldamento o per i veicoli di trasporto

Tutto questo sarà possibile dopo l'attuazione di una grande rivoluzione della rete di trasporto dell'energia, che dovrà vedere l'affiancamento di una rete di trasporto delle informazioni, con uguale se non maggiore importanza, che consentirà a tutte le centinaia di migliaia di semplici centrali di produzione sparse sul territorio nazionale di dialogare e mantenere attivo il più complicato sistema di autosufficienza energetica.

Bibliografia

1. Eventi/Convegni

- a. Enersolar 2011 - Rho
- b. Greenergy 2011 - Rho
- c. Solarfortronic 2011 - Assago
- d. mcTER 2011 – San Donato Milanese
- e. RF&Wireless 2010 – San Donato Milanese

2. Web

- a. www.gse.it – gestore servizi elettrici nazionale
- b. <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/> - Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS)
- c. www.schaffner.com – Produttore filtri EMI
- d. <http://enphase.com/> - Produttore microinverter

3. Testi

- a. Rapporto statistico GSE - 2010
- b. DIRETTIVA 2001/77/CE – promozione energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili
- c. D.M. 05/05/2011 – Quarto conto energia

- d. Fotovoltaico, tecnologie a confronto – Arsenio Spadoni Maggio 2009
- e. Termocamere: uno strumento rapido ed affidabile per il collaudo dei pannelli solari - Nota tecnica FLIR
- f. Smart Grid, l'elettricità diventa intelligente – Davide Scullino Marzo 2011
- g. SPIM monitoring system – Sara Costa software engineer S.E.M. srl
- h. Conversione dell'elettricità verde in gas natural – Dipartimento IWES del Fraunhofer Institute