POLITECNICO DI TORINO

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Energetica e Nucleare

Tesi di Laurea Magistrale

Studio di fattibilità tecnico-economica di un impianto fotovoltaico integrato su tetto



Relatore: Candidato:

Prof. Filippo Spertino Giulia Pasqualin

Anno accademico 2018/2019

Sommario

Int	rod	luzione	4
1.	Pr	ocesso fotovoltaico	6
	1.	Effetto fotovoltaico	6
	2.	Circuito equivalente cella solare	10
	3.	Connessione in serie ed in parallelo di celle fotovoltaiche	13
	4.	Celle fotovoltaiche	16
	5.	Moduli fotovoltaici	18
		Parametri moduli FV fotovoltaici	19
	6.	Inverter fotovoltaico	20
	7.	Impianto fotovoltaico	21
2.	Cr	riteri tecnici per la progettazione di un impianto fotovoltaico connesso alla rete	23
	1.	Sopralluogo	23
		Linee guida VVFF	25
	2.	Determinazione della risorsa solare annua	26
	3.	Dimensionamento del generatore	27
		Formule analitiche	28
		PVGIS	28
	4.	Dimensionamento dell'inverter	29
	5.	Dimensionamento degli altri componenti costituenti l'impianto	30
3.	Sc	elte progettuale per impianto fotovoltaico 3344 kWp collegato alla rete di Media Te	nsione .32
		Conto energia	33
		Affitto edificio	33
	1.	Sito di installazione	34
	2.	Impianto	35
		Moduli fotovoltaici	35
		Inverter	36
		Struttura	38
		Cabine degli inverter	39
		Quadri di primo parallelo	40
		Quadri di campo	40

		Altrı componentı	42
	3.	Analisi impianto con le stringhe	42
	4.	Layout e Schema unifilare	43
	5.	Producibilità	43
Al	lega	to 3.A Scheda tecnica dei moduli MASDAR PV MP95-S	50
Al	lega	to 3.B Scheda tecnica dell'inverter Bonfiglioli RPS 450/510 TL	52
Al	lega	to 3.C Layout impianto fotovoltaico Solar Plus	54
Al	lega	to 3.D Schema elettrico unifilare cabina 1	55
Al	lega	to 3.E Schema elettrico unifilare cabina 2-3-4	56
4.	Ar	nalisi problematiche impianto fotovoltaico con sistema di monitoraggio	57
	1.	Problemi evidenziati	57
		Sistema di fissaggio dei moduli fotovoltaici	58
		Inclinazioni differenti dei moduli fotovoltaici	60
		Scelta dei moduli	61
		Quadri di primo parallelo	61
		Quadri di campo	62
	2.	Producibilità reale	62
	3.	Contratto O&M Myenergy SpA	63
		Interventi	64
	4.	Monitoraggio dell'impianto fotovoltaico	65
		Sunguard	65
		Analisi singoli inverter	65
5.	Pr	ogettazione di un nuovo generatore fotovoltaico su uno stesso sito su nuova tecnologia	72
		Revamping	72
	1.	Nuovo impianto	74
		Moduli fotovoltaici	75
		Inverter	76
		Struttura	77
		Altri componenti	79
	2.	Analisi impianto con stringhe	81
	3.	Layout e Schema unifilare	84
	4.	Analisi producibilità	84
		Stima dell'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico	85

Studio con formula analitica per il calcolo della 1	producibilità	92
Allegato 5.A Scheda tecnica dei moduli Hanwha Q.CEL	LLS Q.PEAK-G4.1 305	100
Allegato 5.B Layout impianto fotovoltaico nuovo impia	nto modello 1	102
Allegato 5.C Layout impianto fotovoltaico nuovo impia	nto modello 2	103
Allegato 5.D Schema elettrico unifilare nuovo impianto		104
6. Considerazioni economiche		105
1. Convenienza economica		105
2. Indici economici		106
Valore attuale netto		107
Tempo di ritorno dell'investimento		108
Tasso interno di rendimento		108
3. L'investimento		109
Impianto fotovoltaico attuale		110
Progetto migliorativo		111
4. Confronto		115
Conclusione		116
Bibliografia		118
Ringraziamenti		119

Introduzione

Il fotovoltaico è una delle forme di energia rinnovabile che sta trovando ampio utilizzo nella nostra epoca. Anche l'Italia ha una buona percentuale di utilizzo di energia elettrica da fotovoltaico sia su larga scala che su scala ridotta. Nell'immagine seguente viene descritta la potenza installata dal 2012 al 2018 [1]. Si può notare un notevole aumento durante gli anni e si può sperare che le cose continuino in questo verso poiché i prezzi per investire in un impianto fotovoltaico sono diminuiti nettamente durante gli anni.

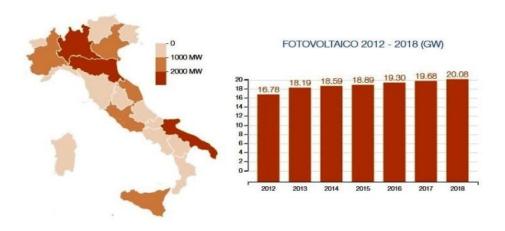


Figura 1 Immagine da fonte Terna: potenza installata in Italia dal 2012 al 2018

Negli ultimi anni sono stati numerosi gli incentivi statali per l'installazione degli impianti fotovoltaici che hanno contribuito a coinvolgere gli italiani in questa direzione. Ora per i residenziali si ha la detrazione del 50% dell'investimento iniziale diviso in 10 anni dall'inizio di attività dell'impianto fotovoltaico e lo scambio sul posto, cioè il meccanismo attraverso il quale viene valorizzata tutta l'energia immessa dall'utente nella rete elettrica. Si tratta di una forma di compensazione economica tra immissione e prelievi. Anche le aziende che investono nel fotovoltaico usufruiscono dello scambio sul posto.

Alla fine del 2018 si sono contati circa 818.000 impianti fotovoltaici e di questi l'83,7% è relativo ad impianti fotovoltaico sotto i 12 kWp. Salendo di taglia (12-20 kWp) gli impianti arrivano al 7,6 % del totale. In percentuale minore sono gli impianti con potenza da 20 kWp ad 1 MWp. La potenza maggiore installata si trova in Puglia, in testa soprattutto per il numero di impianti nella taglia di 200 kWp a 1 MWp. La Lombardia, invece, conta il maggior numero di impianti fotovoltaici installati sotto i 200 kWp. [1]

Nel passato si utilizzavano gli incentivi attraverso la stipulazione del Conto Energia del GSE, Gestore Servizi Energetici. Per ogni kWh di energia immessa della rete, il proprietario riceveva un incentivo monetario che variava a seconda del conto energia con cui era stato costruito l'impianto e a seconda della potenza del generatore FV.

La tesi si concentra nell'analizzare un impianto fotovoltaico costruito su tetto e si propone un suo ammodernamento al fine di migliorare alcuni aspetti tecnici ed elettrici. Con una potenza di 3344 kWp, l'impianto fotovoltaico in questione è stato costruito su un tetto ed usufruisce degli incentivi del Terzo Conto Energia.

La tesi è composta da un capitolo iniziale che introduce il principio di funzionamento del processo fotovoltaico spiegando il funzionamento ed analizzando le varie tecnologie usato per i componenti principali di un impianto FV: i moduli e l'inverter o convertitore DC/AC.

Il capitolo secondo spiega quali sono le principali fasi per poter iniziare la progettazione di un impianto fotovoltaico. Grazie all'esperienza a Myenergy SpA, ho imparato ad affrontare una richiesta di progettazione, passando da un sopralluogo preliminare alla scelta dei componenti.

Il capitolo terzo analizza l'impianto fotovoltaico attuale nei suoi aspetti tecnici. Attraverso lo studio del layout e dello schema unifilare, si è potuto calcolare la producibilità che ci si aspettava producesse l'impianto fotovoltaico.

Il capitolo quarto, invece, spiega quali sono stati i problemi della progettazione iniziale dell'impianto fotovoltaico che hanno portato problemi e conseguente intervento da parte di Myenergy SpA per la manutenzione ordinaria. Myenergy SpA ha seguito dal 2014 la produzione dell'impianto fotovoltaico attraverso un servizio di monitoraggio attraverso il quale è stato possibile in questa tesi vedere la producibilità reale anche del singolo inverter.

La progettazione di ammodernamento si trova nel capitolo cinque, nel quale sono indicate le modalità di scelta dei componenti da sostituire per poter migliorare la produzione di corrente elettrica dell'impianto fotovoltaico. La producibilità è stata calcolata attraverso il software PVGIS in due modi differenti: una stima e uno studio analitico.

Infine, il capitolo sei effettua lo studio di ammodernamento dell'impianto fotovoltaico dal punto di vista economico. Si sono calcolati i principali indici economici come il tempo di ritorno TR, il valore attuale netto VAN ed il tasso di rendimento TIR.

Capitolo 1

Processo fotovoltaico

La radiazione solare arriva sulla terra passando attraverso l'atmosfera e in parte viene riflessa, in parte diffusa ed in parte assorbita. Sulla superficie orizzontale arriva la radiazione diretta (dalla direzione del sole) e la radiazione diffusa (da ogni direzione del cielo).

Un sistema fotovoltaico permette di convertire l'energia solare incidente direttamente in elettricità attraverso l'utilizzo di particolare materiali. Essi sono detti semiconduttori e sono caratterizzati da un Energy Gap tra la banda di conduzione e la banda di valenza: quando un elettrone presente nella banda di valenza passa alla banda di conduzione significa che è stato assorbito un fotone dal materiale. E' l'effetto fotovoltaico.

1. Effetto fotovoltaico

L'energia posseduta dai fotoni è espressa nella seguente formula:

$$E_{nh} = h * c/\lambda$$

Dove:

- h: costante di Planck = $6,626 * 10^{-34} Js$;

- c: velocità della luce = $3 * 10^8 m/s$;

λ: lunghezza d'onda della luce.

Il sole fornisce alla terra luce solare che oltre l'atmosfera ha una densità di potenza di $1366 \, W/m^2$. Quando arriva sulla Terra essa si riduce fino a $1000 \, W/m^2$ a causa di fenomeni di riflessione, assorbimento e diffusione per la presenza di gas, vapore acqueo e particelle solide in sospensione nell'atmosfera stessa. Questo fenomeno viene spiegato dalla definizione di Massa d'Aria: essa è intesa come lo spessore di atmosfera attraversata dai raggi solari per raggiungere la superficie terrestre. Quando i raggi colpiscono perpendicolarmente il suolo terrestre si indica con AM1 lo spessore dell'atmosfera. Quando ho AM1,5 significa che il sole forma un angolo di $48,2^{\circ}$ rispetto alla perpendicolare con la superficie terrestre. Maggiore è la massa d'aria, maggiore sarà la parte diffusa

ed assorbita della luce solare: i raggi solari devono, infatti, attraversare una porzione maggiore di atmosfera. [2]

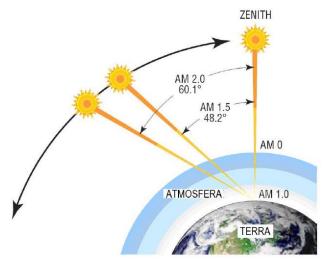


Figura 1.1 Diversi valori di massa d'aria con differenti latitudini

All'aumentare della lunghezza d'onda ho un decremento dell'energia fotovoltaica. Di seguito vengono analizzate le risposte spettrali delle principali tecnologie utilizzate per le celle fotovoltaiche.

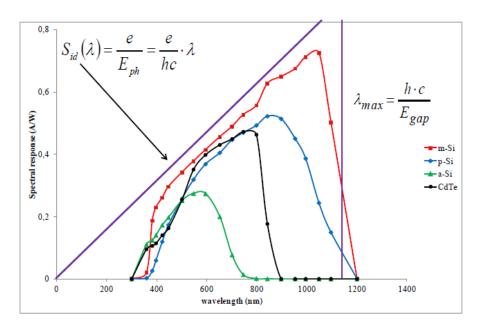


Figura 1.2 Risposta spettrale di diverse tecnologie della cella solare

Per risposta spettrale si intende:

$$S = \frac{e}{E} = \frac{e}{h * c} * \lambda$$

Quella ideale è con $E = E_{ph}$.

Alcuni materiali hanno la possibilità di trasformare la luce, o radiazione elettromagnetica, incidente in energia e ciò è stato osservato per la prima volta da Alexandre Edmond Becquerel nel 1839 e successivamente è stato studiato da Albert Einstein che teorizzò l'effetto fotoelettrico nel 1905.

La cella fotovoltaica è l'elemento base del sistema fotovoltaico poiché essa permette di convertire l'energia solare direttamente in elettricità. Essa è costituita da un materiale semiconduttore che per la maggior parte delle volte è il silicio. Il semiconduttore, come anticipato, è costituito da:

- Banda di valenza: costituita da coppie di elettroni occupate in legami chimici;
- Banda di conduzione: composta da elettroni con alto livello energetico che permette alle stesse di muoversi nella zona cristallina.

Tra le due bande esiste un energy gap: è l'energia necessaria per far muovere gli elettroni dalla banda di conduzione alla banda di valenza e si misura in [eV]. Esistono, inoltre, materiali isolanti e materiali conduttori: i primi hanno un elevato energy gap, mentre i secondi hanno la banda di valenza e di conduzione attaccate. All'aumentare dell'energy gap, aumenta la tensione.

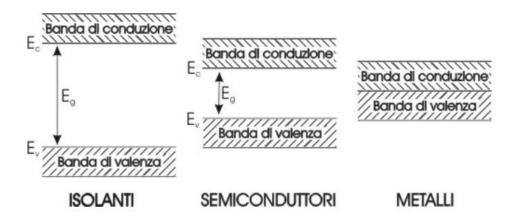


Figura 1.3 Struttura a bande di diversi materiali

Materiale	Energy Gap [eV]
Silicio cristallino (c-Si)	1,1
Silicio Amorfo (a-Si)	1,75
Garmanio (Ge)	0,67
Gallio Arsenide (GaAs)	1,42
Indio Fosfide (InP)	1,34
Rame Indio Diselenide (CuInSe)	1,1
Cadmio Telluride (CdTe)	1,45
Cadmio Sulfide (CdS)	2,4

Per poter diventare generatore elettrico, bisogna ricorrere ad una giunzione P-N e ottenere un diodo. Quindi si "droga" il silicio: un semiconduttore si droga negativamente (N) con il fosforo, cioè si rende disponibile un elettrone di conduzione, ed un altro semiconduttore si droga positivamente (P) con il boro, cioè si crea una lacuna.

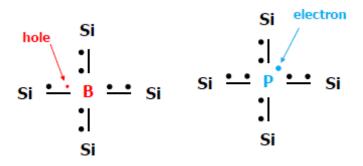


Figura 1.4 Drogaggio con Boro e Fosforo del Silicio

Il "diodo" P-N è generalmente caratterizzato dalla zona N con spessore e dalla zona P con spessore e si trova nella zona inferiore della cella. Quando si avvicinano le due zone, lacune ed elettroni diffondono attraverso la giunzione. Si crea corrente di diffusione I_{diff} .

Quando la luce solare colpisce la cella, i fotoni vengono assorbiti e vengono liberati gli elettroni. Si formano coppie lacune-elettrone su entrambe le zone N e P. Gli elettroni sono attratti dalla zona povera P. Per permettere il passaggio degli elettroni si collegano due elettrodi, uno nella parte superiore (N) e uno nella parte inferiore (P). In questo modo gli elettroni possono fluire lungo il circuito esterno e creare corrente.

Gli elettroni non riescono a migrare internamente perché tra la zona P e la zona N si crea una giunzione di alta carica elettrica. Questo campo elettrico separa gli elettroni in eccesso, generati dall'assorbimento della luce, dalle rispettive lacune e vengono spinti in direzioni opposte creando la corrente fotovoltaica I_{ph} .. Gli elettroni non riescono ad attraversare la giunzione e sono quindi costretti ad attraversare il circuito esterno. La giunzione è definita, infatti, barriera di cella. Lungo di essa di crea la *depletion region*, cioè una regione di esaurimento.

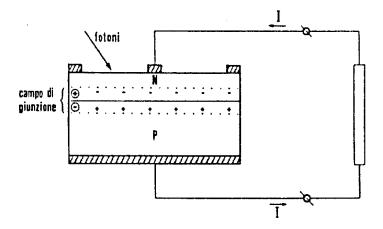


Figura 1.5 Giunzione P-N con circuito esterno

2. Circuito equivalente cella solare

Il circuito equivalente di una cella solare è espresso nell'immagine seguente.

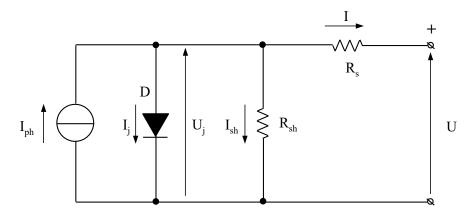


Figura 1.6 Circuito equivalente cella solare con resistenza in serie ed in parallelo

Dove:

- I_{ph} : Corrente data dall'irradianza, proporzionale all'irradianza e alla superficie dei pannelli fotovoltaici = $k_{mat} * G * A$;
- I_j ; corrente di giunzione con singolo esponenziale = $I_o * (e^{\frac{q*U_j}{m*k*T}} 1)$ (q: carica dell'elettrone, m: fattore di qualità di giunzione, k: costante di Boltzmann);
- R_{Sh} : resistenza di parallelo;
- R_S : resistenza di serie.

Come si può vedere, ho il generatore ideale di corrente con I_{ph} in parallelo con il diodo reale con I_{j} .

La caratteristica I-U di una cella fotovoltaica ideale è data da:

$$I = I_{ph} - I_i - U_i / R_{sh}$$

Il bilancio delle tensioni è dato da:

$$U = U_i - R_s I$$

La curva I-U di una cella solare incrocia tre quadranti: in due quadranti, il primo e nel terzo, si comporta come un caricatore con tensione e corrente inversa. Nel primo quadrante ho il limite minimo di tensione ammissibile, U_b , ed il limite termico. Se ho $U \le U_b$ mi trovo nella regione della rottura, cioè la "macchina" si ferma.

Nel terzo quadrante ho solo il limite di temperatura.

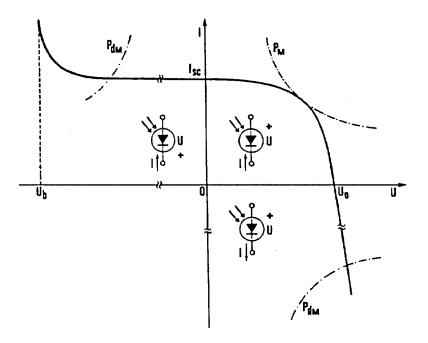


Figura 1.7 Caratteristica I-U nei tre quadranti

Il normale funzionamento avviene nel secondo quadrante con caratteristica I-U. In essa posso identificare i punti di corto circuito e di massima potenza rispettivamente:

- $I_{SC} e U_{OC}$
- $I_{mpp} e U_{mpp}$

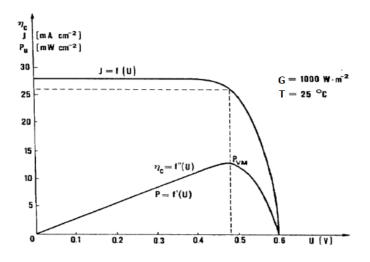


Figura 1.8 Caratteristica I-U principale

La potenza massima è data da:

$$P_{mpp} = I_{mpp} * U_{mpp}$$

La caratteristica dipende dalle variazioni di irradianza e di temperatura.

Con temperatura fissa a 25 °C (STC), I_{SC} e I_{mpp} cambiano in proporzione all'orradianza incidente. U_{OC} e U_{mpp} hanno un minore impatto, fatto dovuto alla legge logaritmica).

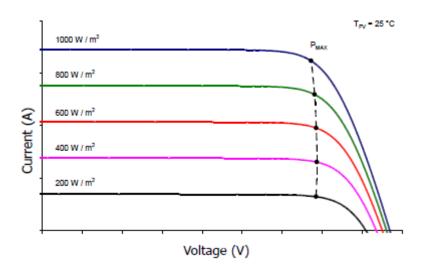


Figura 1.9 Andamento della corrente e della tensione al variare dell'irradianza

Considerando invece un irraggiamento costante, all'aumentare della temperatura ho:

- Un aumento della corrente di corto circuito I_{SC} ed una diminuzione della I_{mpp} (di solito $\frac{dI_{SC}}{dT}$ = $10 \,\mu A/(cm^2 * {}^{\circ}C)$);
- Una diminuzione della tensione di circuito aperto (di solito $\frac{dU_{OC}}{dT} = -2.2 \text{ mV/°C}$).

Di conseguenza anche la potenza massima diminuisce (di solito $\frac{dP_M/P_M}{dT} = -0.45 \%/^{\circ}C$).

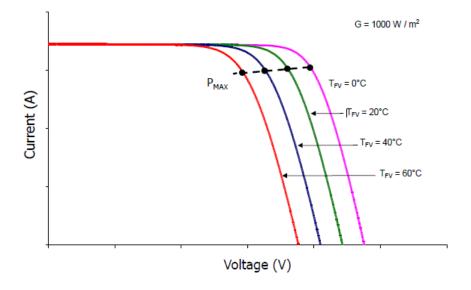


Figura 1.10 Andamento della corrente e della tensione al variare della temperatura

3. Connessione in serie ed in parallelo di celle fotovoltaiche

Ogni cella solare in silicio cristallino ha una tensione di circa 0,6 V ed una densità di corrente $Jsc = 25 - 35 \, mA/cm^2$. Per raggiungere la potenza richiesta si connettono più celle in serie ed in parallelo.

Se N_s celle sono connesse in serie tra di loro, quindi formano una stringa ed una di esse ha una caratteristica I-U diversa dalle altre per un difetto di fabbrica o perché è ombreggiata, la caratteristica risultante della stringa è formata dalla somma della tensione $(N_s - 1) * U$ delle $N_s - 1$ celle uguali e corrente I_{SC} pari a quella della celle peggiore.

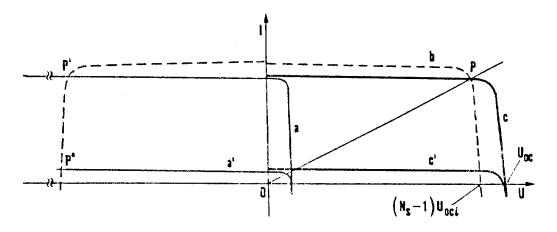


Figura 1.11 Effetto mismatch con celle in serie

Dove:

- a e a': curve della cella con difetti di fabbrica o ombreggiata;
- b: curva caratteristica delle N_s 1 celle;
- c e c': curva data dalla somma delle altre.

La stessa curva risultante ha una tensione a circuito aperto U_{OC} pari alla somma delle $U_{OC,i}$ delle singole celle e una corrente di corto circuito I_{SC} teoricamente pari alla corrente di corto circuito della cella che eroga la corrente più bassa, cioè:

$$U_{oc} = \sum_{i} U_{oc,i}$$

$$I_{sc} \cong (I_{sc})_{min}$$

Il peggior rischio per una connessione in serie è il corto circuito. Se si verifica un aumento di carico, la cella scadente è sottoposta ad una tensione inversa con conseguente potenza da dissipare maggiore rispetto a quella massima dissipabile con formazione di *hot spots* che possono provocare danni alla cella. Se ho, inoltre, una tensione maggiore rispetto a quella di rottura U_n ho la distruzione della cella.

Il problema viene evitato connettendo in parallelo alla cella in ombra un diodo che evita alla cella di operare come un caricatore con alta tensione inversa. Viene chiamato diodo di bypass: esso evita che la corrente I_{SC} della connessione in serie sia limitata al valore della I_{SC} della cella peggiore. Come si vede dal grafico seguente, ora la somma delle due curve (dov U_1 : $(N_S - 1)$ celle uguali e U_2 : cella scadente) ha come I_{SC} quella delle celle migliori.

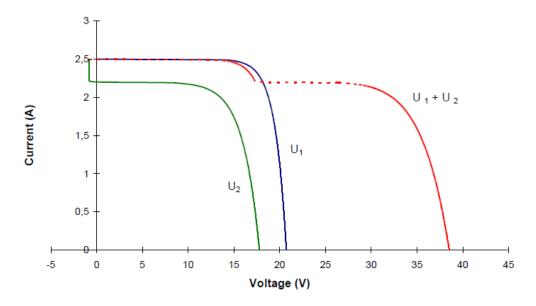


Figura 1.12 Caratteristiche I-U con l'introduzione del diodo di bypass

Invece, quando connetto le celle in parallelo, se ho una cella ha dei difetti, la somma delle curve ha come corrente $(N_P - 1) * I$ mentre la tensione U_{OC} è uguale a quella della cella con difetti.

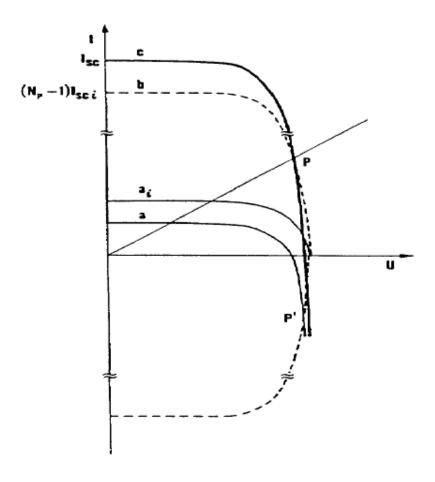


Figura 1.13 Effetto mismatch con celle in parallelo

Quindi la caratteristica risultante ha una corrente di corto circuito I_{SC} pari alla somma delle I_{SC} , i delle singole celle e una tensione a circuito aperto molto prossima a quella della cella oscurata, cioè:

$$I_{sc} = \sum_{i} I_{sc,i}$$

$$U_{oc} \cong (U_{oc})_{min}$$

Il peggior rischio per una connessione in parallelo è il circuito aperto perché la cella scadente assorbe tutta la corrente incidente sulle celle. Ciò causa un aumento di temperatura che porta alla rottura della cella.

Per evitare questo problema, si connette in serie alle celle un diodo che permette alla cella scadente di non funzionare come un caricatore della corrente inversa. Viene chiamato blocking diode. In questo modo la somma delle curve ottiene con U_{OC} quello uguale alle celle buone. Come si vede dal grafico

seguente, ora la somma delle due curve (dov I_1 : $(N_P - 1)$ celle uguali e I_2 : cella scadente) ha come I_{SC} quella delle celle migliori.

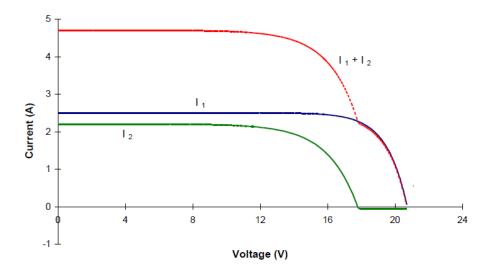


Figura 1.14 Caratteristiche I-U con l'introduzione del blocking diode

4. Celle fotovoltaiche

Le celle fotovoltaiche possono essere di vario tipo. Le più diffuse e più efficienti sono quelle in silicio cristallino. Possono essere policristalline o monocristalline.

I primi sono formati con la tecnologia del "block casting", cioè il silicio viene fuso in un crogiolo di grafite e poi raffreddato controllando la cristallizzazione direzionale, al fine di avere i cristalli di silicio orientati verticalmente alla superficie. Poi viene tagliato in lingotti a forma di parallelepipedo con base quadrata di lato 15,6 cm. Le celle monocristalline, invece, sono ricavate da un unico cristallo di silicio di sezione circolare: infatti il lingotto del silicio monocristallino è di forma cilindrica perché viene ottenuto per accrescimento di un cristallo filiforme in lenta rotazione (Metodo Czocharalsky). La loro forma finale è ottagonale.

Ad essi viene tagliato il lato inferiore e superiore pieni di impurità. A questo punto il materiale è drogato positivamente. Il lingotto a sua volta viene tagliato in fette di spessore 0.2-0.3 mm. A questo punto, mediante diffusione gassosa con composti di fosforo a temperatura 800-1200 °C si crea il drogaggio di tipo N. In seguito uno strato di antiriflesso viene depositato per poter ridurre le perdite per riflessione. A questo punto si realizzano gli elettrodi: sulla faccia anteriore esposta alla luce si depone un elettrodo a griglia con una serigrafia ("screen printing" con lega di Al-Ag), in modo da ottenere un contatto con lo strato drogato N, mentre sulla faccia posteriore si depone un elettrodo a placca in lega di Al.

Nel lato negativo si formano così i finger ed i busbar. I primi sono linee orizzontali che percorrono tutta la cella e permettono di raccogliere la corrente DC generata di darla ai busbar a cui sono collegati. I busbars, invece, sono linee verticali ed il loro numero può variare. Portando, per esempio, da due a quattro il numero dei bus bar è stato possibile ridurre le perdite di energia all'interno di ogni cella fotovoltaica. Per utilizzare quattro bus bar, però, è necessario ridurne la larghezza in modo da consentire alle celle di raccogliere una quantità sufficiente di energia solare, il che rende tuttavia più difficile il processo di saldatura con apparecchiature automatiche per il collegamento di ogni cella al cavo di interconnessione

Un'altra tipologia di cella fotovoltaica è quella con silicio amorfo, chiamata anche a film sottile. Viene chiamata in questo modo perché viene depositato uno strato sottile di semiconduttore su una superficie di supporto: in questo modo si risparmia il materiale semiconduttore ed occorre meno energia per produrla. Un altro aspetto positivo delle celle a film sottile è la loro capacità di rendere bene anche con luce non diretta.

Nonostante questo, il rendimento delle celle a con silicio amorfo è nettamente inferiore a quello delle celle con silicio cristallino. [3]



Figura 1.15 Celle fotovoltaiche

Altre celle fotovoltaiche sono le CIS "Copper, Indium, Selenide" e CdTe "Telluro di Cadmio". Si tratta di particolari tipologie di pannelli solari che non prevedono l'utilizzo del silicio. Sono realizzati con la tecnologia del film sottile.

Per quanto riguarda il rendimento, le celle monocristalline sono le migliori e raggiungono ormai anche valori come 21%.

Tecnologia	Efficienza
Celle monocristalline	15-21%
Celle policristalline	16-18%
Celle amorfe	6-10%
Celle CIS	11-13%
Celle CdTe	13-15%

5. Moduli fotovoltaici

Più celle fotovoltaiche formano il modulo fotovoltaico. La tensione totale delle celle collegate in serie è data dalla somma delle tensioni delle celle, mentre la corrente totale è data dalla corrente di una cella.

La tipica struttura di un modulo fotovoltaico è la seguente:

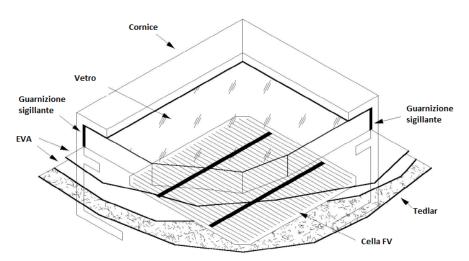


Figura 1.16 Celle fotovoltaica

La formazione dei pannelli fotovoltaici si presenta come un wafer o fette che per il materiale monocristallino sono di forma rotonda, invece quelle in materiale policristallino sono di forma quadrata.

La stratificazione è la seguente:

- Vetro;
- Foglio sigillante o EVA;
- Cella FV;
- Foglio sigillante o EVA;
- Vetro o tedlar.

Il foglio sigillante o EVA permette alla cella di fissarsi al vetro. E' un polimero termoplastico che sopporta una temperatura massima di 70-80 °C.

Parametri moduli FV

Uno dei parametri più caratteristici di un modulo fotovoltaico è l'efficienza di conversione. Esso è importante, ma non quanto si creda. Infatti, due moduli con pari potenza nominale, a parità di condizioni ambientali ed irraggiamento di $1 \, kW/m^2$, forniscono la stessa potenza indipendentemente dall'efficienza del modulo stesso. L'unica differenza è che il modulo meno efficiente occupa meno spazio, quindi il modulo monocristallino ad alta efficienza sono utili quando c'è carenza di spazio.

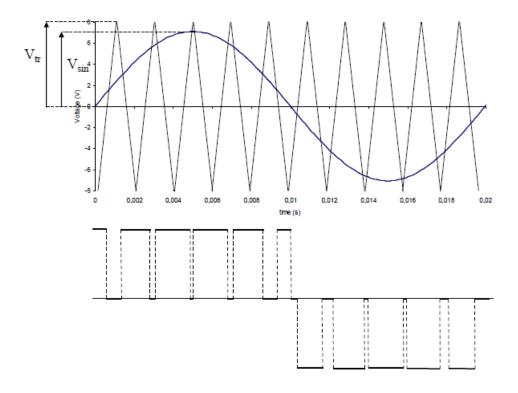
Un paramento invece importante è la tolleranza sulla potenza: esso descrive come può variare la potenza nominale di un modulo. Per esempio un modulo può avere tolleranza positiva e/o negativa (es. -/+3%). Un moduli con sola tolleranza positiva è migliore rispetto ad uno che ne ha entrambe.

La potenza nominale è la potenza massima erogata dal modulo in STC, cioè con G=1 kW/m^2 , e T=25°C. Poiché la STC è la condizione di collaudo in laboratorio, si fornisce anche la temperatura normale di funzionamento della NOCT (*Normal Operating Cell Temperature*). Tale temperatura viene fornito dal costruttore e definito come la temperatura a cui si stabilizza il modulo sottoposto a irradianza di 800 W/m2 con una temperatura ambiente di 20 °C. Il NOCT e il coefficiente di temperatura per la potenza $\gamma = \frac{dP_M/P_M}{dT}$ indicano come aumentano le perdite con la temperatura. Un modulo è più pregiato se ha NOCT e γ basso. I moduli a film sottile sono meno sensibili alla temperatura, quindi sono più adatti dove la temperatura aumenta per mancanza di ventilazione.

6. Inverter fotovoltaico

I moduli fotovoltaici sono collegati in stringhe, cioè sono collegati in serie. Le stringhe in parallelo formano il campo fotovoltaico. In questo modo si ottiene la tensione stabilita (più moduli in serie) e la potenza stabilita (più moduli in parallelo). Il campo o generatore fotovoltaico produce corrente in forma continua (DC) e grazie al collegamento con un convertitore DC/AC o inverter si ottiene la corrente in alternata (AC) che può essere utilizzata dalla maggior parte degli utilizzatori.

Si tratta di un inverter a tensione impressa ("Voltage Source Inverter") dove l'input prima del convertitore è rappresentato dal sistema fotovoltaico. Viene tipicamente impiegata la tecnica di modulazione Pulse Width Modulation PWM che consiste nel regolare l'ampiezza e la frequenza della tensione in uscita AC per fare in modo che la sua forma d'onda sia il più possibile sinusoidale. Attraverso la modulazione della larghezza di impulso, ho la possibilità di paragonare un'onda triangolare ed una sinusoidale e generare il segnale di comando dei transistor. Quando l'onda sinusoidale è maggiore rispetto a quella triangolare, la tensione in uscita è maggiore. Al contrato, la tensione in uscita è pari a zero. La durata dell'impulso è maggiore vicino ai picchi nella curva sinusoidale. Le stess econsiderazioni si fanno nella situazione negativa.



Gli inverter possono essere centralizzati o di stringa. Gli inverter centralizzati sono inverter utilizzati generalmente per impianti fotovoltaici di grandi dimensioni e possono avere potenze

20

anche fino a 800 kW. Gli inverter di stringa, invece, sono inverter più piccoli ed hanno dimensioni inferiori a quelli centralizzati. Sono utilizzati per impianti residenziali ma anche commerciali ed arrivano a potenze di 100-120 kW circa. I primi hanno un costo inferiore rispetto a quelli di stringa, ma non permettono di monitorare accuratamente i singoli moduli fotovoltaici in quanto con un unico grande inverter ho molte stringhe connesse in parallelo. Inoltre, per la maggior parte dei casi, gli inverter centralizzati hanno un singolo inseguitore di potenza massima MPPT.

Si chiama inseguitore del punto di massima potenza, oppure MPPT (*Maximum Power Point Tracking*) il convertitore DC/DC adeguatamente controllato che permette di far corrispondere il punto di funzionamento a quello di massima potenza. Il numero degli MPPT all'interno di un inverter è un parametro molto importante in quanto maggiori essi sono, maggiore sarà la capacità dell'inverter di funzionare con migliore resa. E' molto importante avere più MPPT quando, per esempio, il tetto di un'abitazione ha più orientamenti. Come descritto prima, il MPPT cerca il punto di massima potenza, quindi cerca il miglior "rapporto" corrente/ tensione. Se i moduli sono orientati in maniera differente, essi riceveranno una radiazione solare diversa e quindi la tensione e la corrente sarà diversa tra di loro. Se un MPPT è collegato a moduli con tilt e/o azimuth diversi non riuscirà a funzionare bene, anzi, potrebbero esserci complicazioni.

Gli inverter possono prevedere o no il trasformatore all'interno. Gli inverter senza trasformatore sono chiamati (*Trasformer-less*, *TL*); essi hanno comunque un convertitore DC-DC.

L'inverter funziona entro un *range* di tensione, oltre al quale va in stand-by: se la tensione è più bassa non mantiene in funzione la logica di controllo e l'inseguitore di massima potenza; se è troppo elevata può danneggiare l'elettronica.

7. Impianto fotovoltaico

Un impianto fotovoltaico è formato quindi da:

- Generatore fotovoltaico;
- Inverter;
- Cavi;
- Quadri di tensione;
- Strumenti di monitoraggio.

Un impianto fotovoltaico può essere installato per essere collegato o no alla rete di distribuzione. Può essere un impianto *stand alone* o *grid connected*. Nel primo caso l'impianto fotovoltaico che produce

corrente elettrica solo per l'utenza, nel secondo caso ho immissione in rete dell'energia elettrica in eccesso cioè non utilizzata dalla rete. In entrambi i casi ho il risparmio della bolletta elettrica: parte dell'energia elettrica viene prodotta dall'impianto fotovoltaico e non necessito di comprarla dal distributore. Nel caso di impianto *grid-connected* ho un secondo vantaggio: tramite il metodo dello scambio sul posto ho un guadagno economico per ogni kWh di energia immessa nella rete di distribuzione.

In entrambi i casi l'impianto fotovoltaico deve essere dimensionato a seconda dei consumi previsti dall'utenza. Negli anni passati il Gestore dei Servizi Energetici GSE aveva promosso l'installazione di impianti fotovoltaici tramite dei decreti chiamati Conto Energia. Solar Plus ha usufruito degli incentivi del III Conto Energia.

Capitolo 2

Criteri tecnici per la progettazione di un impianto fotovoltaico connesso alla rete

La progettazione di un impianto fotovoltaico è articolata in alcune operazioni che devono essere eseguite per poterlo ideare e poi successivamente realizzarlo. Il dimensionamento dell'impianto fotovoltaico deve tenere principalmente in considerazione l'energia solare, cioè la sua fonte primaria. Essa varia da zona a zona e attraverso software e studi analitici la si può calcolare. Nonostante ciò bisogna comunque considerare dei margini di tolleranza in quanto non la si può prevedere con precisione.

Durante lo studio si dovrà studiare attentamente il dimensionamento dei suoi componenti e valutar anche la modalità di messa in opera degli stessi.

Durante i mesi in Myenergy SpA, ho potuto apprendere le principali fasi che si articolano per la progettazione della realizzazione di un impianto fotovoltaico:

- Sopralluogo;
- Determinazione dell'irraggiamento annuale;
- Dimensionamento del generatore FV;
- Dimensionamento degli inverter;
- Dimensionamento degli altri componenti costituenti l'impianto.

1. Sopralluogo

Durante il sopralluogo si deve analizzare il luogo in cui si intende installare l'impianto fotovoltaico. Attraverso il sopralluogo si hanno le prime informazioni necessarie per la progettazione che sono:

- Localizzazione geografica: si rileva latitudine e longitudine del luogo in esame con annessa altitudine;
- Tipologia di area su cui si installerà l'impianto fotovoltaico: l'impianto fotovoltaico si può installare free-standing, cioè sul terreno, oppure integrato o parzialmente integrato sul tetto.
 Una volta determinata la tipologia di impianto installabile si può definire il tipo di struttura di sostegno da utilizzare;

- Valutare dove installare gli altri componenti principali e secondari (inverter, cavi, quadri, ecc.).

Altri parametri importanti sono l'Azimuth ed il Tilt. Il tilt è l'angolo che formano con l'orizzontale, mentre il secondo è la deviazione rispetto alla direzione ideale sud.

L'inclinazione dei moduli può variare da 0° a 90° rispetto all'orizzontale.

L'orientamento di un modulo può avere segno negativo se è orientato verso est (-90°) oppure segno positivo se è orientato verso ovest (90°). Se è orientato verso sull'azimut è uguale a 0°.

La combinazione di tilt e azimuth determina l'esposizione del modulo. Al variare della posizione e della configurazione del sito, si dovranno scegliere valori diversi di inclinazione e di orientamento dell'impianto fotovoltaico al fine di ottenere la maggior produzione energetica possibile. Infatti migliore è l'esposizione al sole di un impianto fotovoltaico, maggiore sarà la producibilità dello stesso durante l'anno.

L'orientamento ottimale è comunque sempre verso Sud. L'inclinazione è proporzionale alla latitudine: aumentando quest'ultima si riduce l'altezza del Sole sull'orizzonte. Il tilt in Italia è calcolato diminuendo il valore della latitudine di 10°ed è circa 30°.

Chi effettua il sopralluogo, deve acquisire informazioni sulla tipologia di tetto o di terreno su cui si dovrà installare l'impianto fotovoltaico. Se si tratta di un tetto, dovrà capire la struttura dello stesso e su quali falde potrà installare i moduli fotovoltaici. Se si tratta di un impianto a terra, dovrà capire che tipo di terreno si tratta, se è franabile, se in profondità di sono corsi d'acqua e se ci sono delle tubazioni o linee elettriche sotterranee.

Durante la fase di progettazione, bisogna considerare anche delle regole da rispettare per quanto riguarda le prevenzioni. E' importante, per esempio, tener ben areati gli inverter ed i quadri di tensione: non bisogna metterli in zone troppo calde. Inoltre, devono essere ben accessibili.

Un'altra regola importante è quella dettata dalle Linee Guida dei VVFF: se si tratta, per esempio, di un impianto fotovoltaico industriale, bisogna tener conto della distanza minima di sicurezza dai lucernari al fine di prevenire la caduta dei moduli fotovoltaici attraverso i lucernari durante un incendio.

Linee guida VVFF

Le Linee Guida dei VVFF sono state redatte nell'anno 2012 "VVF Nota DCPREV prot. n.1324" del 7 febbraio 2012 e definiscono delle regole per la corretta installazione dei componenti principali di un impianto fotovoltaico.

Gli impianti fotovoltaici possono originare un incendio che può propagare attraverso evacuatori di fumo e di calore e causare interferenze con le strutture adibite per lo spegnimento dell'incendio. L'installazione di un impianto fotovoltaico a servizio di attività soggette ai controlli di prevenzione incendi richiede l'istituzione pratica con il locale Comando Provinciale dei Vigili del fuoco.

I vigili del fuoco hanno disposto particolari norme per prevenzioni incendi da impianti fotovoltaici. Queste norme sono riferite sia alla tipologia di componenti da installare nell'impianto (per esempio i moduli) sia per come verranno installati.

Il "Certificato di prevenzione incendi" CPI è previsto per gli alcuni edifici industriali, palazzi residenziali più alti di 30 metri. Non è previsto per abitazioni residenziali e per palazzi residenziali più bassi di 30 metri.

I moduli fotovoltaici installati in un'attività soggetta a prevenzione incendi devono essere conformi alla:

- CEI EN 61730-1: Qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici Prescrizioni per la sicurezza;
- CEI EN 61730-2: Qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici Prescrizioni per le prove.

L'edificio su cui verrà installato l'impianto fotovoltaico deve essere analizzato al fine di valutare il rischio propagazione dell'incendio. Se per caso è combustibile occorre interporre uno strato di materiale di resistenza al fuoco EI 30 ed incombustibile (classe 0).

I componenti dell'impianto fotovoltaico devono essere installati rispettando la distanza di 1 metro da:

- Evacuatori di fumo e di calore;
- Verticale di eventuali elementi sottostanti che separano due compartimenti (per esempio un muro all'interno dell'edificio di separazione tra compartimenti);
- Componenti dovranno essere disposti in modo da non veicolare gli incendi all'interno dell'edificio, per esempio vicino a lucernari e camini.

Infine i componenti devono essere installati lontani dalle vie di esoro e nei luoghi sicuri di cui DM 30/11/83.

Il cartello "Attenzione impianto fotovoltaico in tensione nominale durante le ore diurne (...V)" deve essere esposto:

- Nell'area accessibile in cui è ubicato l'impianto fotovoltaico;
- Sulle condutture ogni 10 m;
- In corrispondenza di tutti i varchi di accesso del fabbricato, se l'impianto fotovoltaico è sul tetto.

Devono essere effettuate verifiche periodiche dell'impianto fotovoltaico nei confronti del rischio incendi, con particolare riferimento all'efficienza delle connessioni. [4]

Gli impianti fotovoltaici installati prima del 26/3/10 non sono soggetti a prescrizioni antincendio specifiche. L'impianto in questione, Solar Plus, non era sotto prescrizione dei vigili del fuoco. Nonostante ciò il layout dell'impianto fotovoltaico presenta alcune problematiche: per esempio, i moduli fotovoltaici sono stati installati alcuni vicino ai lucernari, altri addirittura sopra i lucernari.

Con la progettazione di un nuovo generatore fotovoltaico di Solar Plus si prevede di rispettare le distanze minime di sicurezza definire dai VVFF.

2. Determinazione della risorsa solare annua

Per iniziare la progettazione, bisogna per prima cosa analizzare la planimetria del sito in questione per capire quale sarà la radiazione solare durante l'anno. Essa dipenderà quindi dal sito e dalla modalità di installazione dei moduli fotovoltaici: si passa a valori di produzione di 1600 kWh/kWp al Sud Italia a valori di 1100 kWh/kWp al Nord Italia.

Nella valutazione della risorsa solare annua bisogna tener conto anche di fattori di ombreggiamento dovuti presenza di edifici e alberi circostanti, e se si installa sul tetto ci possono essere canne fumarie e antenne. Bisogna quindi capire come al variare della posizione del sole nel cielo, variano le ombre provocate dalle varie strutture adiacenti.

Per fare ciò ci si può avvalere di alcuni software per la progettazione dei impianti solari o dei diagrammi solari ovvero diagrammi in cui sono riportate le angolazioni che il sole assume nella sfera celeste rispetto al piano e alla verticale nel corso dell'anno. Tale diagramma è specifico per un'assegnata latitudine e longitudine.

Utilizzando software online come PVGIs si possono ottenere le valutazioni energetiche al variare dei parametri:

- Tilt;
- Azimuth;
- Latitudine e Longitudine.

Se si tratta di un impianto fotovoltaico su tetto, si sceglierà la falda più vantaggiosa. La maggior parte delle volte, i moduli sono complanari alla falda quindi il tilt del modulo dipenderà dall'inclinazione della falda.

Se si tratta di un impianto fotovoltaico a terra, la scelta dell'Azimuth e del Tilt migliore è più facile. La maggior parte delle volte, se non ci sono problemi di spazio, si scelgono quelli ottimali per il sito di installazione.

3. Dimensionamento del generatore

Dall'analisi planimetrica è possibile dedurre la massima superficie occupabile. Il progettista valuta quali moduli fotovoltaici scegliere in base a vari fattori che possono essere:

- Economici: pannelli di tecnologia differente hanno costo differente. I pannelli, inoltre, all'aumentare dell'efficienza aumenta di conseguenza il costo. Per superfici limitate sarebbe meglio scegliere un modulo ad alta efficienza con potenza maggiore, per superfici più estese può essere adottato un pannello meno efficiente e con prezzo contenuto;
- Gusti del cliente: il cliente può preferire una marca o un'altra di pannelli;
- Potenza dell'impianto per le tariffe incentivanti: il cliente ha a disposizione vuole avvalersi di una tariffa incentivante per una determinata potenza dell'impianto fotovoltaico;
- Produzione annuale: il cliente di aspetta un determinato risparmio in bolletta elettrico grazie all'autoconsumo dell'energia elettrica prodotta dall'impianto fotovoltaico. L'impianto fotovoltaico si deve dimensionare secondo i consumi del cliente.

Per verificare la quantità di energia prodotta da un impianto fotovoltaico si possono usare formule analitiche o il software PVGIS.

Formule analitiche

Per dimensionare un impianto fotovoltaico si deve determinare la quantità di energia prodotta ogni giorno da un modulo fotovoltaico. Attraverso la seguente formula si calcola la potenza nominale attesa per l'impianto fotovoltaico desiderato:

$$P_{nom} = \frac{E_{att}}{h_{eq}}$$

Dove per h_{eq} si intende Ore Equivalenti cioè le ore annue di funzionamento nelle condizioni standard, cioè quando l'irraggiamento assume un valore pari a 1 kW/m^2 . Le ore equivalenti hanno come unità di misura kWh/kWp

Trovata al potenza nominale del generatore posso calcolare il numero di moduli necessari a costituire il generatore FV:

$$n_{mod} = \frac{P_{nom}}{P_{modulo}}$$

PVGIS

Attraverso il software PVGIS, nella sezione PV Estimated, si ottengono i valori mensili di produzione energetica di un impianto fotovoltaico. Per ottenerli, bisogna inserire i seguenti dati:

- Sito di installazione;
- Potenza dell'impianto fotovoltaico;
- Fattori di perdita: PVGIs di default inserisce 14% per perdite riguardanti inverter, cavi e altri componenti. Esse andranno a sommare le perdite dovute alla temperatura e a bassa irradianza (usando la temperatura ambiente locale) e dovute alla riflessione.
- Impianto free-standing (sul terreno) o building integrated (sul tetto);
- Tilt;
- Azimuth.

Cliccando sul tasto "Calculate", si ottiene il valore di producibilità annuale dell'impianto fotovoltaico.

Ottenuto il valore di producibilità, lo si deve confrontare con il valore di fabbisogno energetico annuale del cliente. Lo si può ottenere facilmente attraverso le bollette elettriche.

Se invece non si prevede l'autoconsumo dell'energia elettrica dell'impianto fotovoltaico, e quindi ci si avvale degli incentivi del conto energia, il confronto con il fabbisogno delle bollette non bisogna farlo.

4. Dimensionamento dell'inverter

Il seguente passo da compiere per la progettazione dell'impianto è di verificare la compatibilità tra le caratteristiche elettriche del generatore FV e quelle dell'inverter che permette di trasformare corrente DC in AC.

La scelta dell'inverter dipende strettamente:

- Dalla potenza del generatore FV;
- Dalla tensione massima di stringa a vuoto;
- Dalla corrente massima (quindi dal numero di pannelli per stringa posti in parallelo);
- Dall'intervallo MPPT, che è il *range* di tensione nel quale l'inverter è in grado di inseguire il punto di massima potenza;
- Dal fatto che si voglia o meno suddividere la potenza su più inverter con diverse configurazioni.

In certi casi in cui si ha buona radiazione solare e bassa temperatura, come in Valle d'Aosta in montagna, vi è la possibilità di sovraccaricare l'inverter fino al 20% in più della potenza nominale perché ho maggiori perdite. Infatti la potenza ideale del generatore fotovoltaico è generalmente superiore alla potenza massima erogabile dall'inverter di un 10-20% poiché si considera che il generatore non funzionerà mai alla massima potenza e in modo tale da compensare la diminuzione della potenza dei moduli FV dovuta alla sporcizia accumulata nel tempo, alla temperatura di funzionamento, alle perdite nei cavi e nell'inverter oltre al degrado prestazionale cui il modulo FV è destinato per invecchiamento. Gli inverter, infatti, funzionano meglio se sono sovradimensionati nei casi in cui ho temperatura maggiore rispetto a quella standard STC. Si prenda in esempio l'inverter SMA CORE 1 la cui curva del grado di rendimento è rappresentata nell'immagine sottostante.

Con un rapporto P_{nom}/P_{mod} uguale a circa 0,2, il rendimento dell'inverter raggiunge il suo valore massimo, cioè 97,8%.

Infatti aumentando la potenza in ingresso avremo una crescita della potenza in uscita e di conseguenza si restringerà notevolmente il campo di funzionamento dell'inverter, diminuendo le ore di lavoro per

le quali il fattore (P_{nom}/P_{mod}) sarà inferiore a 0,2, zona nella quale la macchina ha un rendimento peggiore.

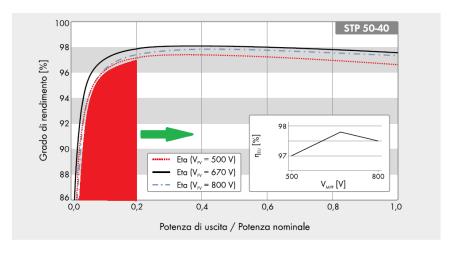


Figura 2.1 Curva del rendimento dell'inverter SMA CORE 1

Per quanto riguarda la tensione massima a circuito aperto dei moduli, va ricordato che i valori forniti dai costruttori sono normalmente riferiti a una temperatura di 25°C. I moduli FV presentano una tensione ai loro capi variabile in funzione della temperatura d'esercizio; più precisamente la loro tensione aumenta al diminuire della temperatura. Ciò implica che la verifica della tensione massima a circuito aperto vada effettuata sulla base della minima temperatura d'esercizio presunta e a tale temperatura, la tensione dovrà risultare inferiore a quella massima applicabile all'ingresso dell'inverter.

Per l'inverter da connettere alla rete è preferibile l'uso di macchine che abbiano tensioni di inseguimento della massima potenza (*Maximum Power Point Tracker*, MPPT) sufficientemente elevate per ridurre la corrente, a parità di potenza. Così si riduce anche il numero di stringhe in parallelo.

5. Dimensionamento degli altri componenti costituenti l'impianto

I componenti secondari dell'impianto fotovoltaico sono i cavi e le protezioni.

I cavi per impianti fotovoltaici hanno delle caratteristiche che sono descritte nella norma CEI 20-91. Essi hanno un'anima di rame rivestita da una guaina di isolamento e devono avere una tensione nominale di 1000V. Devono essere resistenti ad un *range* di temperatura che varia da -40 °C a 120°C. Per scegliere i cavi bisogna considerare due fattori, cioè la quantità da corrente che li attraverserà e la lunghezza che dovranno percorrere.

CAPITOLO 2. CRITERI TECNICI PER LA PROGETTAZIONE DI UN IMPIANTO FOTOVOLTAICO CONNESSO ALLA RETE

Le correnti di normale funzionamento e le sovracorrenti sul lato DC sono dello stesso ordine di grandezza (con differenze del 10% circa) e non superano 10 A in ciascuna stringa. Dal punto di vista delle correnti sarebbero sufficienti le sezioni di $4 mm^2$ o da $6 mm^2$.

I conduttori attivi sono ricoperti con l'isolamento di colore diverso a seconda della loro funzione:

- Rosso/nero per il polo positivo/negativo in corrente continua;
- Marrone/grigio/nero/blu per le fasi e il neutro in corrente alternata;
- Giallo/verde per la messa a terra.

Invece, le correnti in lati AC sono superiori alle normali correnti di funzionamento. Per questo motivo, le dimensioni dei cavi lato DC sono maggiori e le distanze saranno minori. Infatti, la maggior parte delle volte, gli inverter sono vicini ai quadri di rete.

I quadri di rete contengono apparecchiature di manovra e di protezione, a norme CEI 233 o CEI 175. Inoltre i quadri elettrici di Bassa Tensione, di cui sopra basati su involucri a norma CEI1713/1, dovranno essere certificati dal costruttore dello stesso secondo quanto richiesto dalla norma. [5]

Attraverso la stesura dello schema unifilare si potrà rappresentare schematicamente l'impianto fotovoltaico mostrando il percorso che le vie cavo compiono nell'atto di collegare le differenti parti del circuito. Su ogni via cavo vengono indicate le caratteristiche elettriche dei componenti.

Capitolo 3

Scelte progettuali per impianto fotovoltaico 3344 kWp collegato alla rete di Media Tensione

L'impianto fotovoltaico Solar Plus ha una potenza pari a 3.344 kWp ed un impianto *on-grid* collegato alla rete pubblica di Media Tensione. E' stato installato sulla copertura di un fabbricato industriale a Stradella in provincia di Pavia il 28 febbraio del 2011. Già dai primi mesi di esercizio, l'impianto fotovoltaico presentava dei valori molto bassi di produzione. La produzione ottimale per il primo anno di esercizio sarebbe dovuta essere di 3.949 MWh (quindi con una producibilità annua di 1181 kWh/kWp).

L'azienda ha installato l'impianto in questione attraverso le agevolazioni degli incentivi del terzo conto energia secondo il decreto ministeriale 6 agosto 2010 "Incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare". Il presente decreto stabilisce i criteri per incentivare la produzione di energia elettrica da impianti solari fotovoltaici e lo sviluppo di tecnologie innovative per la conversione fotovoltaica.

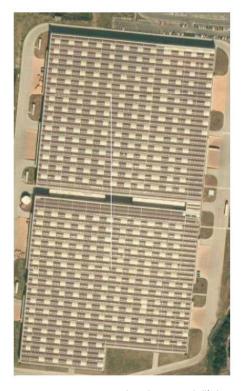


Figura 3.1 Impianto Solar Plus visto dall'alto

Conto energia

In Conto energia è un programma di incentivazione della produzione di energia elettrica da fonte solare mediante impianti fotovoltaici connessi alla rete elettrica (*grid connected*). Ogni kWh di energia immessa in rete fa guadagnare degli incentivi al proprietario dell'impianto fotovoltaico. Questi contributi finanziari hanno una durata di 20 anni e variano a seconda della potenza dell'impianto. Dal 2005 al 2013 sono stati programmati cinque diversi conti energia che prevedevano sia la possibilità di autoconsumare l'energia elettrica prodotta dal campo fotovoltaico sia di vendere quella in eccesso alla rete di distribuzione.

I conti energia sono elaborati dal Gestore dei Servizi Elettrici (GSE) e si occupa della promozione e l'incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili. [6]

L'impianto Solar Plus è stato progettato seguendo la Guida del Terzo Conto energia ed avendo potenza di 3344 kWp riceveva 0,351 euro/kwh. In seguito, nell'anno 2014, si è cambiato il valore dell'incentivo. Come affermato da una lettera di Addendum del GSE "A partire dal 1° gennaio 2015 e fino alla scadenza della convenzione, la tariffa incentivante da riconoscere all'impianto fotovoltaico oggetto della presente convenzione è pari alla tariffa spettante alla medesima data ridotta del 8%". Quindi la tariffa incentivante si è ridotta dal valore di 0,351 euro/kWh a 0,323 euro/kWh. [6]

Affitto edificio

L'edificio su cui si trova l'impianto fotovoltaico si trova a Stradella, Pavia, ed è stato affittato dall'azienda per la durata di 20 anni. L'edificio è un complesso immobiliare destinato ad uso deposito merci della superficie di 82.000 mq coperti e 85.000 mq scoperti per un totale di 165.000 mq. La copertura è realizzata in tegoli prefabbricati a sezione alare. La coibentazione è realizzata in pannelli rigidi di polistirene espanso.

Per la durata di 20 anni l'azienda Solar Plus ha stipulato un contratto con i proprietari della costruzione stabilendo che auna volta cessato il diritto di superficie la società sarà tenuta a riconsegnare al proprietario l'area in oggetto nella sua interezza, nello stato ex ante.

1. Il sito di installazione

Per la località sede dell'intervento, ovvero il comune di STRADELLA (PV), i valori giornalieri medi mensili dell'irradiazione solare sul piano orizzontale stimati sono indicati nella seguente tabella:

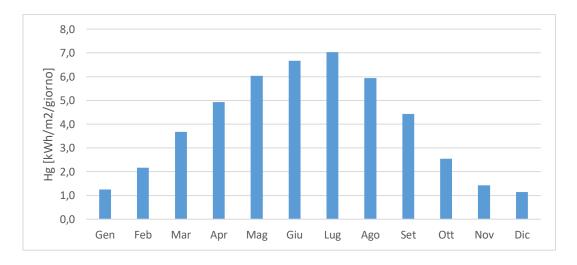


Tabella 3.1 Irradiazione sul piano orizzontale giornaliero

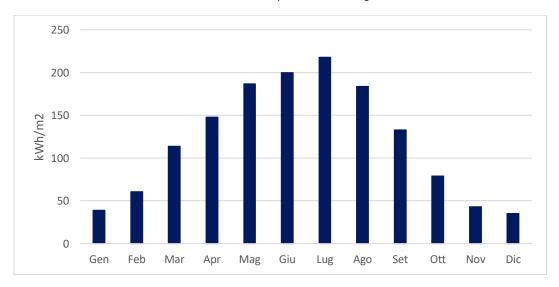


Tabella 3.2 Irradiazione sul piano orizzontale

2. Impianto

L'impianto è costituito da un generatore di potenza 3.344 kW ed è collegato in parallelo alla rete pubblica Enel. E' costituito da n. 35.200 moduli fotovoltaici collegati tra di loro in stringhe in serie ed in parallelo. Tutta la corrente elettrica prodotta viene immessa in rete. Solo una piccola parte viene poi utilizzata da quadri di bassa tensione e dal sistema di UPS ("Uninterruptible Power Supply"). Quest'ultimo è un'apparecchiatura utilizzata per mantenere costantemente alimentati elettricamente in corrente alternata gli apparecchi elettrici anche in caso di black-out.

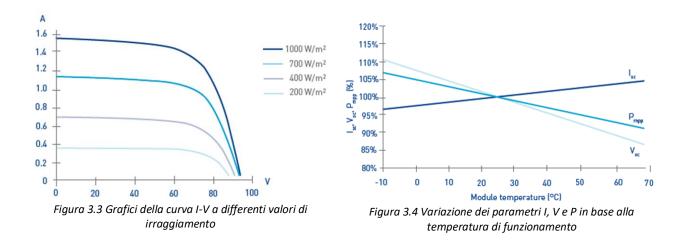
Moduli fotovoltaici

I moduli scelti sono i *MASDAR PV* modello *MP95-S*. Hanno potenza nominale di 95 Wp e sono di silicio amorfo, privi di telaio con struttura a doppio vetro (vetro-vetro), cioè non è disposto di una cornice in alluminio. Sono moduli a film sottile installati con diversi orientamenti: a seconda del cupolino ci possono essere 4, o 3 o 2 file di moduli. Ogni fila ha inclinazione differente.



Figura 3.2 Layout moduli FV

Nel grafico 1 viene rappresentata la caratteristica I - V al variare dell'irraggiamento. Nel grafico 2, invece, viene indicata la variazione della tensione, della corrente e della potenza a seconda della temperatura di funzionamento.



La garanzia del prodotto è di 5 anni, mentre per quanto riguarda la potenza si garantisce una diminuzione di:

- 10% della potenza nominale in uscita AC in 10 anni di vita;
- 20% della potenza nominale in uscita AC in 25 anni di vita.

In allegato al capitolo si trova scheda tecnica dei moduli MASDAR PV MP95-S (ALLEGATO 3.A).

Inverter

L'inverter utilizzato è il *Bonfiglioli RPS 450/510 TL*. E' un modello centralizzato con potenza lato DC di 510 kW e lato AC di 450 kW.



Figura 3.5 Bonfiglioli RPS 450/510 TL

E' un modello disponibile sia nella configurazione Multi-MPPT sia Master-Slave. Quest'ultima configurazione è quella scelta per l'impianto Solar Plus.

La configurazione Master-Slave consiste nell'avere i "moduli dell'inverter" con ruoli differenti, per cui uno è "master" e gli altri sono "slave". Il modulo dell'inverter "master" è l'elemento al quale è assegnata la priorità e che funziona da solo in caso di basso irraggiamento. Quando cresce la radiazione incidente fino al punto in cui la potenza prodotta supera quella massima dell'inverter master entra in gioco automaticamente il modulo dell'inverter successivo, cioè il primo "slave". In questo caso la configurazione è "master-slave-slave".

Al fine di suddividere equamente il carico di lavoro, il ruolo di master viene assegnato alternativamente ai diversi inverter, secondo cicli specifici. Il vantaggio di questa configurazione sta nel fatto che, anche con basso irraggiamento, il gruppo di conversione lavora con efficienza elevata. Nel caso in questione, il ruolo di "master" era sempre dello stesso modulo dell'inverter, non si cambiava mai il ruolo. Questo fatto può portare ad utilizzare maggiormente l'inverter master con un consumo maggiore dello stesso rispetto agli inverter slave.

Nonostante ciò, comunicando con l'azienda Bonfiglioli ci è stato detto che se l'impianto fotovoltaico funziona bene, non ci dovrebbero essere problemi di usura maggiore del primo inverter. L'azienda Bonfiglioli, infatti, ha testato la configurazione Master-Slave "con rotazione" su un impianto fotovoltaico in Italia di potenza circa 6 MWp ed il proprietario ha deciso di tornare alla configurazione Master-Slave senza rotazione perché non vedeva miglioramenti nella produzione o nel consumo degli inverter.



Figura 3.6 Foto degli inverter in cabina

In allegato al capitolo si trova scheda tecnica degli inverter *Bonfiglioli RPS 450/510 TL (ALLEGATO 3.B)*.

Struttura

I moduli sono installati su dei cupolini in lamiera grecata in gruppi da 4, da 3 o da 2 e poggiano su delle pattine. Per esempio, nella struttura da 4 moduli, hanno ancorato 4 piattine e le hanno fissate alla lamiera. Come si può notare, non dispongono di gommini o di morsetti sui lati per poter fissare i moduli. Questi ultimi sono stati direttamente incollati sui morsetti con della resina.



Figura 3.7 Foto con particolare della struttura

I moduli sono disposti sui cupolini in maniera differente: come si può vedere dai seguenti layout alcuni hanno 4 inclinazioni, in altri 3 o 2.

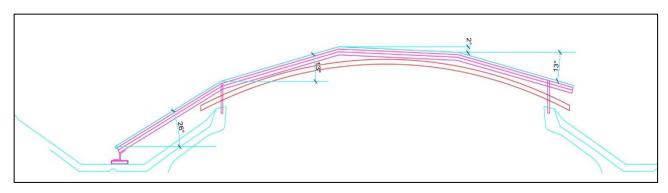


Figura 3.8 Moduli con 4 inclinazioni: 26°,13°, -2°, -13°

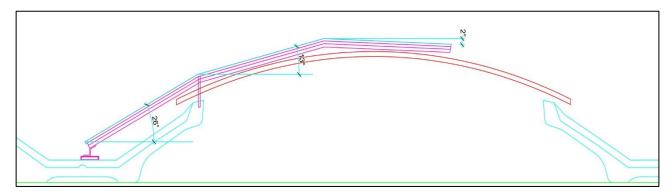


Figura 3.9 Moduli con 3 inclinazioni: 26°, 13°, 2°

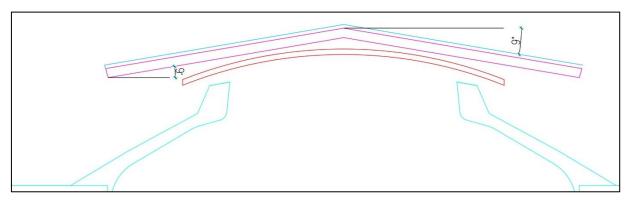


Figura 3.10 Moduli con 2 inclinazioni: 9°, -9°

La struttura di sostegno è profilato di acciaio, mentre le staffe e le viti sono in acciaio inossidabile. Ciascuna fila di pannelli è fissata a due profilati in alluminio vincolati alla copertura dell'edificio. Come si può vedere dal layout, in alcuni punti i cupolini presentano dei lucernari. I moduli sono stati installati anche vicino ad essi, non rispettando la distanza minima di sicurezza dettato dalle Linee Guida dei VVFF. L'impianto fotovoltaico è stato installato nel 2011, un anno prima dell'entrata in vigore delle Linee Guida dei VVFF.

Cabine degli inverter

Ci sono 4 cabine di trasformazione DC/AC: la prima ospita un inverter, le altre tre ospitano due inverter ciascuna. La prima cabina è collegata a 4.480 moduli, mentre le cabine seguenti sono collegate a 10.240 moduli.

Ogni cabina rappresenta un settore. In particolare:

SETTORE 1	n° 7 sottocampi formati da 80 stringhe ciascuno
SETTORE 2	n° 16 sottocampi formati da 80 stringhe ciascuno
SETTORE 3	n° 16 sottocampi formati da 80 stringhe ciascuno
SETTORE 4	n° 16 sottocampi formati da 80 stringhe ciascuno

Ogni sottocampo è costituito da stringhe da n°8 moduli fotovoltaici connessi in serie; le stringhe sono collegate in parallelo a gruppi di 5 attraverso i relativi quadri di primo parallelo equipaggiati con diodi di blocco. Ogni sottocampo ospita 640 moduli.

I quadri di stringa sono a loro volta collegati in parallelo attraverso i quadri di campo equipaggiati con fusibili di protezione, sezionatore generale con bobina di apertura e scaricatori di sovratensione; ciascun quadro di secondo parallelo fa capo al relativo inverter.

Quadri di primo parallelo

I quadri di primo parallelo sono 16 per ogni sotto campo. All'entrata arrivano i cavi positivi e negativi di ogni stringa: la corrente entrante è 1,53 A, mentre quella uscente è data dalla somma delle correnti di 5 stringhe, cioè 7.5 A.

Dal quadro di primo parallelo esce un cavo positivo e negativo indirizzato verso il quadro di campo.



Figura 3.11 Quadro di primo parallelo

Quadri di campo

I cavi positivi e negativi uscenti da ogni quadro di primo parallelo vengono poi collegati al quadro di campo. Esso contiene i diodi di blocco (o di stringa), i fusibili di stringa e le protezioni da

sovratensioni (scaricatori di sovratensione). Inoltre anche l'interruttore o sezionatore principale di corrente continua è presente nel quadro di campo: esso permette di poter evitare problemi in caso di sovratensione.

Si installano i quadri di campo per vari motivi:

- Quando il campo fotovoltaico è distante dall'inverter: si utilizza sia per evitare troppi cablaggi sia per problemi di sovratensione. Se per caso un fulmine colpisse l'impianto fotovoltaico, il quadro elettrico non permetterebbe alla sovratensione di arrivare ai moduli fotovoltaici in quando scaricherebbe a terra la sovratensione. Infatti i moduli fotovoltaici non hanno la messa a terra come invece ce l'hanno inverter e quadro di campo. Se per caso non ci fosse il quadro di campo, la sovra tensione arriverebbe ai moduli causando problemi elettrici.
- Quando l'impianto fotovoltaico è sotto CPI (protezione incendi) e l'inverter si trova all'interno dell'edificio: avendo un quadro di campo all'esterno dell'edificio e quindi un sezionatore all'esterno, si evitano problemi legati a possibili sovratensione e si separerebbe la zona esterna con quella interna del campo fotovoltaico.
- Quando il numero delle stringhe è maggiore rispetto al numero delle stringhe dell'inverter: in questo modo si riducono le stringhe entranti nell'inverter.



Figura 3.12 Quadro di campo

I fusibili di stringa si impiegano per proteggere i cavi da eventuali sovraccarichi. I diodi di blocco si usano per isolare tra loro le stringhe ed assicurare che, a seguito di un corto circuito o di ombreggiamenti, le altre stringhe continuino a lavorare indisturbate e non si crei un'inversione di

corrente nella stringa inattiva. Per proteggere i cavi dei moduli e delle stringhe che non hanno messa a terra da possibili sovraccarichi si impiegano i fusibili di stringa.

Altri componenti

All'interno della cabina di ricezione è presente il trasformatore MT/BT di potenza pari a 160 kVA dedicato ai servizi ausiliari dell'impianto, l'UPS e il quadro generale di bassa tensione riservato agli ausiliari stessi. Parte della corrente elettrica prodotta, viene utilizzato da sistemi di sicurezza come l'UPS.

Il quadro generale BT contiene gli interruttori di alimentazione degli ausiliari presenti nella cabina di ricezione e gli interruttori di alimentazione dei quadri ausiliari relativi alle quattro cabine di trasformazione presenti. Il quadro generale servizi ausiliari è realizzato in carpenteria metallica e contiene gli apparecchi di protezione e comando delle seguenti utenze:

- Illuminazione locale;
- Sistema di monitoraggio impianto fotovoltaico;
- Ventilazione del locale;
- UPS sistemi di sicurezza e controllo;
- Alimentazione quadro ausiliari 1 (Cabina 1);
- Alimentazione quadro ausiliari 2 (Cabina 2);
- Alimentazione quadro ausiliari 3 (Cabina 3);
- Alimentazione quadro ausiliari 4 (Cabina 4).

3. Analisi impianto con le stringhe

Non si ha la divisione accurata dei moduli in stringhe, quindi non si sa quali moduli sono collegati agli inverter. Dalle analisi effettuate tramite monitoraggio e manutenzione, si è visto che molte volte fenomeni di mismatch accadono. Questo significa che moduli con diversa inclinazione sono stati collegati allo stesso inverter, nonostante quest'ultimo abbia soltanto un inseguitore di potenza.

4. Layout e Schema unifilare

Di seguito si riporta il layout dell'impianto Solar Plus (*ALLEGATO 3.C*) con relativo schema unifilare. Di quest'ultimo, si riporta lo schema della prima cabina con solo un inverter e della seconda cabina, che ospita 2 inverter, da considerare uguale alle seguenti cabine (*ALLEGATO 3.D*) e *ALLEGATO 3.E*).

5. Producibilità

La produzione dell'impianto Solar Plus è stata calcolata considerando i seguenti fattori:

- Inclinazioni diverse dei moduli: si è considerata la potenza installata per ogni inclinazione e si è effettuata la media;
- Tipologia della cella: silicio amorfo;
- Fattore di perdita lato AC=10%.

Il numero di moduli per inclinazione è indicato nella seguente tabella.

Tilt	Numero moduli
26°	8783
13°	8783
<i>9</i> °	381
-2°	8089
-9°	381
-13°	8783

Sapendo il numero dei moduli per ogni inclinazioni, si è calcolata la produzione totale dell'impianto e quindi la producibilità del primo anno.

Fixed system: inclination=26°, orientation=7°				
Month	Ed	Em	H _d	H _m
Jan	1,5	47,6	1,9	59,8
Feb	2,7	75,2	3,4	94,3
Mar	3,9	121,0	4,9	152,0
Apr	4,3	129,0	5,4	162,0
May	5,0	155,0	6,3	195,0
Jun	5,4	161,0	6,7	202,0
Jul	5,7	178,0	7,2	223,0
Aug	5,2	160,0	6,5	201,0
Sep	4,3	129,0	5,4	162,0
Oct	2,8	85,4	3,5	107,0
Nov	1,7	50,6	2,1	63,6
Dec	1,4	44,8	1,8	56,3
Yearly average	3,7	111,4	4,6	139,8
Total for year	1337	•	1678	•

Fixed system: inclination=13°, orientation=7°					
Month	$\mathbf{E}_{\mathbf{d}}$	Em	$\mathbf{H}_{\mathbf{d}}$	H _m	
Jan	1,3	39,5	1,6	50,5	
Feb	2,3	64,2	2,9	81,3	
Mar	3,6	110,0	4,5	139,0	
Apr	4,1	124,0	5,2	156,0	
May	5,0	156,0	6,3	195,0	
Jun	5,5	164,0	6,9	206,0	
Jul	5,8	180,0	7,3	226,0	
Aug	5,0	156,0	6,3	196,0	
Sep	4,0	119,0	5,0	150,0	
Oct	2,4	75,7	3,1	95,8	
Nov	1,4	42,7	1,8	54,5	
Dec	1,2	36,2	1,5	46,4	
	1	•		•	
Yearly average	1,3	39,5	1,6	50,5	
Total for year	1267	•	1597	•	

Fixed system: inclination=9°, orientation=7°					
Month	Ed	Em	H_d	H _m	
Jan	1,18	36,7	1,52	47,2	
Feb	2,15	60,2	2,74	76,6	
Mar	3,42	106	4,32	134	
Apr	4,05	122	5,1	153	
May	4,99	155	6,27	194	
Jun	5,48	164	6,87	206	
Jul	5,79	179	7,26	225	
Aug	4,96	154	6,23	193	
Sep	3,85	115	4,85	145	
Oct	2,33	72,1	2,95	91,6	
Nov	1,33	39,9	1,71	51,3	
Dec	1,07	33,2	1,39	43	
Yearly average	3,3833	103,0	4,2675	129,975	
1 carry average	33	917	1,2070	-2,,,,,	
Total for year	1237,1		1559,7		

Fixed system: inclination=-2°, orientation=7°				
Month	Ed	Em	H _d	H _m
Jan	0,91	28,1	1,21	37,5
Feb	1,71	47,9	2,23	62,6
Mar	2,97	92,2	3,8	118
Apr	3,76	113	4,75	143
May	4,81	149	6,05	188
Jun	5,37	161	6,74	202
Jul	5,62	174	7,05	219
Aug	4,65	144	5,87	182
Sep	3,41	102	4,33	130
Oct	1,96	60,8	2,53	78,4
Nov	1,05	31,5	1,39	41,6
Dec	0,78	24,3	1,06	32,9
		II.		1
Yearly average	3,1	94,0	3,9	119,6
Total for year	1128		1435	

Fixed system: inclination=-9°, orientation=7°				
Month	$\mathbf{E}_{\mathbf{d}}$	Em	H _d	H _m
Jan	0,7	22,6	1,0	31,1
Feb	1,4	39,4	1,9	52,8
Mar	2,6	81,8	3,4	106,0
Apr	3,5	106,0	4,5	134,0
May	4,6	144,0	5,8	181,0
Jun	5,2	157,0	6,6	197,0
Jul	5,4	168,0	6,8	212,0
Aug	4,4	136,0	5,6	172,0
Sep	3,1	92,1	3,9	118,0
Oct	1,7	52,6	2,2	69,1
Nov	0,9	25,8	1,2	35,1
Dec	0,6	18,7	0,9	26,2
	•	•		_
Yearly average	2,9	87	3,6	111,2
Total for year	1044	1	1334	1

Fixed system: inclination=-13°, orientation=7°					
Month	E _d	Em	H _d	$\mathbf{H}_{\mathbf{m}}$	
Jan	0,6	19,8	0,9	27,5	
Feb	1,2	34,4	1,7	47,1	
Mar	2,4	75,5	3,2	98,6	
Apr	3,4	101,0	4,3	129,0	
May	4,5	140,0	5,7	176,0	
Jun	5,1	154,0	6,4	193,0	
Jul	5,3	164,0	6,7	207,0	
Aug	4,2	131,0	5,3	166,0	
Sep	2,9	85,8	3,7	111,0	
Oct	1,5	47,8	2,1	63,6	
Nov	0,8	22,7	1,0	31,3	
Dec	0,5	16,1	0,7	22,7	
Yearly average	2,7	82,7	3,5	106,1	
Total for year	992,1		1272,8	3	

Fixed system: Total plant					
Month	Ed	Em	H _d	H _m	
Jan	3638,7	112935,7	1,4	42,3	
Feb	6624,4	185430,1	2,5	69,1	
Mar	10778,8	333388,0	4,0	124,6	
Apr	12992,4	390460,2	4,9	146,2	
May	16176,4	501629,7	6,1	188,2	
Jun	17839,4	535010,3	6,7	201,0	
Jul	18784,2	581819,8	7,0	218,7	
Aug	15935,2	494124,2	6,0	185,0	
Sep	12165,9	364396,1	4,5	136,0	
Oct	7275,8	225538,6	2,7	84,3	
Nov	4115,2	123373,0	1,5	46,2	
Dec	3271,5	101570,8	1,2	37,9	
Yearly average	10799,8	329139,7	4,0	123,3	
Total for	3949676		1479		
year	C) 17010		14/)		

Produzione [kWh/kWp]	1181
Producibilità [kWh]	3949676

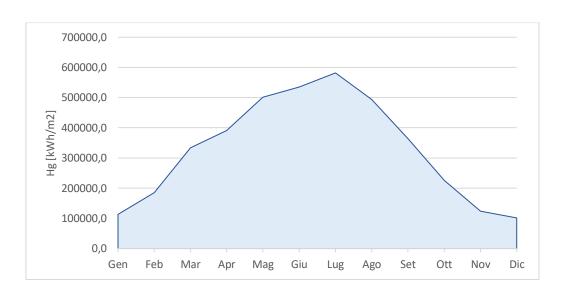


Tabella 3.3 Produzione impianto fotovoltaico 3344 kWp

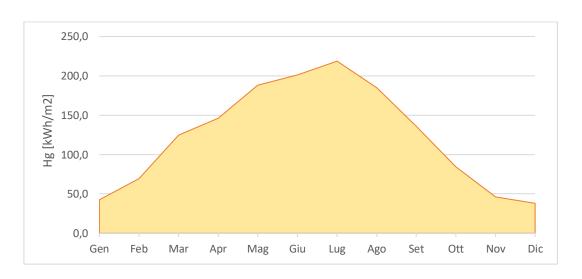


Tabella 3.4 Irradiazione sulla superficie del moduli

La produzione dell'impianto Solar Plus sarebbe stata di 1181 kWh/kWp, quindi il primo anno avrebbe prodotto 3.949.676 kWh di energia, con un guadagno tramite gli incentivi di:

$$0.351 \left[\frac{\epsilon}{kWh} \right] * 3.949.676 [kWh] = 1.386.336 \epsilon$$

Per calcolare la produzione teorica dell'impianto fotovoltaico in 20 anni di esercizio, si deve tener conto il fattore di perdita dei moduli fotovoltaici. Sapendo, infatti, che la garanzia sulla potenza dei moduli è definita nel seguente modo:

- 90% minimo della potenza nominale durante il decimo anno
- 80% minimo della potenza nominale durante il 25esimo anno

Si può considerare il fattore di perdita pari a 0,92% annuale.

In questo modo, possiamo ipotizzare l'andamento della produzione ottimale dell'impianto fotovoltaico:

Anno	Producibilità [kWh]	Guad	lagno [euro]
2011	2927462	€	1.027.539
2012	3922743	€	1.376.883
2013	3886654	€	1.364.215
2014	3850897	€	1.351.664
2015	3815469	€	1.232.396
2016	3780366	€	1.221.058
2017	3745587	€	1.209.824
2018	3711128	€	1.198.694
2019	3676985	€	1.187.666
2020	3643157	€	1.176.739
2021	3609640	€	1.165.913
2022	3576431	€	1.155.187
2023	3543528	€	1.144.559
2024	3510927	€	1.134.029
2025	3478627	€	1.123.596
2026	3446624	€	1.113.259
2027	3414915	€	1.103.017
2028	3383497	€	1.092.869
2029	3352369	€	1.082.815
2030	3321527	€	1.072.853
2031	857582	€	276.999
tot	72456124	€	23.534.786

Il calcolo della produzione è stato fatto considerando che:

- L'impianto fotovoltaico Solar Plus è entrato in funzione il 28 aprile del 2011, quindi durante il primo anno la produzione è stata calcolata da maggio a dicembre;
- Il ventesimo anno finisce il 27 aprile 2031;
- La producibilità di ogni anno è stata calcolata considerando il fattore di perdita dei moduli fotovoltaici pari a 0,92% all'anno (quindi per esempio per l'anno 2012 la produzione è stata calcolata con fattore di perdita uguale a zero da gennaio a marzo ed inferiore del 0,92% da aprile a dicembre).

Tuttavia, la produzione che è stata calcolata durante i primi anni di esercizio è molto diversa da quella che ci si aspettava.

Allegato 3.A: Scheda tecnica dei moduli MASDAR PV MP95-S

Allegato 3.B: Scheda tecnica dell'inverter Bonfiglioli RPS 450/510 TL

Allegato 3.C: Layout impianto fotovoltaico Solar Plus

Allegato 3.D: Schema elettrico unifilare cabina 1

Allegato 3.E: Schema elettrico unifilare cabina 2-3-4



MPV-S - Our a-Si Thin-Film PV Module Innovation on 1.43 m²

Masdar PV's thin-film based PV modules are specially designed for use in ground mounted solar parks and in large roof applications. These modules are based on a thin-film cell structure of amorphous silicon.

Quality and Performance

- Stable and uniform high quality module manufactured with state of the art thin-film technology
- Superior performance at higher temperature or lower irradiation compared to traditional crystalline modules
- Best in class performance tolerance offered. additionally secured by a positive sorting within each power class (-0 W/+5 W)
- Robust and reliable frameless glass-glass module
- Built with recyclable and widely available materials

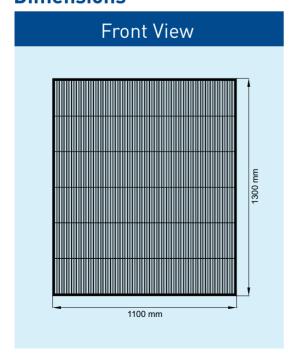
Reliability, Warranty and Safety

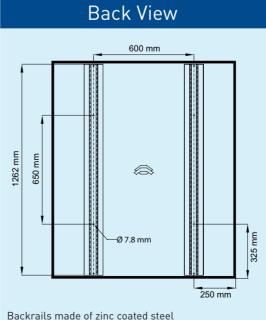
- High reliability certified according to IEC 61646 and IEC 61730
- Limited product warranty of 5 years on material and workmanship
- Performance quarantee:
 - 10 years (90% of minimum stabilized rated power output)
 - 25 years (80% of minimum stabilized rated power output)

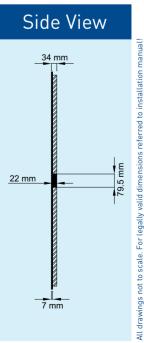
Module Design

- Front and back cover made of float glass
- PVB foil
- Junction box with integrated bypass diode
- Junction box in IP protection class 67 design
- Junction Box with MC4 plug and socket (without cable)

Dimensions









a-Si Thin-Film PV Module

Parameter	Unit	MPV95-S	MPV100-S	MPV105-S		
Nominal peak power (±5%) (P _{mpp})	W	95	100	105		
Nominal voltage* (V _{mpp})	٧	74	75	76		
Nominal current* (I _{mpp})	А	1.29	1.34	1.39		
Open circuit voltage* (V _{oc})	V	95	96	96		
Short circuit current* (I _{sc})	А	1.53	1.58	1.63		
Maximum system voltage (V _{max})	V		1000			
Maximum reverse current (I _R)	Α	5				
Bypass diode current (I _B)	А	10				
Temperature coefficient (P _{mpp})	%/K	-0.2				
Temperature coefficient (V _{oc})	%/K	-0.3				
Temperature coefficient (I _{sc})	%/K	0.1				
Length	mm		1300			
Width	mm		1100			
Area	m²	1.43				
Thickness of module (incl. backrails)	mm	7 (34)				
Weight	kg	29.5				
Operating temperature range	°C	-40 to +85				

Negative grounding required

All values at STC. STC = 1000 W/m², 25°C, AM 1.5 * All values ±10% unless otherwise indicated.



Contact:



Solutions for solar energy Soluzioni per l'energia solare



RPS TL from 280 kWp to 1580 kWp RPS TL da 280 kWp a 1580 kWp

RPS TL.

The excellent productivity level and system availability of Bonfiglioli's RPS TL inverter series offer a unique solution designed to optimise the ROI (return on investment) of your medium to large-scale PV installation.

The modular approach guarantees increased energy efficiency, available either in Multi-MPPT configuration for minimum mismatching losses, or in Master-Slave configuration for the highest efficiency even at low irradiation levels. Excellent reliability is achieved by the application of intelligent monitoring functions and top-quality components, including faster, safer, fault-free connections. Thanks to its modular design, system performance is maintained at elevated levels at all times and in all conditions, even in the presence of faults. Advanced grid management features ensure optimised system operability in a wide range of conditions throughout the world. The excellent performance and handling of the TL series has been confirmed by countless customers worldwide; in fact TL's total installed power now exceeds the 1 Gigawatt mark, and TL has been applied in some of the largest PV projects ever built. With the versatile RPS TL series, Bonfiglioli offers a secure and proven solution allowing you to make the most of your investment.

Main features

- Power ratings from 280 kWp to 1580 kWp
 Modular design ensuring highest system
- Modular design ensuring highest system availability
- Master-Slave or Multi-MPPT configuration to optimise photovoltaic field output
- Max. efficiency: 98.6%
- Advanced grid management features

Gli inverter della serie RPS TL Bonfiglioli vantano una produttività eccellente e sono disponibili in numerose varianti, rappresentando quindi una soluzione unica nel mercato per ottimizzare il ritorno dell'investimento (ROI) nelle applicazioni per impianti fotovoltaici su medialarga scala. L'architettura modulare assicura un'elevata efficienza energetica ed è disponibile sia nella configurazione Multi-MPPT, che minimizza le perdite di potenza per mismatching, sia nella configurazione Master-Slave, che garantisce la massima efficienza anche a bassi livelli di irraggiamento.

Le caratteristiche avanzate di gestione della rete assicurano il funzionamento dell'inverter nelle situazioni più disparate e anche nell'eventualità di guasti, grazie all'innovativo design modulare, la funzionalità dell'impianto viene mantenuta a livelli estremamente elevati. L'eccellente produttività è tracciabile attraverso sistemi di monitoraggio intelligenti e la componentistica di altissima qualità assicura connessioni più rapide e sicure.

Le ottime prestazioni e l'affidabilità dei sistemi TL sono state confermate dai clienti Bonfiglioli in tutto il mondo: la potenza totale installata ad oggi supera 1 Gigawatt, includendo alcuni degli impianti fotovoltaici più importanti mai realizzati in Europa, Cina, India. Grazie alla versatilità della serie RPS TL, Bonfiglioli offre una soluzione sicura e collaudata per ottenere il massimo dal vostro investimento.

Caratteristiche principali

- Potenze da 280 kWp a 1580 kWp
- Design modulare per garantire la massima versatilità ed adattabilità alle esigenze di progettazione
- Configurazione Master-Slave o Multi-MPPT per l'ottimizzazione della resa dell'impianto fotovoltaico
- Rendimento massimo: 98.6%
- Caratteristiche avanzate di gestione di rete

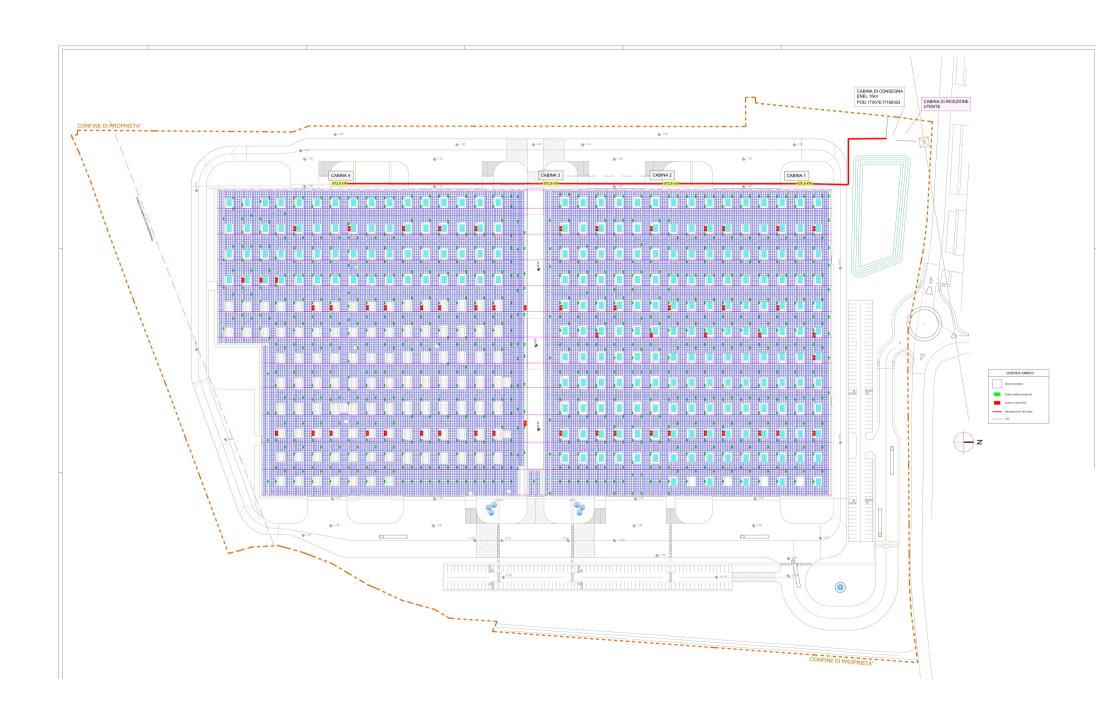


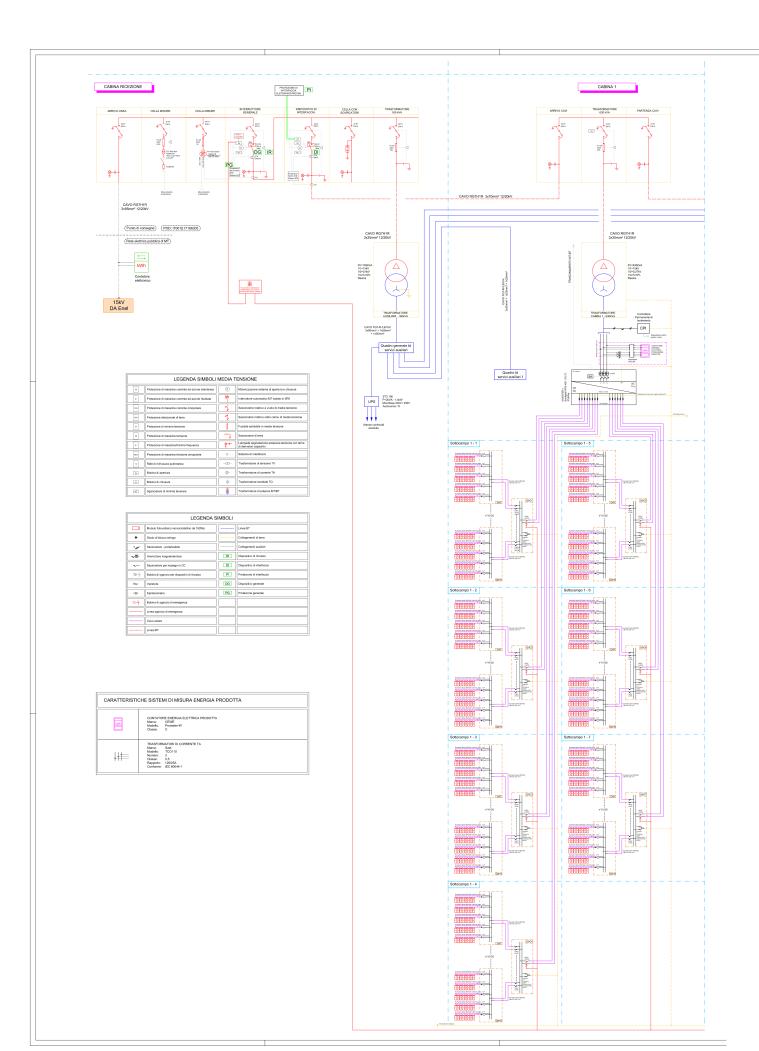


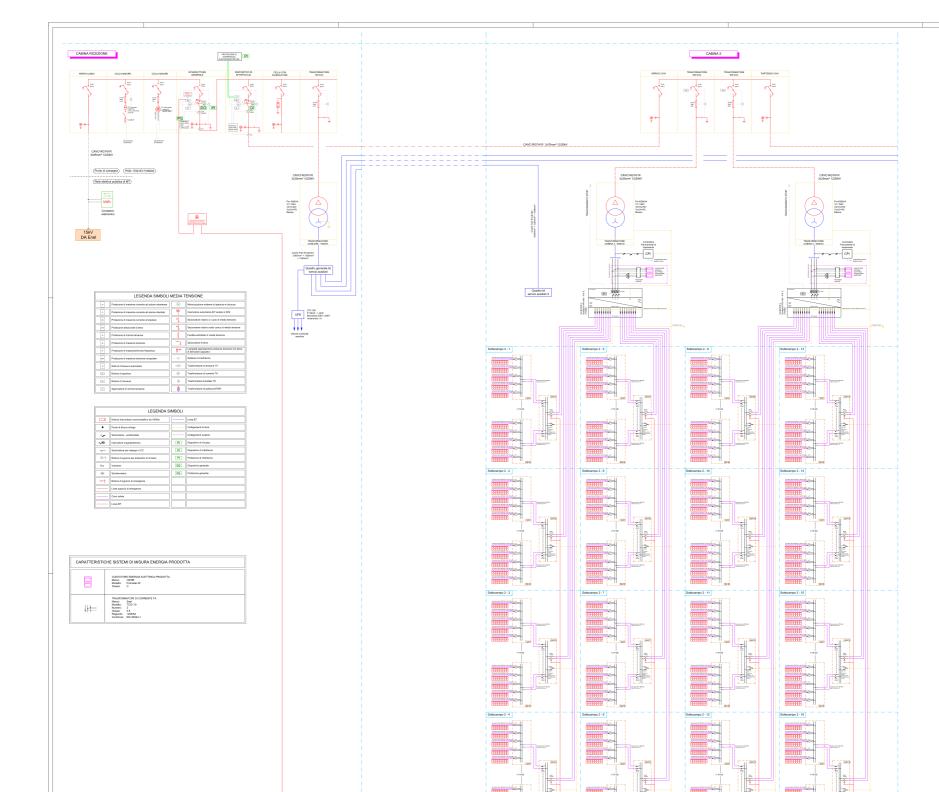
RPS TL		0280	0340	0510	0680		
DC collector required / DC collector richiesto			1				
Input ratings / Ingresso							
Recommended PV Field peak power Potenza di picco PV Field suggerita	kWp	280	340	510	680		
Max. input current / Corrente di ingresso max.	А	600	700	1050	1400		
Max. input voltage / Tensione di ingresso max.	V	1000					
MPPT range / Intervallo MPPT	V	425 875					
MPPT number / N°. di MPPT	-	1					
Output ratings / Uscita							
Mains voltage / Tensione di rete	V		27	0			
Mains frequency / Frequenza di rete	Hz		50 /	60			
Rated power / Potenza nominale	kW	250	300	450	600		
Rated current / Corrente nominale	А	540	640	960	1280		
Power factor range / Fattore di potenza	-		controllable 0.9i to 0.9c/	controllabile da 0.9i a 0.9e			
Current harmonic distortion Distorsione della corrente di rete	%		< 3 at nominal power / <	3 alla potenza nominale			
Efficiency / Rendimento	0/			2			
Maximum efficiency / Rendimento massimo	%		98.				
European efficiency / Rendimento Europeo Consumption during night hours	%		98.	.0			
Consumo durante le ore notturne	W	40	40	60	80		
Mechanical data / Dati meccanici							
Dimensions (WxHxD) / Dimensioni (LxAxP)	mm	2400x2100x800	2400x2100x800	3000x2100x800	3600x2100x800		
Weight (approx.) / Peso (circa)	kg	1400	1550	2100	2700		
Protection class / Grado di protezione	-	IP20					
Ambient conditions / Ambiente							
Ambient temperature operating range	°c	-10°C +50°C *					
Gamma di funzionamento temperatura ambiente			-10 €	+30 C			
Protection and monitoring / Protezione e monitor	aggio						
Overvoltage protection Protezione da sovratensione	-	EN Type 2, IEC Class II on mains side and EN Type 2, IEC Class II on generator side EN Tipo 2, IEC Classe II lato di rete ed EN Tipo 2, IEC Classe II lato generatore					
Grid monitoring / Monitoraggio di rete	-	Adjustable voltage and frequency range / Intervallo di tensione e frequenza regolabile					
PV array connection Connessione array fotovoltaici	-	Insulation monitoring, polarity reversal protection Monitoraggio isolamento, protezione inversione di polarità					
Interfaces / Interfacce							
Communication interface		RS-	485 (ModBus® or proprieta	ary), Options: CAN, Profi	bus®		
Interfaccia di comunicazione	-	RS-485 (ModBus® or proprietary), Options: CAN, Profibus® RS-485 (ModBus® o brevettato), Opzioni: CAN, Profibus®					
	azioni						
Standards and certifications / Normative e certific		2006/95/EC, EN 50178					
	-		2006/95/EC,	214 30170			
Standards and certifications / Normative e certific Safety / Sicurezza Electromagnetic compatibility Compatibilità elettromagnetica	-	2004/108/6	2006/95/EC, EC, EN 61000-6-2, EN 61000		61000-3-12		
Safety / Sicurezza Electromagnetic compatibility	-	2004/108/		0-6-4, EN 61000-3-11, EN	61000-3-12		

 $[*]U_{\rm pc} \le 700$ V, lower minimum temperatures on request / $*U_{\rm pc} \le 700$ V, temperature minime inferiori a richiesta









Capitolo 4

Analisi problematiche impianto fotovoltaico con sistema di monitoraggio

L'impianto Solar Plus ha evidenziato dall'inizio del suo funzionamento una produzione energetica assai inferiore rispetto alle stime di progetto. In data 15 aprile 2013 sono state effettuate verifiche prestazionali che hanno confermato degli indici di performance non uniformi tra le diverse zone dell'impianto e, in alcuni casi, particolarmente basse rispetto alle condizioni ambientali della giornata. In seguito Myenergy SpA ha firmato il contratto di manutenzione ordinaria e di monitoraggio con Solar Plus ed ha migliorato alcune problematiche che hanno portato ad un miglioramento delle prestazioni dell'impianto fotovoltaico.

1. Problemi evidenziati

In data 23 e 24 aprile 2014, sono state condotte una serie di verifiche a vista e strumentali sul campo fotovoltaico (lato corrente continua, in copertura) ed ha potuto constatare la presenza di molte problematiche.

L'impianto fotovoltaico è stato pensato con conversione centralizzata dell'energia prodotta dal campo, su sette convertitori, funzionanti con logica single MPPT e inserimento graduale dei cassetti a seconda delle condizioni di carico. Questo presuppone indubbiamente dei vantaggi legati al punto di lavoro (e quindi all'efficienza di conversione) ma, per contro, costringe il progettista a parallelare i contributi delle diverse falde prima dell'ingresso degli inverter.

In questo modo, si creano correnti di ricircolo tra le stringhe necessarie a compensare le diverse condizioni di funzionamento.

Il progettista ha pensato di limitare il fenomeno inserendo nelle cassette di primo parallelo dei diodi tendenzialmente adatti allo scopo, ma con la indubbia necessità di smaltire il calore causato dall'effetto Joule per l'impedimento del ricircolo.

Questo smaltimento non avviene nelle cassette e il risultato è ben visibile nelle fotografie dell'allegato 1.

Il secondo parallelo avviene invece su quadri dimensionati termicamente in modo più opportuno, ma con componenti non idonei all'utilizzo (forma d'onda e portata).

Oltre a questi aspetti progettuali e costruttivi sono state rilevate carenze manutentive individuabili con la periodica presenza in campo e con gli interventi di ripristino necessari al normale funzionamento di un impianto industriale di questo tipo (interruttori aperti, fusibili intervenuti, quadri a terra, ecc).

Durante i sopralluoghi del 23 e 24 aprile sono stati ripristinati circa 120 kWp di campo fotovoltaico. Oltre a questi circa 350 kWp erano da ripristinare con interventi che necessitavano il fermo parziale dell'impianto e la sostituzione di componenti bruciati o non funzionanti.

Per eliminare i difetti progettuali e costruttivi dell'impianto si riteneva necessario prevedere quanto segue:

- 1. Aggiunta di un convertitore in cabina 1, di pari caratteristiche degli attuali, di eventuale sistema di misura (o di utilizzo del contatore 1), di un trasformatore e di una cella MT di protezione
- 2. Suddivisione del campo fotovoltaico in due zone: una di competenza delle cabine 1 e 2, la seconda che alimenta le cabine 3 e 4.
- 3. Ciascuna zona sarà poi suddivisa in 4 sottocampi corrispondenti alle 4 inclinazioni, ciascuna abbinata ad un solo inverter.
- 4. Adeguamento della distribuzione in campo: lavorare solo dalle cassette di primo parallelo (cablando solo stringhe di moduli con la stessa inclinazione) fino ai quadri di secondo parallelo. Da verifiche a campione, le dorsali in uscita da questi quadri si ritenevano essere già adeguate Si prevedevano alcuni quadri nuovi solo per la parte di campo PV sottoposta al nuovo inverter in cabina 1.
- 5. Intervento di adeguamento sui quadri di secondo parallelo sostituendo i componenti non idonei all'utilizzo.

Nella stesura del progetto definitivo, molti errori sono stati commessi sia dal punto di vista elettrico sia dal punto di vista della buona qualità dei prodotti.

Sistema di fissaggio dei moduli fotovoltaici

I moduli fotovoltaici sono fissati tramite delle pattine non adatte per supportarli correttamente. Infatti, i moduli sono stati incollati direttamente su di esse, trascurando molti problemi che ne potevano derivare. Per esempio, la sostituzione dei moduli è un'operazione difficile: i moduli vengono tolti, anche se con molta difficoltà, con un filo di ferro diamantato: quest'ultimo, come se fosse una sega,

tagliava la resina che fungeva da colla e i moduli venivano spostati. Questa procedura provocava la maggior parte delle volte la rottura dei moduli e di conseguenza, la diminuzione della resa dell'impianto.

Per poter evitare questo problema, invece delle piattine potevano essere usati dei morsetti adeguati, cioè con dei gommini ai lati adatti per supportare i moduli. In questo modo, questi ultimi potevano essere sostituiti spostandoli tranquillamente dal morsetti senza causare danni.



Figura 4.1 Modulo FV rotto

Alcuni moduli, inoltre, sono stati trovati con una installazione non prevista dal progetto esecutivo. Come si vede dalle foto sottostati, un modulo si trova in parte sotto ad un altro ed un altro modulo è stato trovato fuori dalla relativa sede di fissaggio.



Figura 4.2 Modulo FV montato in maniera sbagliata



Figura 4.3 Modulo FV scivolato da struttura

Durante la fase di progettazione non era stato previsto uno spazio per far passare gli operai durante i lavori di manutenzione e di pulizia dei pannelli. Molti moduli sono stati trovati rotti anche perché gli operai camminavano sopra di essi per effettuare i lavori.

In totale nell'aprile 2014 sono stati trovati n.500 moduli rotti.

Un altro problema è legato alla possibile caduta dei moduli nei lucernari durante un incendio. Infatti, i pannelli sono stati installati sui cupolini anche nelle vicinanze dei lucernari, non rispettando quindi la distanza minima di sicurezza di 1 metro da essi, a volte addirittura sono stati installati sopra di essi. La guida dei VVFF che dice la distanza dai lucernari è del 2012. E' una regola dettata dal vigili del fuoco perché se c'è un incendio, il fuoco non deve entrare nella struttura. Il lucernario inoltre può prendere fuoco essendo una plastica (policarbonato trasparente), che poi ingiallisce con il tempo per colpa del sole.

Inclinazioni differenti dei moduli fotovoltaici

I moduli sono installati nei cupolini in strutture da 4, da 3 e da 2. Il primo e il secondo sono inclinati verso Sud, mentre il terzo è praticamente piatto e l'ultimo è orientato verso Nord. I problemi che ne derivano sono i seguenti:

- Essendo il terzo modulo piatto, si riempie di polvere e diminuisce quindi molte volte la resa dell'impianto. La pulizia dei pannelli deve essere fatta molte volte per poter assicurare un buon
- Il modulo orientato verso Nord non permette un'alta producibilità in quanto l'irraggiamento ricevuto è nettamente minore rispetto ad un modulo inclinato verso Sud.
- L'inclinazione ottimale per la zona in questione, Stradella è di 36° gradi
- I moduli con inclinazione diversa sono collegati allo stesso inverter, non curando i problemi di mismatch che ne possono derivare. Anche se non è stato prodotto uno schema elettrico che descrive quali sono precisamente le stringhe, si è venuto a conoscenza di questo fatto. Ciò può causare mismatch di tensione e della corrente anche se ci sono i diodi. Questi ultimi diminuiscono il problema delle correnti inverse, ma non risolve il problema delle tensioni, anche se comunque non varia molto con l'orientamento.

Scelta dei moduli

Un ulteriore fattore che può aver causato la bassa produzione dell'impianto è stata la scelta dei moduli fotovoltaici con tecnologia a silicio amorfo. Nonostante questi moduli rendano di più rispetto ad altre tecnologie in condizioni di tempo nuvoloso e con inclinazioni non ottimali, il loro rendimento è molto minore rispetto ai moduli a silicio cristallino.

Quadri di primo parallelo

In questi vengono parallelati i contributi delle stringhe aventi quattro inclinazioni diverse. La difformità elettrica è stata "compensata" con l'utilizzo di diodi senza dissipatore.

I diodi nel quadro di primo parallelo devono essere adeguati per sopportare determinate correnti e tensioni. I diodi utilizzati in questo impianto non erano adeguati per il fotovoltaico. Costavano meno ma la maggior parte quando faceva caldo questi diodi bruciavano e dovevano essere sostituiti.

Questi diodi si scaldano tanto più quanto più il contributo delle varie stringhe è differente. Essendo i diodi chiusi in cassetta stagna, non hanno evidentemente la possibilità di disperdere all'esterno il calore prodotto. Il risultato è possibile vederlo nelle fotografie seguenti.



Figura 4.4 Interno del quadro di primo parallelo



Figura 4.5 Quadro di primo parallelo rovinato da alta temperatura

Quadri di campo

La morsettiera di secondo parallelo contenuta nel quadri di campo (QCS) non era adatta per il compito che le era stato affidato. Come si può notare dall'immagine sottostante, la morsettiera è dichiarata idonea dal costruttore solo per l'utilizzo in corrente alternata C, con tensioni fino a 500 V e correnti fino a 90 A.

Nella configurazione progettuale la morsettiera è utilizzata in corrente continua con correnti che possono abbondantemente superare i 90 A.

Da come si vede dall'immagine, queste morsettiere sono rovinate per l'eccessiva corrente passante e quindi ad una elevata temperatura.



Figura 4.6 Quadro di campo rovinato da alta temperatura

2. Producibilità reale

Nell'anno 2014 l'impianto Solar Plus avrebbe dovuto avere una producibilità di 3847370 kWh. La producibilità misurata nel periodo di funzionamento da maggio 2011 ad aprile 2014 è indicata nella tabella seguente:

CAPITOLO 4. ANALISI PROBLEMATICHE IMPIANTO FOTOVOLTAICO CON SISTEMA DI MONITORAGGIO

Mese / Anno	2011	2012	2013	2014	
Gennaio		99.710	72.113	68680	
Febbraio		152.582	121.450	112728	
Marzo		277.472	149.525	266954	
Aprile		216.638	209.803		
Maggio	556.325	409.315	385.282		
Giugno	481.503	247.486	461.861		
Luglio	506.387	146.815	369.226		
Agosto	310.529	203.602	334.135		
Settembre	344.005	276.490	292.433		
Ottobre	261.338	181.565	133.118		
Novembre	79.984	128.923	88.030		
Dicembre	56.538	48.512	67.186		
TOTALE	2.596.609	2.389.110	2.684.162	448.362	

Da maggio a dicembre del 2011 ha prodotto 2.596.609 kWh di energia rispetto ai 3.317.922 kWh che ci si aspettava, circa il 25% in meno.

Nel secondo anno, quindi da gennaio a dicembre 2012, l'impianto fotovoltaico ha prodotto nettamente meno rispetto al precedente anno calcolato considerando 8 mesi soltanto. La produzione dell'anno 2012 è stata di 714 kWh/kWp, circa il 40% in meno di quello immaginato.

3. Contratto O&M Myenergy SpA

Nell'aprile 2014 Myenergy SpA ha iniziato il contratto O&M con l'impianto fotovoltaico Solar Plus. Il contratto prevedeva per esempio dei controllo alle cabine di conversione MT/BT, ai quadri elettrici, lavaggio dei moduli FV e controllo di altri componenti elettrici.

Inoltre, con un sistema di monitoraggio tramite il sito *Sunguard*, Myenergy SpA seguiva 24 ore su 24 le prestazioni del sito fotovoltaico offrendo un servizio di assistenza sul posto entro le 24 ore dall'inizio del problema.

Interventi

I compiti principali che furono affidati a Myenergy SpA appena iniziato il contratto sono stati i seguenti:

- Sostituire alcuni cavi lato DC che collegavano moduli ai quadri di primo e di secondo parallelo in quanto erano rovinati;
- Cambiare n.3 moduli degli inverter;
- Sostituire la maggior parte dei quadri di primo parallelo in quanto erano fuori uso per colpa dell'eccessiva temperatura e corrosione;
- Pulire le cabine degli inverter e dei trasformatori.

Durante il sopralluogo di aprile 2014, si era pensato di cambiare la configurazione delle stringhe dei moduli in modo da collegare moduli con la stessa inclinazione ad un unico inverter per evitare problemi futuri di mismatch. Questa proposta è stata scartata in quanto si riteneva un lavoro troppo grande e costoso da affrontare.

Grazie agli interventi di Myenergy la produzione annuale dell'impianto è cresciuta. Nella seguente tabella si possono vedere i valori di produzione ottenuti dal primo anno di esercizio a fine 2017.

Mese / Anno	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
gennaio		99.710	72.113	68680	102045	92155	108658
febbraio		152.582	121.450	112728	114585	114298	76937
marzo		277.472	149.525	266954	241335	248964	221678
aprile		216.638	209.803	354648	352725	341635	292082
maggio	556.325	409.315	385.282	482503	409800	369106	343721
giugno	481.503	247.486	461.861	475378	450600	418070	441394
luglio	506.387	146.815	369.226	442132	441900	468893	436870
agosto	310.529	203.602	334.135	388029	395280	433951	398057
settembre	344.005	276.490	292.433	285268	302760	320928	287599
ottobre	261.338	181.565	133.118	122136	165360	172320	200782
novembre	79.984	128.923	88.030	76104	123810	87811	88730
dicembre	56.538	48.512	67.186	58950	59445	80669	69226
TOTALE	2.596.609	2.389.110	2.684.162	3.133.510	3.159.645	3.148.800	2.965.734

4. Monitoraggio dell'impianto fotovoltaico

Myenergy dal 2014 a inizio 2008 ha stipulato il contratto di manutenzione ordinaria e di monitoraggio con l'azienda Solar Plus garantendo un servizio 24 ore su 24 di pronto intervento in caso di anomalia. Il servizio attraverso il quale Myenergy monitorava l'impianto era *SunGuard*.

Sistema di monitoraggio

SunGuard è un sistema di monitoraggio professionale che permette di tenere sotto stretto controllo ogni tipologia di impianto FV e l'ambiente nel quale è collocato. Esso permette di avere le informazioni in tempo reale per poter intervenire in qualsiasi momento e garantire una necessità di manutenzione straordinaria senza nessun problema.

Avere un sistema di monitoraggio funzionante significa essere tranquilli anche dal punto di vista economico: se l'impianto fotovoltaico ha dei cali di performance significa che la quantità di corrente prodotta è minore con conseguente minor guadagno economico.

Sunguard permetteva di analizzare la producibilità dell'impianto fotovoltaico Solar Plus dal punto di vista dell'inverter singolo sia dell'impianto nel suo totale. I dati che ci sono pervenuti non sono totalmente disponibili, fatto dovuto a problemi di comunicazioni avvenuti negli anni. Alcuni valori, infatti, in questo studio sono stati approssimati.

Come anticipato, la producibilità dell'anno 2014 sarebbe dovuta essere 3.847.370 kWh, pari a 1.150 kWh/kWp. Da *Sunguard* il valore di producibilità è pari a 3.146.511 kWh, pari a 940 kWh/kWp.

Analisi singoli inverter

L'inverter Bonfiglioli RS450-510 viene utilizzato con la funzione Master-Slave-Slave, quindi con un modulo inverter che era sempre attivato e appena si superava una certa soglia di produzione si attiva il secondo modulo inverter. La potenza in questo momento si dimezzava tra l'inverter Master ed il primo inverter Slave.

Ogni contatore corrisponde ad una cabina e riporta l'andamento dei tre inverter con potenza uguale alla somma di essi. Il valore riportato è proporzionale ad una costante k impostata poiché il contatore non può riportare sul portale valori troppo elevati.

La costante k permette di visualizzare i grafici in maniera ordinata. È stata impostata a priori da Myenergy SpA e varia a seconda del periodo (per esempio, a volte bisogna dividere il valore della potenza di un inverter per 5,76, a volte per 1,04).

Si analizzi per esempio il contatore n.1 in un giorno di gennaio 2014.

Il contatore n.1 corrisponde alla cabina n.1 con un solo inverter e con potenza nominale di kWp.

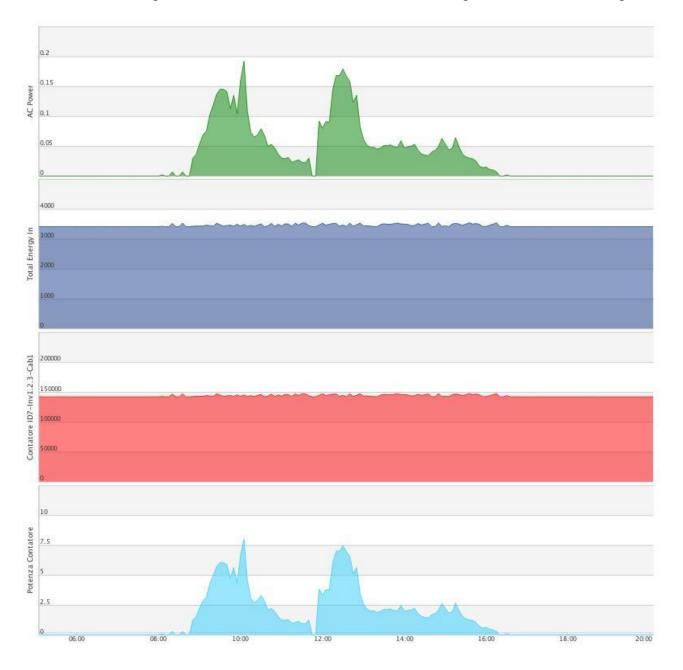


Figura 4.7 Contatore cabina 1. Gennaio 2014

L'andamento della curva della potenza istantanea segue l'andamento della curva della potenza del contatore. Quest'ultimo raggiunge il valore di picco verso le 10 uguale a 8 kWp e dopo diminuisce fino a 0 kWp a mezzogiorno. Poi aumenta di nuovo la potenza diminuendo piano fino alle 16:00.

Se si guarda l'andamento dell'inverter 1 (master) si nota che è identico a quello del contatore, infatti l'inverter 2 e 3 sono spenti (slave).

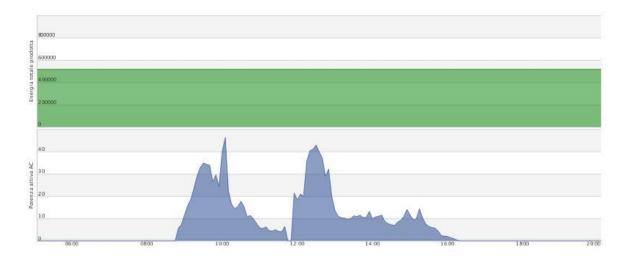


Figura 4.8 Cabina 1 - Inverter 1. Gennaio 2014

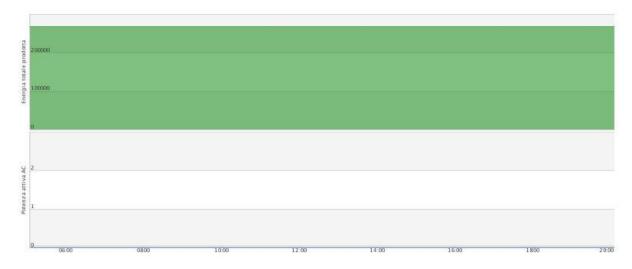


Figura 4.9 Cabina 1 - Inverter 2. Gennaio 2014

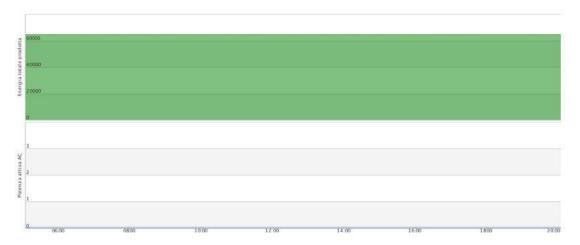


Figura 4.10 Cabina 1 - Inverter 3. Gennaio 2014

Si analizzi ora una giornata di aprile 2014. L'andamento del contatore n.1 è indicato nell'immagine sotto.

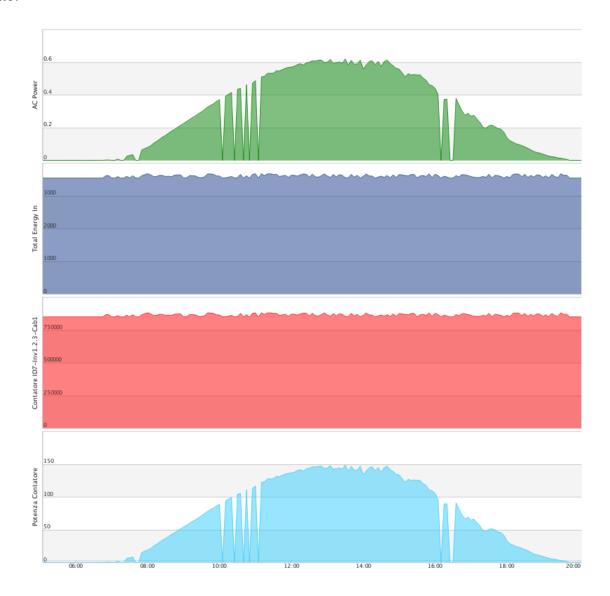


Figura 4.11 Contatore cabina 1. Aprile 2014

Analizzando una giornata di aprile, si nota che l'andamento della curva è più lineare e non presenta molti cambiamenti di potenza (soltanto di mattina verso le 10). Come si può notare dai grafici successivi, l'inverter 2 (slave) si attiva alle ore 11.05: l'inverter 1 arrivato a potenza 124 kWp circa divide la sua potenza con il secondo inverter. L'inverter2 è attivo fino alle ore 16:00. In seguito, è attivo solo il master. L'inverter 3 (slave) è spento per tutta la giornata.

La potenza di picco è di 153.66 kWp e si raggiunge alle ore 13.05.

L'impianto fotovoltaico funziona dalle ore 5 alle 20 circa.

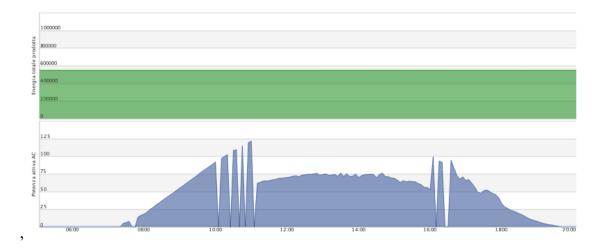


Figura 4.12 Cabina 1 - Inverter 1. Aprile 2014

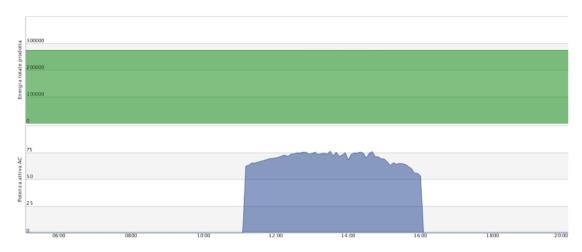


Figura 4.13 Cabina 1 - Inverter 2. Aprile 2014

Confrontando di nuovo la cabina 1 con la cabina n.4, si nota che l'andamento della curva del contatore è diversa. Ciò è dovuto al fatto che alcuni moduli fotovoltaici erano ombreggiati (si veda immagine n. nel capitolo "problemi") ed al fatto che problemi di sporcizia ed elettrici persistevano ancora. In questa giornata di aprile, la cabina n.4 nelle ore di picco presentava l'accensione del modulo inverter 3.

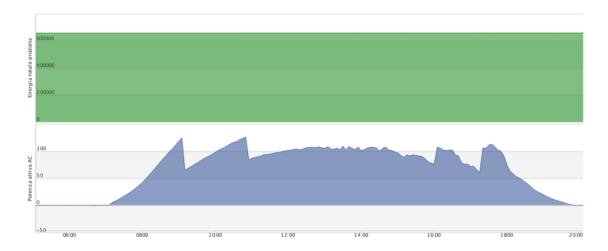


Figura 4.14 Cabina 4 - Inverter 1. Aprile 2014

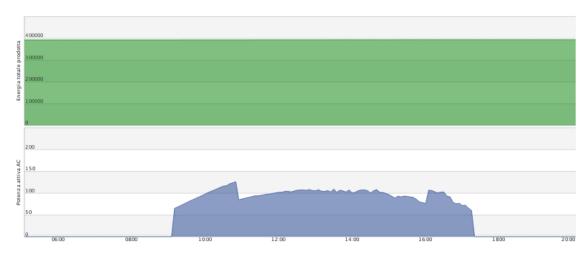


Figura 4.15 Cabina 4 - Inverter 2. Aprile 2014

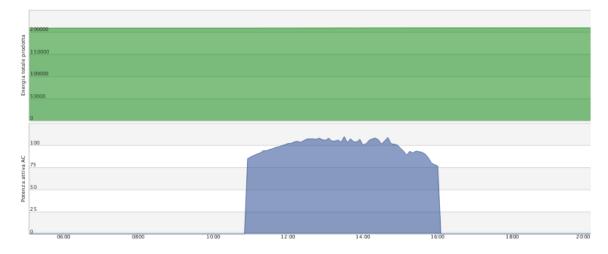


Figura 4.16 Cabina 4 - Inverter 3. Aprile 2014

L'inverter 19 sale di potenza fino alle 9:05 raggiungendo 124,5 kWp, poi dimezza la sua potenza con l'inverter 20: entrambi alle 9:10 contano una potenza di 65 kWp circa.

CAPITOLO 4. ANALISI PROBLEMATICHE IMPIANTO FOTOVOLTAICO CON SISTEMA DI MONITORAGGIO

Alle 10:50 circa l'inverter 19 ed il 20 raggiungono entrambi la potenza di 126 kWp e la dividono cosi con l'inverter 21. Alle ore 10:55 tutti e tre gli inverter, cioè il master e i due slave, hanno potenza di 86 kWp circa.

L'inverter 21 è attivo fino alle 16 circa e disattivandosi cede la sua potenza all'inverter 19 e 20 (si può notare dai grafici come aumentano di potenza). Infine l'inverter 20 si disattiva alle ore 17:15. Guardando anche soltanto l'inverter 19 ci si può accorgere l'andamento degli inverter, infatti nei

L'andamento della cabina 4 considerando in totale gli inverter 19-20-21 è rappresentata nell'immagine seguente.

picchi si capisce quando gli inverter si attivano o disattivano.

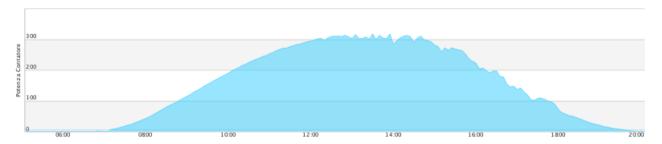


Figura 4.17 Contatore cabina 4. Aprile 2014

Capitolo 5

Progettazione di un nuovo generatore fotovoltaico su uno stesso sito su nuova tecnologia

In questo capitolo si vuole analizzare la possibilità di migliorare la produzione generata dall'impianto fotovoltaico Solar Plus cambiandone un componente principale, cioè i pannelli fotovoltaici, ed investendo in modelli più moderni. Si propone, quindi, un progetto di Revamping cioè di rimodernamento dell'impianto ormai poco efficiente dal punto di vista energetico e produttivo. Il concetto di fondo è quello di organizzare e portare a termine interventi mirati che offrono la possibilità di garantire un'elevata producibilità dell'impianto e la possibilità di allungargli la vita.

Revamping

Con il termine Revamping si indica l'ammodernamento o l'ottimizzazione di un impianto fotovoltaico esistente. Questo comprende tutte quelle attività di revisione e rigenerazione dell'impianto nelle sue varie parti per far sì che rispecchi le prestazioni previste dal progetto di realizzazione. Può essere necessario un intervento di Revamping principalmente per tre motivi:

- Ammodernamento: migliorare l'efficienza di un impianto già installato utilizzando componenti nuovi e più innovativi. Può essere effettuato anche quando alcuni componenti non sono più a norma a causa dei cambiamenti delle normative;
- Degrado e malfunzionamento: alcuni componenti dell'impianto durante gli anni diminuiscono le loro prestazioni o addirittura si rompono;
- Scelte progettuali poco adatte: come nel caso di Solar Plus, alcune scelte progettuali effettuate sono state poco efficaci ed hanno reso poco efficiente l'impianto fotovoltaico.

Il GSE il 22 febbraio 2017 ha pubblicato il Documento Tecnico per il Revamping (*Procedure ai sensi del D.M. 23 giugno 2016*) ed è rivolto alle aziende che si trovano ad effettuare interventi di manutenzione e ottimizzazione anche su impianti installati da terzi e specifica le procedure da seguire per non perdere gli incentivi del Conto Energia.

Il Revamping fotovoltaico comprende due categorie:

- Interventi di manutenzione e ammodernamento tecnologico significativo;

- Interventi di manutenzione e ammodernamento tecnologico non significativo.

I primi comprendono:

- Spostamento anche parziale dei moduli fotovoltaici;
- Sostituzione, rimozione, nuova installazione dei componenti principali;
- Modifica del regime di cessione in rete dell'energia prodotta;
- La variazione del codice POD identificativo del punto di connessione dell'impianto alla rete.

I secondi comprendono invece:

- Spostamento degli inverter e dei componenti elettrici secondari;
- Sostituzione, rimozione, nuova installazione dei componenti elettrici secondari qualora l'intervento non determini variazioni del regime di gestione in rete dell'energia prodotta dall'impianto;
- Interventi su strutture di sostegno dei moduli o sulle strutture edilizie su cui l'impianto è stato installato che non comportino variazioni dei requisiti in base ai quali l'impianto è stato incentivato. [7]

Il Revamping che si vuole effettuare nell'impianto Solar Plus rientra nella prima categoria: si prevede di sostituire un componente principale (moduli)e secondari (tutti gli altri) dell'impianto fotovoltaico con componenti tecnologicamente più avanzati garantendo una miglior resa dell'impianto. Un requisito da rispettare per i moduli fotovoltaici è l'essere conformi ai requisiti del Quarto Conto Energia. Questo significa che devono avere certificato di ispezione di fabbrica che attesti la loro data di produzione e verifichi la qualità del processo produttivo e dei materiali utilizzati.

In tutti i casi di sostituzione dei moduli, per facilitare e rendere possibile l'eventuale riconfigurazione delle stringhe di generazione, necessaria per garantire il corretto funzionamento dell'inverter, sono ammissibili soglie percentuali - introdotte dall'art. 30 del DM 23 giugno 2016 - di incremento del valore della potenza elettrica nominale dell'impianto e, nel caso di impianti multi sezione, della singola sezione, secondo il seguente schema:

- Fino al 5%, per gli interventi su impianti con potenza nominale non superiore a 20 kW;
- Fino all'1%, per gli interventi su impianti con potenza nominale superiore a 20kW.

Il nuovo impianto fotovoltaico avrà una potenza maggiore rispetto a quello attuale: la potenza nominale attuale sarà incrementata dell'1%. Garantendo l'incremento della potenza nominale entro l'1%, gli incentivi del conto energia non saranno persi.

1. Nuovo impianto

L'impianto fotovoltaico che si propone ha una potenza di 3376,96 kWp, cioè quasi l'1% in più rispetto all'originale, ed è costituito da n. 11.072 moduli fotovoltaici *Hanwha Q.CELLS Q.PEAK-G4.1 305* e, come da impianto originale, da n.7 inverter *Bonfiglioli RS TL 0510*.

I moduli fotovoltaici sono stati scelti per ottimizzare lo spazio disponibile e garantendo la distanza minima di sicurezza dai lucernari. Inoltre, con una nuova configurazione delle stringhe, il quadro di primo parallelo verrà eliminato collegando direttamente i moduli al quadro di secondo parallelo/di campo. Per quanto riguarda l'inverter, si è scelto di lasciare quello attuale in quanto poco tempo fa alcuni moduli di alcune cabine sono già stati sostituiti, quindi in sede di progetto non si sono riscontrati problemi di deterioramento dell'inverter.

Si propongono due alternative per quanto riguarda il layout dei moduli. In entrambi i casi i moduli sono disposti su due file orizzontalmente, ma le due proposte si differenziano da:

- Modello n.1: Installazione con longheroni (i moduli seguono l'andamento dei cupolini e le due file hanno tilt differenti);
- Modello n.2: Installazione con struttura a triangolo (i moduli sono installati su una struttura a triangolo ed entrambe le file hanno lo stesso tilt; in questo caso si può scegliere l'inclinazione che si preferisce).

I moduli installati secondo il primo modello hanno inclinazione minore rispetto a quella ottimale, ma il costo della struttura è molto basso. Al contrario, invece, i moduli installati sulla seconda struttura possono avere il tilt ottimale del sito e produrre molta più energia; la conseguenza sta nel costo, la struttura a triangolo costa quasi 3 volte di più rispetto alla struttura a longheroni.

In entrambi i casi, la nuova struttura verrà installata sulla struttura già esistente. Il vecchio impianto verrà smantellato solo per quanto riguarda i cavi ed i moduli, al fine di ridurre i costi di smantellamento.

Moduli fotovoltaici

I moduli utilizzati nel nuovo progetto sono gli *Hanwha Q.CELLS Q.PEAK-G4.1 305* di potenza 305 Wp.

Sono moduli di silicio monocristallino con tecnologia *Q.ANTUM*: essa prevede la parte posteriore della cella solare dotata di nano strati che agiscono come uno specchio ottico. I raggi solari finora non utilizzati possono essere riflessi nella cella e trasformati in energia. Migliorano in questo modo le proprietà elettriche e l'efficienza aumenta in modo significativo anche in condizioni di poco illuminamento. La cella *Q.ANTUM* permette quindi maggior rendimento in rapporto alla superficie e costi BOS inferiori grazie a classi di potenza maggiori. Si raggiunge una efficienza del 18.3%.

Inoltre, le celle *Q.ANTUM* sono state progettate per evitare il PID e il LID, cioè fenomeni di degrado delle prestazioni della cella fotovoltaica durante gli anni. Il LID (*Light Induced Degradation*) è la degradazione della cella indotta dalla luce che colpisce nei primi momenti di esposizione del modulo al sole; questo fenomeno dopo un primo lieve calo di prestazioni si arresta ed il modulo preserva le proprie caratteristiche entro i limiti di garanzia. Il PID (*Potential Induced Degradation*) è la degradazione della cella da potenziale indotto, cioè è dovuto alla differenza di tensione che si stabilisce tra le celle e la cornice dei moduli particolarmente in ambiente caldo e umido. Il campo elettrico che si sviluppa porta a due tipi di effetti:

- La migrazione degli ioni di sodio presenti nel vetro verso le celle e la cornice;
- La polarizzazione della superficie delle celle.

Il primo effetto modifica le caratteristiche I-U delle celle stesse con una riduzione considerevole della potenza generata, mentre il secondo effetto può essere annullato invertendo la polarità (ad esempio di notte). Il fenomeno del PID viene ridotto notevolmente nei moduli fotovoltaici con vetri di alta qualità al quarzo, che per loro natura contengono piccole concentrazioni di sodio, con l'ottimizzazione delle distanze e dello strato di EVA (il materiale che racchiude le celle).

Il numero delle celle è 60 in silicio monocristallino con dimensioni totali del modulo di 1685 x 1000 x 35 mm. Come già anticipato, il rendimento di una cella fotovoltaica è pari al rapporto tra l'energia elettrica prodotta in un intervallo di tempo e l'energia che incide sulla cella, cioè quindi al flusso di radiazione incidente dato dal prodotto tra la densità di flusso e l'area della cella esposta alla radiazione solare. Lo stesso discorso lo si può fare per l'intero modulo: maggiore è l'area del modulo fotovoltaico, minore sarà il rendimento totale.

CAPITOLO 5. PROGETTAZIONE DI UN NUOVO GENERATORE FOTOVOLTAICO SU UNO STESSO SITO SU NUOVA TECNOLOGIA

Le celle sono ricoperte da uno strato di 3,2 mm di vetro temperato con tecnologia antiriflesso per garantire maggior trasparenza e minor perdita di irradiazione.

Presenta una cornice in alluminio anodizzato nero permettendo di proteggere al meglio le celle fotovoltaiche. In questo caso, i moduli saranno ancorati ai cupolini tramite strutture più stabili e potranno essere cambiati con facilità.

La potenza nominale del modulo è garantita pari almeno al 98% durante il primo anno. Negli anni successivi il degrado annuo non è superiore al 0.6%:

- Dopo i 10 anni la potenza nominale è pari almeno al 92,6%;
- Dopo 25 anni la potenza nominale è pari almeno al 83.6%.

In allegato al capitolo si trova scheda tecnica dei moduli *Hanwha Q.CELLS Q.PEAK-G4.1 305* (ALLEGATO 5.A).

Inverter

L'inverter è lo stesso dell'impianto originale, cioè il Bonfiglioli RS TL 0510.

In questo caso si è cambiata la configurazione delle stringhe ottimizzando il numero di moduli per inverter. Inoltre, nel caso del modello 1, ogni inverter sarà collegato a moduli con la stessa inclinazione evitando problemi di mismatch dei parametri elettrici come invece accade nel progetto iniziale.

Di seguito si riporta una tabella con le principali caratteristiche dell'inverter (il datasheet si trova nel capitolo 4).

PARAMETRI TECNICI DEL GRUPPO DI CONVERSIONE DC/AC			
INGR	ESSO		
Potenza di picco suggerita [kWp]	510 kWp		
Potenza CC nominale in ingresso [kW]	458 kW		
Corrente CC di ingresso massima [A]	1050 A		
Tensione CC di ingresso massima [V]	900V		
Intervallo MPPT [V]	$425 - 875 \mathrm{V}$		
N° MPPT	1		
N° ingressi con fusibile	16		
USC	CITA		
Tensione di rete [V]	$270\pm10\%$		
Frequenza di rete [Hz]	50 Hz		
Potenza nominale [kW]	450 kW		
Potenza massima [kW]	495 kW		
Corrente nominale [A]	960 A		
Fattore di potenza	> 0,99 alla potenza nominale		
Distorsione armonica [%]	<3 % alla potenza nominale		
DATI TECNICI			
Dimensioni [LxAxP mm]	3000x2100x800 mm		
Peso [kg]	2150 kg		
Grado di protezione	IP20		
Temperatura ambiente [°C]	Da -10°C a +40°C		
DISPOSITIVO DI PROTEZ	IONE E MONITORAGGIO		
Rilevamento guasti a terra lato DC	Sistema EFC		
Monitoraggio di rete	Intervallo di tensione e frequenza regolabile		
Protezione da sovratensione	EN Tipo 1+2, IEC Classe I+II lato rete		
1 rotezione da sovidiensione	EN Tipo 2, IEC Classe II lato generatore		
INTER			
Interfaccia di comunicazione	CAN, RS485		
Contatti di segnale puliti	Anomalia della protezione da sovratensione		
Comun di segnate punni	Anomalia dell'inverter		

Struttura

L'impianto fotovoltaico dovrà essere installato sopra dei cupolini in lamiera e si propongono due alternative per la struttura portante i moduli fotovoltaici:

- Staffa di fissaggio su lamiera grecata curva;
- Triangolo.

Entrambe le strutture sono realizzate in acciaio.

Nella progettazione si è rispettata la distanza di sicurezza di 1 m dai lucernari secondo le Linee Guida dei Vigili del Fuoco.

Modello n.1

I moduli saranno installati sopra dei longheroni attraverso dei morsetti e dei fissaggi. Seguiranno l'andamento dei cupolini ed una fila avrà incinazione diversa rispetto all'altra, proprio come il progetto iniziale.

Alcuni moduli saranno posizionati sui cupolini in una fila, ed avranno inclinazione 17°.

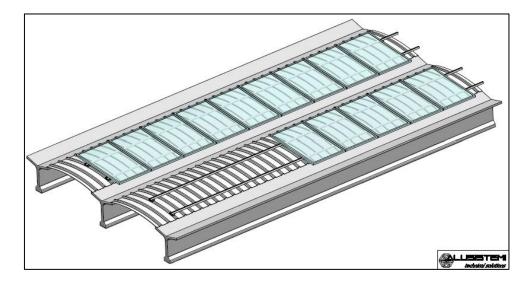


Figura 5.1 Struttura modello 1

Di seguito si riporta un possibile layout de moduli:

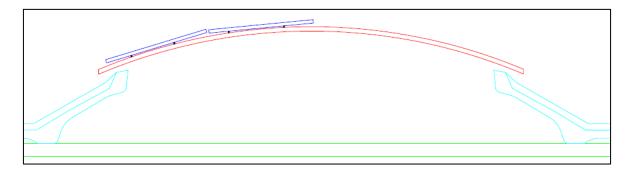


Figura 5.2 Layout modello 1

Modello n.2

I moduli verranno installati sopra delle strutture di supporto di forma triangolare, inclinabile come meglio si preferisce. Si utilizzeranno delle staffe e dei morsetti per fissare i moduli. Entrambe le file avranno la stessa inclinazione, cioè 36°.

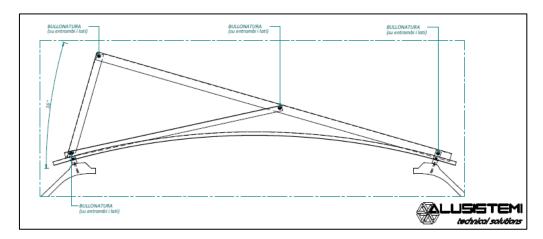


Figura 5.3 Struttura modello 2

Di seguito si riporta un possibile layout de moduli:

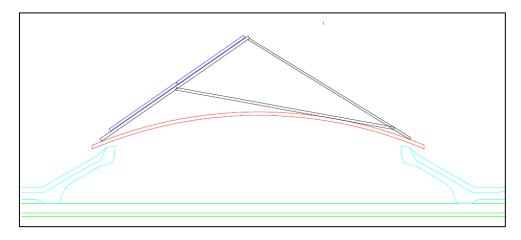


Figura 5.4 Layout modello 2

Altri componenti

Dell'impianto originale verranno effettuati i seguenti cambiamenti:

- I quadri di primo parallelo verranno eliminati;
- I cavi in corrente continua fino al quadro di secondo parallelo/campo verranno sostituiti;
- I fusibili entranti nel quadro di campo verranno sostituiti;
- Alcuni quadri di campo verranno eliminati, in quanto se ne utilizzeranno meno per ogni cabina.

Nell'impianto originale i moduli scelti sono di silicio amorfo con corrente di corto circuito è molto bassa (1,57 A), quindi era necessario il parallelo di più stringhe collegate poi al quadro di campo. Infatti, in un sotto campo ci sono 16 quadri di primo parallelo ognuno dei quali collegato a 5 stringhe

da 8 moduli; da ognuno di essi esce, quindi, una corrente di 7,65 A. I 16 quadri di primo parallelo sono collegati ad un quadro di campo con sezionatore di entrata di corrente massima 10 A.

Nella nuova configurazione, le stringhe dei moduli *Q.CELLS* sono collegate direttamente al quadro di campo. Avendo come corrente di corto circuito un valore di 9,84 A, in condizioni STC, si è deciso di cambiare i fusibili con altri con corrente nominale superiore in caso di temperature maggiori rispetto a quelle standard. Si è scelto, quindi, di sostituire i sezionatori all'entrata dei quadri di campo con valore nominale 10 A con altri da 20 A.

Inoltre, per ogni inverter si prevede di diminuire il numero dei quadri di campo e quindi il numero di stringhe che arrivano al MPPT dell'inverter.

I cavi, quindi, rimangono molto distanti dagli inverter, di conseguenza le perdite nei cavi devono essere considerate.

Anche il trasformatore originale rimarrà nella nuova configurazione cioè un trasformatore 15/0.27 kV, in quanto in fase di progettazione non si è reputato opportuno sostituirlo. Inoltre, essendo gli inverter gli stessi della configurazione originale con tensione in uscita 270V, non ci sono problemi di compatibilità.

2. Analisi impianto con stringhe

L'impianto fotovoltaico che si propone è di tipo *grid-connected* e la tipologia di allaccio è trifase in Media Tensione. Ha una potenza totale di 3376,96 kWp e la sua produzione varia a seconda della tipologia di struttura scelta.

	Modello n.1	Modello n.2	
Potenza [kWp]	3.37	6,96	
Numero moduli	11.	072	
Numero inverter	7	7	
Azimuth	7°		
Tilt	17°	36°	
1 1111	5°	30	
Producibilità annua [kWh/kWp]	1.184	1.260	
Produzione annua [kWh]	3.998.922	4.274.894	

La configurazione elettrica dei moduli con gli inverter è stata effettuata tenendo in considerazione l'effetto della temperatura su corrente e tensione. Infatti, al variare della temperatura, questi valori cambiano rispetto a quelli in condizioni standard (STC).

Per prima cosa si è verificata la tensione massima del sistema moduli *Q.PEAK-G4.1 305* con inverter *Bonfiglioli*. In seguito si è calcolata la tensione di corto circuito massima e minima per stringa attraverso la seguente formula:

$$V_{oc} = V_{oc}(STC) * (1 + \beta_{V,oc} * (T_c - T_{STC})) * N_S$$

Dove:

- $V_{oc}(STC)$ = tensione a corto circuito dei moduli in condizioni standard in questo caso uguale a 40,05 V
- $\beta_{V,oc}$ = coefficiente di temperatura della tensione a corto aperto uguale a -0.28 %/K
- $T_{STC} = 25 \, ^{\circ}\text{C}$
- T_c = temperatura della cella
- N_S = numero di moduli in serie

Per calcolare la tensione a massima potenza MPP si è utilizzato come coefficiente: $\gamma_{P,mpp}$ cioè il coefficiente di massima potenza in quanto:

$$\gamma_{P,mpp}\% = \frac{dP_{max}}{dT} * \frac{1}{P_{max}} * 100 =$$

$$= \frac{dI_{mpp}}{dT} * \frac{1}{I_{,mpp}} * 100 + \frac{dV_{mpp}}{dT} * \frac{1}{V_{mpp}} * 100 =$$

$$= \alpha_{I,mpp}\% + \beta_{V,mpp}\% \cong \beta_{V,mpp}\%$$

Dove il coefficiente della corrente è trascurabile nel punto di massima potenza MPP.

La formula per calcolare la tensione a massima potenza MPP è la seguente:

$$V_{mpp} = V_{mpp}(STC) * (1 + \gamma_{P,mpp} * (T_c - T_{STC})) * N_S$$

Dove:

- $V_{mpp}(STC)$ = tensione corrispondente a potenza dei moduli in condizioni standard uguale a 32.62 V
- γ_{mpp} = coefficiente di temperatura di massima potenza uguale a -0,39 %/K

Infine, la massima corrente ammissibile in corto circuito per MPPT è stata calcolata con la seguente formula:

$$I_{SC} = I_{SC}(STC) * \left(1 + \alpha_{I,oc} * (T_{amb} - T_c)\right) * \frac{G}{G_{STC}} * N_s$$

Dove:

- I_{SC}(STC) = corrente di corto circuito dei moduli in condizioni standard in questo caso uguale a 9,84 A;
- $\alpha_{I,oc}$ = coefficiente di temperatura della corrente di corto circuito uguale a 0,04 %/K;
- $\frac{G}{G_{STC}}$ = rapporto tra l'irradianza sul piano dei moduli FV e l'irradianza in condizioni standard.

Per il sito in questione il rapporto ha circa come valore 0,96;

- N_P = numero di stringhe in parallelo.

Di seguito viene riportata la configurazione elettrica dell'impianto fotovoltaico, uguale per tutti e due i modelli.

CAPITOLO 5. PROGETTAZIONE DI UN NUOVO GENERATORE FOTOVOLTAICO SU UNO STESSO SITO SU NUOVA TECNOLOGIA

Configurazione inverter							
Cabina	n. 1 n. 2		n. 3		n. 4		
Inverter	1	2	3	4	5	6	7
Numero moduli	16	17	17	17	17	17	17
Numero stringhe	16	16	16	16	16	16	16
Numero moduli tot.	256	272	272	272	272	272	272
Numero di MPPT				1			
Numero stringhe per MPPT	5	6	6	6	6	6	6
Tensione Massima sistema moduli [Vdc]				1000			
Tensione massima ingresso inverter [Vdc]				1000			
Voc_Max: Tensione a vuoto stringa @ -7°C [Vdc]	698,22	741,85	741,85	741,85	741,85	741,85	741,85
Voc_Min: Tensione a vuoto stringa @66°C [Vdc]	567,24	602,69	602,69	602,69	602,69	602,69	602,69
Tensione di attivazione Vstart (default) [Vdc]			4	120,00			
Vmp_Max: Tensione mp stringa @-7°C [Vdc]	587,06	623,75	623,75	623,75	623,75	623,75	623,75
Vmp_Min: Tensione mp stringa @66°C [Vdc]	438,46	465,87	465,87	465,87	465,87	465,87	465,87
V MPPT* [Vdc] min	425						
V MPPT* [Vdc] max	875						
Corrente CC generatore FV @66°C [Adc]	768,1	921,7	921,7	921,7	921,7	921,7	921,7
Corrente CC max inverter [Adc				1050			

La configurazione scelta tiene conto che nel primo modello i moduli hanno due inclinazioni e l'inverter utilizzato ha soltanto un inseguitore di potenza MPPT. In fase di progettazione si è deciso di aumentare il numero dei moduli con inclinazione 17° rispetto a quelli con inclinazione 5° al fine di collegarli ad un inverter evitando problemi di mismatch, come invece accadevano nell'attuale impianto. Inoltre, aumentando il numero di moduli con inclinazione 17° la produzione aumenta.

3. Layout e Schema unifilare

In allegato il capitolo si trovano i layout dei due modelli proposti con relativi schemi unifilari. (ALLEGATO 6.B, ALLEGATO 6.C, ALLEGATO 6.D).

Il layout dei moduli nelle due configurazioni differiscono poiché nel primo modello il numero di moduli per fila è diverso. Questa scelta è stata adottata sia per vincoli di configurazione con gli inverter sia per migliorare la producibilità dell'impianto: avendo più moduli con tilt pari a 17° rispetto a moduli con tilt pari a 5° la produzione annua aumenta.

Nel secondo modello non ci sono stati vincoli, infatti il numero di moduli per fila è uguale.

Lo schema unifilare è unico per i due modelli.

4. Analisi producibilità

In questo paragrafo vengono studiate le diverse produzioni date dai due modelli di Revamping. Si utilizzeranno due metodi:

- Stima dell'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico;
- Studio con formula analitica per il calcolo della producibilità.

Entrambi i metodi utilizzano i dati ottenuti dal software online PVGIS.

Utilizzando il software PVGIS, è possibile valutare la produzione di energia in un anno di un impianto fotovoltaico. Aprendo il sito internet, si può scoprire direttamente il valore nella schermata "PV Estimation" inserendo la località, la percentuale di perdite lato AC, tilt e azimuth e si ottengono i valori medi di ogni mese.

Per perdite lato AC si intendono quelle che si creano dal momento in cui la corrente passa attraverso l'inverter. Esse sono:

- Perdite dovute al passaggio nell'inverter;
- Perdite lungo i cavi in corrente alternata;
- Perdite nel trasformatore per l'innalzamento da bassa a media tensione (15/0.27 V);
- Perdite lungo la linea MT che va dal trasformatore al punto di consegna alla rete pubblica.

Attraverso la schermata "Daily Radiation", invece, si hanno i dati di irradiazione media giornaliera ("Average Daily Solar Irradiance"), che servono per ottenere, tramite la formula che segue, i valori di producibilità:

$$P_{pv} = P_{nom} * \frac{G}{G_{STC}} * \eta_{DC} * [1 - \beta * (T_c - T_{STC})] * \eta_{inv} * \eta_{losses}$$

Ogni mese, quindi, è caratterizzato da un giorno tipico.

Stima dell'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico

Modello 1

Il primo modello prevede l'installazione di due file di moduli orizzontalmente su dei longheroni che seguono l'andamento dei cupolini, quindi una fila ha il tilt diverso dall'altra.

Modello n.1			
Tilt	17°		
1 ***	5°		
Azimuth	7°		
Perdite lato AC	10%		

Per calcolare la producibilità, bisogna fare la media delle producibilità per le due diverse inclinazioni. Bisogna, inoltre, considerare un numero diverso di pannelli per inclinazione:

- n. 6176 moduli con tilt = 17°
- n. 4896 moduli con tilt = 5°

Di seguito vengono riportati i valori ottenuti da PVGIS considerando come potenza 1 kWp per tutte e due le inclinazioni. Poi si è calcolata la producibilità totale per l'impianto fotovoltaico.

Fixed system: inclination=17°, orientation=7°					
Month	$\mathbf{E}_{\mathbf{d}}$	E _m	H_d	H _m	
Jan	1,43	44,4	1,73	53,6	
Feb	2,51	70,4	3,06	85,7	
Mar	3,64	113	4,64	144	
Apr	3,97	119	5,28	158	
May	4,66	144	6,32	196	
Jun	4,95	149	6,86	206	
Jul	5,16	160	7,28	226	
Aug	4,54	141	6,4	198	
Sep	3,8	114	5,15	154	
Oct	2,49	77,1	3,22	99,7	
Nov	1,54	46,2	1,92	57,5	
Dec	1,32	41,1	1,6	49,7	
Yearly average	3.34	102	4.46	136	
Total for year	12	220	16	30	

Fixed system: inclination=5°, orientation=7°					
Month	$\mathbf{E}_{\mathbf{d}}$	Em	H_d	H _m	
Jan	1,14	35,5	1,41	43,8	
Feb	2,09	58,7	2,56	71,7	
Mar	3,28	102	4,14	128	
Apr	3,8	114	4,99	150	
May	4,61	143	6,21	192	
Jun	4,98	149	6,84	205	
Jul	5,15	160	7,2	223	
Aug	4,39	136	6,12	190	
Sep	3,49	105	4,67	140	
Oct	2,18	67,4	2,81	87	
Nov	1,26	37,9	1,6	47,9	
Dec	1,02	31,5	1,27	39,4	
Yearly average	3.12	94.9	4.16	127	
Total for year	11	40	15	20	

Fixed system: n. 6176 modules at inclination=17° &					
n. 4896 modules at inclination=5°, orientation=7°					
Ed	Em	H _d	H _m		
4396	136646,8	1,6	48,7		
7849	220266,6	2,8	78,7		
11754,6	365170,4	4,4	136		
13152,7	394391,8	5,1	154		
15662	484789	6,3	194		
16760,8	503167	6,9	205,5		
17410,2	540313,6	7,2	224,5		
15107,4	468685	6,3	194		
12369,5	371533,9	4,9	147		
7945,7	245878,8	3,0	93,4		
4782,4	143621,3	1,8	52,7		
4009,6	124457,6	1,4	44,6		
10933	333243	4,30	131		
399	98922	15	573		
	Ed 4396 7849 11754,6 13152,7 15662 16760,8 17410,2 15107,4 12369,5 7945,7 4782,4 4009,6	Ed Em 4396 136646,8 7849 220266,6 11754,6 365170,4 13152,7 394391,8 15662 484789 16760,8 503167 17410,2 540313,6 15107,4 468685 12369,5 371533,9 7945,7 245878,8 4782,4 143621,3 4009,6 124457,6	Ed Em Hd 4396 136646,8 1,6 7849 220266,6 2,8 11754,6 365170,4 4,4 13152,7 394391,8 5,1 15662 484789 6,3 16760,8 503167 6,9 17410,2 540313,6 7,2 15107,4 468685 6,3 12369,5 371533,9 4,9 7945,7 245878,8 3,0 4782,4 143621,3 1,8 4009,6 124457,6 1,4		

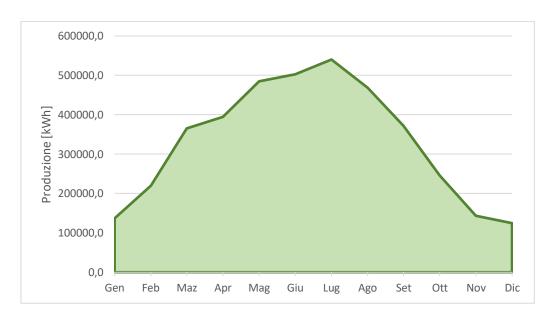


Grafico 5.1 Produzione modello 1

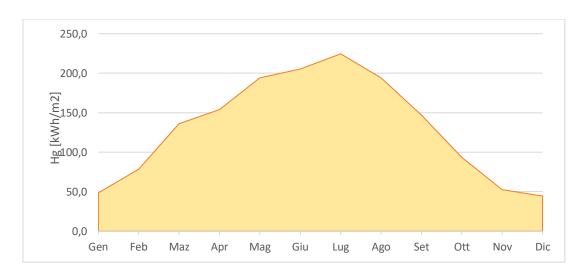


Grafico 5.2 Irradiazione sulla superficie del moduli modello 1

Modello 2

Con la struttura a triangolo, il tilt scelto è quello ottimale per Stradella, cioè di 36° (come da PVGIS).

La scelta di questa inclinazione non è stata vincolata né dalla morfologia del cupolino, come nel modello n.1, né da problemi di ombreggiamento in quanto installando i moduli orizzontalmente, l'ombra data dalla fila anteriore su quella posteriore è molto piccola. In questo caso, il numero dei moduli per inclinazione è lo stesso.

Modello n.2

Tilt	36°
Azimuth	7°
Perdite lato AC	10%

I valori medi per l'impianto con potenza nominale di 3376,96 kWp sono indicati nella seguente tabella.

Fixed system: inclination=36°, orientation=7°				
Month	E _d	Em	H _d	H _m
Jan	5875,9	182355,8	2,11	65,4
Feb	9995,8	279612,3	3,63	102
Mar	13339	415366,1	5,11	158
Apr	13575,4	408612,2	5,39	162
May	15128,8	469397,4	6,12	190
Jun	15736,6	472774,4	6,47	194
Jul	16547,1	513297,9	6,94	215
Aug	15230,1	472774,4	6,41	199
Sep	13642,9	408612,2	5,54	166
Oct	9421,7	291769,3	3,65	113
Nov	6179,8	185732,8	2,3	68,9
Dec	5639,5	174588,8	2,01	62,4
Yearly average	11693	356241	4,64	141
Total for year	4274	1894	10	596

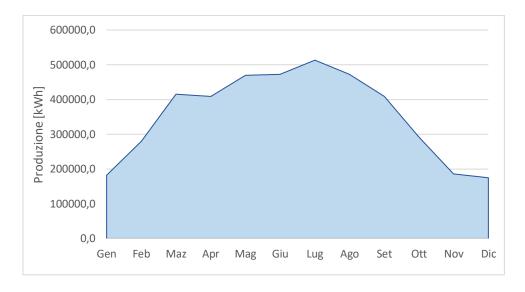
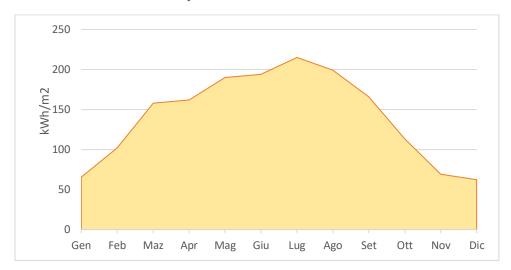


Grafico 5.3 Produzione modello n.2



 ${\it Grafico~5.4~Irradiazione~sulla~superficie~del~moduli~modello~2}$

Confronto

Di seguito viene riportato il grafico con il confronto utilizzando i valori ottenuti da "PV Estimation" di PVGIs per i due modelli analizzati

Modello n.1				
Mese	Ed	Em		
Gennaio	4396,00	136646,83		
Febbraio	7848,99	220266,61		
Marzo	11754,55	365170,40		
Aprile	13152,67	394391,84		
Maggio	15661,97	484788,96		
Giugno	16760,75	503167,04		
Luglio	17410,18	540313,60		
Agosto	15107,41	468684,96		
Settembre	12369,53	371533,92		
Ottobre	7945,71	245878,80		
Novembre	4782,40	143621,33		
Dicembre	4009,60	124457,57		

N	Modello n.2				
Mese	Ed	Em			
Gennaio	5875,91	182355,8			
Febbraio	9995,802	279612,3			
Marzo	13338,99	415366,1			
Aprile	13575,38	408612,2			
Maggio	15128,78	469397,4			
Giugno	15736,63	472774,4			
Luglio	16547,1	513297,9			
Agosto	15230,09	472774,4			
Settembre	13642,92	408612,2			
Ottobre	9421,718	291769,3			
Novembre	6179,837	185732,8			
Dicembre	5639,523	174588,8			

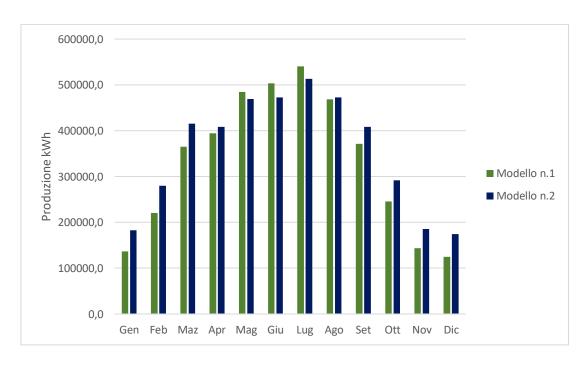


Grafico 5.5 Confronto due modelli: produzione

Il modello n.2 permette all'impianto di produrre più energia elettrica, con una produzione di 1260 kWh/kWp rispetto a 1184Wh/kWp del primo modello.

Nonostante ciò, nei mesi primaverili ed estivi, cioè maggio, giugno e luglio, la producibilità del primo modello è maggiore rispetto al secondo. Questo è dato dal fatto che durante i mesi primaverili ed estivi una lieve inclinazione dei pannelli rispetto al piano favorisce una maggiore produzione energetica, viceversa una forte inclinazione dei pannelli rispetto al piano orizzontale favorisce una maggiore produzione energetica durante il periodo invernale.

Il modello che soddisfa di più i bisogni rimane comunque il secondo in quanto, come è mostrato nella tabella seguente, la differenza di produzione ottenuta da maggio a luglio è nettamente inferiore rispetto agli altri mesi.

Producibilità durante maggio-giugno-luglio [kWh]	72.799
Producibiltià durante gli altri mesi [kWh]	348.771
Differenza [kWh]	275.971

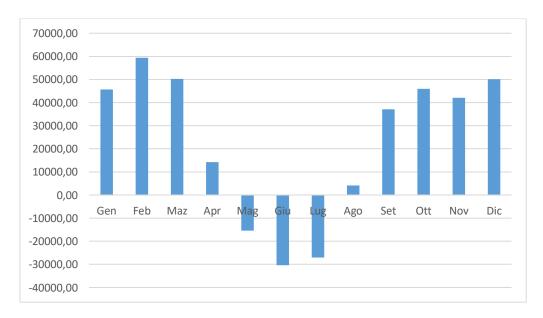


Grafico 5.6 Differenza di produzione dei modelli

Inoltre, visto che l'impianto fotovoltaico non deve soddisfare fabbisogni energetici di un'azienda o in generale di un cliente, non siamo vincolati a maggior produzione durante l'estate o durante l'inverno. Lo scopo è quello di produrre massima elettricità possibile durante tutto l'arco dell'anno.

Studio con formula analitica per il calcolo della producibilità

Si è studiata la producibilità dell'impianto fotovoltaico in condizioni di real sky cioè di cielo medio.

Ogni mese è stato analizzato considerando un giorno tipico e la formula è:

$$P_{pv} = P_{nom} * \frac{G}{G_{STC}} * \eta_{DC} * [1 - \beta * (T_c - T_{STC})] * \eta_{inv} * \eta_{loss}$$

Si sono considerati i seguenti parametri:

- P_{nom} : potenza nominale del generatore FV in condizioni standard
- G: irradianza sulla superficie dei moduli
- $\gamma_{P,MPP}$: coefficiente di temperatura di $P_{MPP} = -0.37 \%/^{\circ}C$
- T_c : temperatura della cella per i moduli FV
- $T_{STC} = 25$ °C
- η_{inv} : rendimento europeo dell'inverter= 98%
- η_{DC} : perdite lato AC: 90%
- η_{loss} : altre perdite che tengono conto del rendimento dell'MPPT e delle perdite lungo i cavi (è stata considerata la perdita più evidente, cioè nel cavo più lungo tra modulo e inverter) = 93%

Inoltre, si è calcolata la temperatura della cella durante il giorno:

$$T_c = T_d + \frac{NOCT - 20}{800} * G_{NOCT}$$

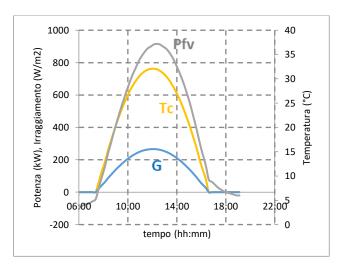
Dove per NOCT si intende la temperatura di funzionamento all'aperto (*outdoor*) a cui si porta la cella nel caso di:

- $T_{a \ NOCT}$: Temperatura dell'aria = 20 °*C*;
- G_{NOCT} : Irraggiamento in condizioni NOCT = 800 W/m^2 ;
- Velocità del vento 1 m/s;
- Modulo appoggiato su di una superficie, quindi assenza di convezione termica sulla superficie inferiore.

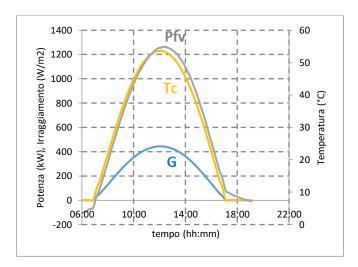
In questo caso si è considerato $NOCT = 50 \,^{\circ}C$

Per il modello n.1 si hanno i seguenti grafici:

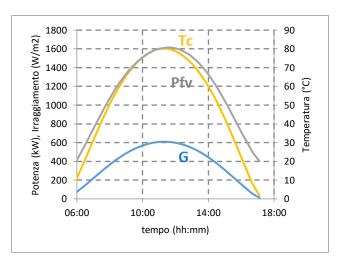
Gennaio



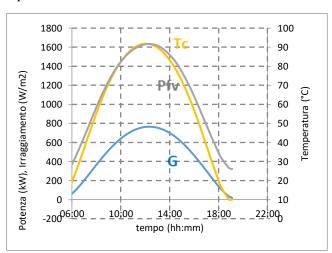
Febbraio



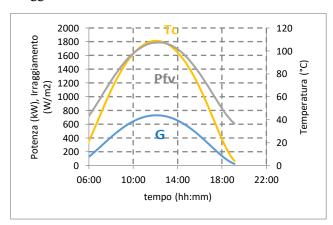
Marzo



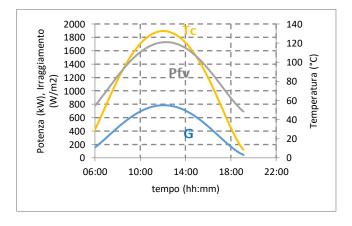
Aprile



Maggio

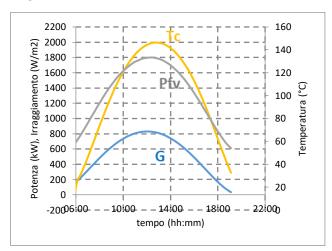


Giugno

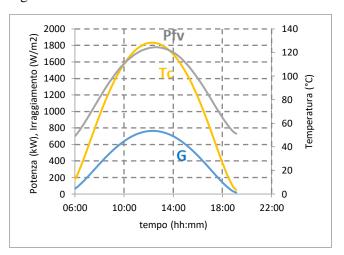


CAPITOLO 5. PROGETTAZIONE DI UN NUOVO GENERATORE FOTOVOLTAICO SU UNO STESSO SITO SU NUOVA TECNOLOGIA

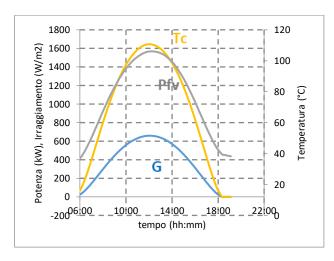
Luglio



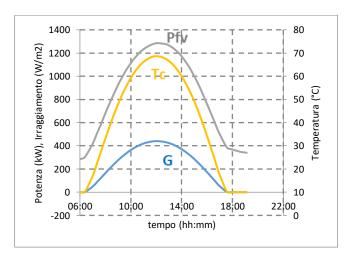
Agosto



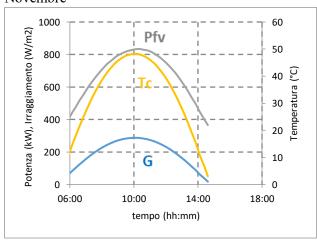
Settembre



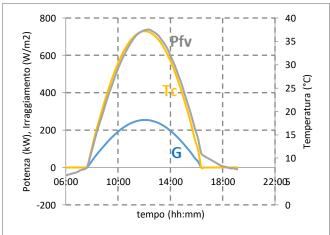
Ottobre



Novembre

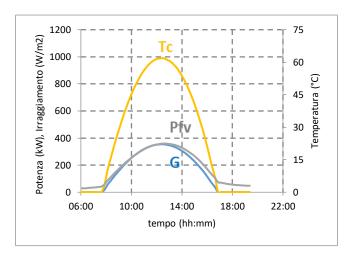


Dicembre

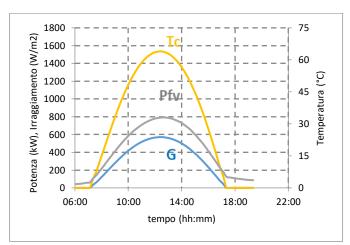


Per il modello n.2 si hanno i seguenti grafici:

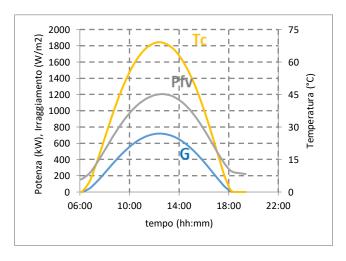
Gennaio



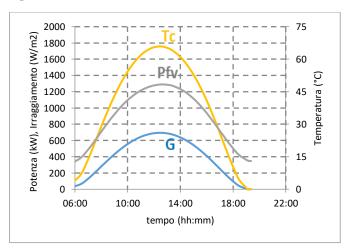
Febbraio



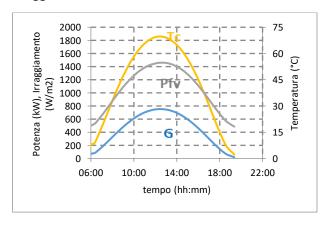
Marzo



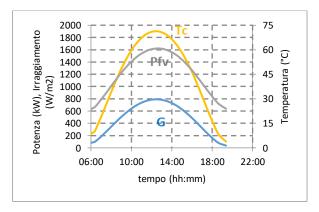
Aprile



Maggio

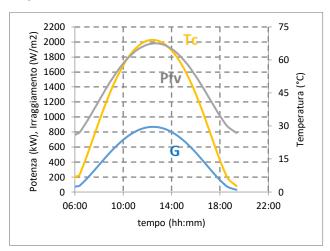


Giugno

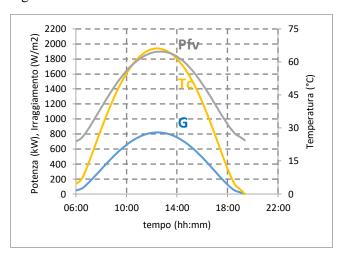


CAPITOLO 5. PROGETTAZIONE DI UN NUOVO GENERATORE FOTOVOLTAICO SU UNO STESSO SITO SU NUOVA TECNOLOGIA

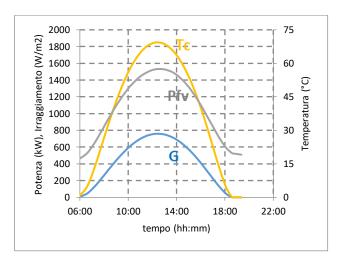
Luglio



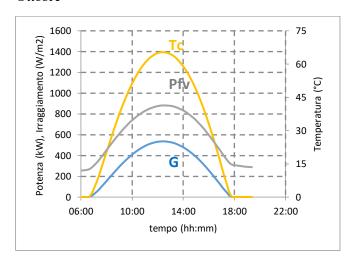
Agosto



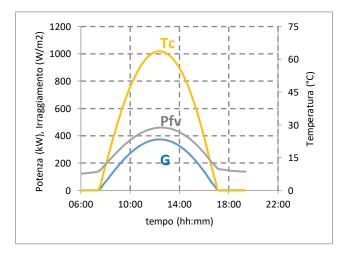
Settembre



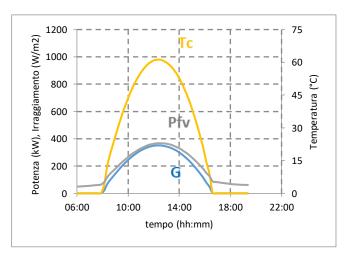
Ottobre



Novembre



Dicembre



		PV Est	imation	Formula	analitica
		$\mathbf{E}_{\mathbf{d}}$	E _m	$\mathbf{E}_{\mathbf{d}}$	$\mathbf{E}_{\mathbf{m}}$
	Gennaio	4396	136647	4557	141253
	Febbraio	7849	220267	7945	222447
	Marzo	11755	365170	11859	367640
	Aprile	13153	394392	13528	405826
-	Maggio	15662	484789	15959	494723
Modello 1	Giugno	16761	503167	16999	509962
opoj	Luglio	17410	540314	17620	546213
$\mathbf{\Sigma}$	Agosto	15107	468685	15516	480985
	Settembre	12370	371534	12631	378938
	Ottobre	7946	245879	8176	253450
	Novembre	4782	143621	4973	149190
	Dicembre	4010	124458	4169	129225

	Produzione [kWh/kWp]	Producibilità [kWh]
PV Estimation	1.184	3.998.922
Formula analitica	1.208	4.079.851

		PV Est	imation	Formula analitica		
		$\mathbf{E}_{\mathbf{d}}$	E _m	$\mathbf{E}_{\mathbf{d}}$	E _m	
	Gennaio	5876	182356	5999	185968	
	Febbraio	9996	279612	10023	280651	
	Marzo	13339	415366	13531	419473	
	Aprile	13575	408612	14073	422194	
7	Maggio	15129	469397	15573	482749	
Modello	Giugno	15737	472774	16058	481745	
opo	Luglio	16547	513298	16846	522227	
Σ	Agosto	15230	472774	15733	487734	
	Settembre	13643	408612	13998	419934	
	Ottobre	9422	291769	9730	301633	
	Novembre	6180	185733	6392	191765	
	Dicembre	5640	174589	5713	177092	

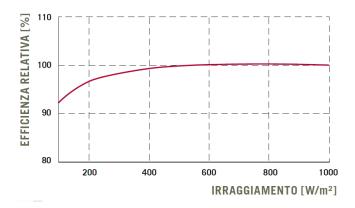
	Produzione [kWh/kWp]	Producibilità [kWh]
PV Estimation	1.260	4.255.020
Formula analitica	1.295	4.373.164

Come si vede dalle tabelle, utilizzando la formula si sovrastima di circa il 2,5% la producibilità ottenibile dall'impianto. Ciò è dato dal fatto che il software PVGIS tiene conto per esempio anche di altre perdite tra cui:

- Stima delle perdite dovute alla bassa irradiazione;
- Stima delle perdite dovute alla riflessione del vetro dei moduli FV.

Ai valori ottenuti di producibilità bisogna sottrarre ulteriori fattori di perdita che precedentemente non sono stati considerati (perché non hanno incidenza elevata). Due esempi di perdite sono:

- Il modulo scelto *Hanwha Q.CELLS Q.PEAK G4.1-305* diminuisce la performance a bassa irradianza secondo il grafico seguente. L'efficienza del modulo varierà secondo il rapporto tra i valori dell'irraggiamento attuale con quello standard, cioè 1 k W/m².



L'inverter in questione ha soltanto un inseguitore di potenza massima MPPT, quindi il compito di individuare il punto di massima potenza, istante per istante, è affidato ad un solo inseguitore di potenza collegato a molti moduli fotovoltaici.

Infatti, l'irraggiamento solare che colpisce i moduli fotovoltaici ha un carattere variabile da modulo a modulo. Su ogni cella poi si possono determinare, nel corso della giornata, delle ombre che possono essere imprevedibili come quelle determinate dalle nuvole. Inoltre, la quantità di energia prodotta da ciascuna cella fotovoltaica dipende dall'irraggiamento e dalla sua temperatura. Da queste considerazioni nasce la necessità di individuare, istante per istante, quel particolare punto sulla caratteristica I-U del generatore fotovoltaico in cui risulti massimo il trasferimento di potenza verso rete. Il compito del MPPT è proprio quello di individuare, istante per istante, tale punto di massima efficienza energetica. Un inverter con più MPPT eviterebbe problemi di mismatch dei parametri elettrici dovuti a parziale ombreggiamento: se pochi moduli sono collegati ad un MPPT, il problema di mismatch intaccherebbe meno la performance dell'intero impianto.

Allegato 5.A: Scheda tecnica dei moduli Hanwha Q.CELLS Q.PEAK-G4.1 305

Allegato 5.B: Layout impianto fotovoltaico nuovo impianto modello 1

Allegato 5.C: Layout impianto fotovoltaico nuovo impianto modello 2

Allegato 5.D : Schema elettrico unifilare nuovo impianto



Il nuovo modulo ad alte prestazioni Q.PEAK-G4.1 è la soluzione ideale per gli impianti residenziali, grazie all'innovativa tecnologia delle celle Q.ANTUM. Il design di queste celle, che ha fatto segnare record mondiali, è stato sviluppato per raggiungere migliori prestazioni in condizioni reali di funzionamento – tanto in caso di minima intensità dei raggi solari, quanto nelle calde giornate estive.



TECNOLOGIA DELLE CELLE Q.ANTUM: BASSI COSTI DI PRODUZIONE ENERGETICA

Maggior rendimento in rapporto alla superficie e costi BOS inferiori grazie a classi di potenza maggiori e ad un'efficienza fino al 18,6%.



TECNOLOGIA INNOVATIVA PER OGNI CONDIZIONE ATMOSFERICA

Ottimi rendimenti in qualsiasi condizione atmosferica grazie al particolare comportamento in condizioni di scarso irradiamento e alta temperatura.



LIVELLI DI EFFICIENZA COSTANTI

Sicurezza di rendimento a lungo termine grazie alla Anti LID Technology, Anti PID Technology¹, Hot-Spot Protect e Traceable Quality Tra.Q™.



TELAI LEGGERI E DI QUALITÀ

Telaio in lega di alluminio high-tech, certificati come altamente resistenti a neve (5400 Pa) e vento (4000 Pa).



RIDUZIONE MASSIMA DEI COSTI

Fino al 10 % di risparmio sui costi di logistica grazie ad un maggiore numero di moduli per cartone.



SICUREZZA DI INVESTIMENTO

12 anni di garanzia sul prodotto, inclusa una garanzia lineare di 25 anni sulle prestazioni².





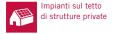






- ¹ Condizioni di test: celle a -1500V con messa a terra e superficie del modulo coperta da fogli conduttivi mettallici, 25 °C 168h
- Per ulteriori informazioni consultare il retro di questa scheda tecnica.







SPECIFICHE MECCANICHE						
Dimensioni	$1670\text{mm} \times 1000\text{mm} \times 32\text{mm}$ (cornice inclusa)					
Peso	18,8 kg					
Lato frontale	3,2 mm millimetri di vetro temprato con tecnologia anti-riflesso					
Lato posteriore	Pellicola composita					
Cornice	Lega di alluminio anodizzato					
Cella	6×10 cella monocristallina Q.ANTUM					
Scatola di giunzione	66-77 mm $ imes$ 115-90 mm $ imes$ 15-19 mm Protezione IP67, con 3 diodi di bypass					
Cavo	Cavo solare 4 mm ² ; (+) 1000 mm, (-) 1000 mm					
Connettore	Multi Contact MC4 o combinabili con MC4					

SF	ECIFICHE ELETTRICHE						
CL	ASSI DI PRESTAZIONE			290	295	300	305
PR	ESTAZIONE MINIMA IN CONDIZIONI D	I PROVA STANDARD, STO	C1 (CAPACIT	À DI TOLLERANZA +5W/-0W)			
	Prestazioni a MPP ²	P_{MPP}	[W]	290	295	300	305
	Corrente di cortocircuito*	I _{sc}	[A]	9,63	9,70	9,77	9,84
Minimo	Tensione a vuoto*	V _{oc}	[V]	39,19	39,48	39,76	40,05
<u>.</u> ⊑	Corrente nel MPP*	I _{MPP}	[A]	9,07	9,17	9,26	9,35
	Tensione nel MPP*	V_{MPP}	[V]	31,96	32,19	32,41	32,62
	Efficienza ²	η	[%]	≥17,4	≥17,7	≥18,0	≥18,3
PR	ESTAZIONE MINIMA IN CONDIZIONI D	I NORMALE FUNZIONAM	ENTO, NOC ³				
	Prestazioni a MPP ²	P_{MPP}	[W]	214,6	218,3	222,0	225,7
0	Corrente di cortocircuito*	I _{sc}	[A]	7,77	7,82	7,88	7,94
Minimo	Tensione a vuoto*	V _{oc}	[V]	36,65	36,92	37,19	37,46
Σ	Corrente nel MPP*	I _{MPP}	[A]	7,12	7,20	7,27	7,35
	Tensione nel MPP*	V _{MPP}	[V]	30,14	30,33	30,52	30,70
100	0W/m², 25°C, spettro AM 1.5G ² Toll	eranza di misura STC ±3%	; NOC ±5%	3 800 W/m², NOCT, spettro AM 1.5 G	* Valori tipici,	, i valori effettivi potrebbero es	sere differenti

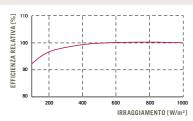
Q CELLS GARANZIA SULLA POTENZA

TO CELLS Standard di settore per garanzie ineari Standard di settore per garanzie a scalare 100 Standard di settore per garanzie a scalare Standard di settore per garanzie a scalare 100 Standa

Potenza nominale pari ad almeno 98% nel corso del primo anno. Degrado annuo non superiore a 0,6%. Potenza nominale pari ad almeno 92,6% dopo 10 anni. Potenza nominale pari ad almeno 83,6% dopo 25 anni.

Le garanzie sul prodotto e sulla potenza possono variare secondo il paese di installazione. Garanzie integrali conformi ai termini approvati dall'organizzazione commerciale Q CELLS dei rispettivi Paesi.

PRESTAZIONI IN CASO DI BASSA IRRAGGIAMENTO



Tipica prestazione dei moduli a condizioni di irradiamento basse rispetto alle condizioni STC (25 °C, 1000 W/m²).

COEFFICIENTI	ומ	TEMPERATURA	IN	CONDIZIONI	STANDARD

Coefficienti di temperatura di I _{sc}	α	[%/K]	+0,04	Coefficienti di temperatura di V _{oc}	β	[%/K]	-0,28
Coefficienti di temperatura di P _{MPP}	٧	[%/K]	-0,39	Normal Operating Cell Temperature	NOCT	[°C]	45

SPECIFICHE PER L'INTEGRAZIONE DEL SISTEMA							
Tensione massima di sistema	\mathbf{V}_{sys}	[V]	1000	Classe di protezione	II		
Massima corrente inversa	I _R	[A]	20	Resistenza Ignifuga	С		
Carico vento/neve (Test de charge conformément à la norme IEC 61215)		[Pa]	4000/5400	Temperatura dei moduli consentita in regime di funzionamento continuo	-40°C - +85°C		

RICONOSCIMENTI E CERTIFICATI

PARTNER

VDE Quality Tested; IEC 61215 (Ed. 2); IEC 61730 (Ed. 1), Classe di applicazione A. Questa scheda tecnica è conforme alla normativa DIN EN 50380.



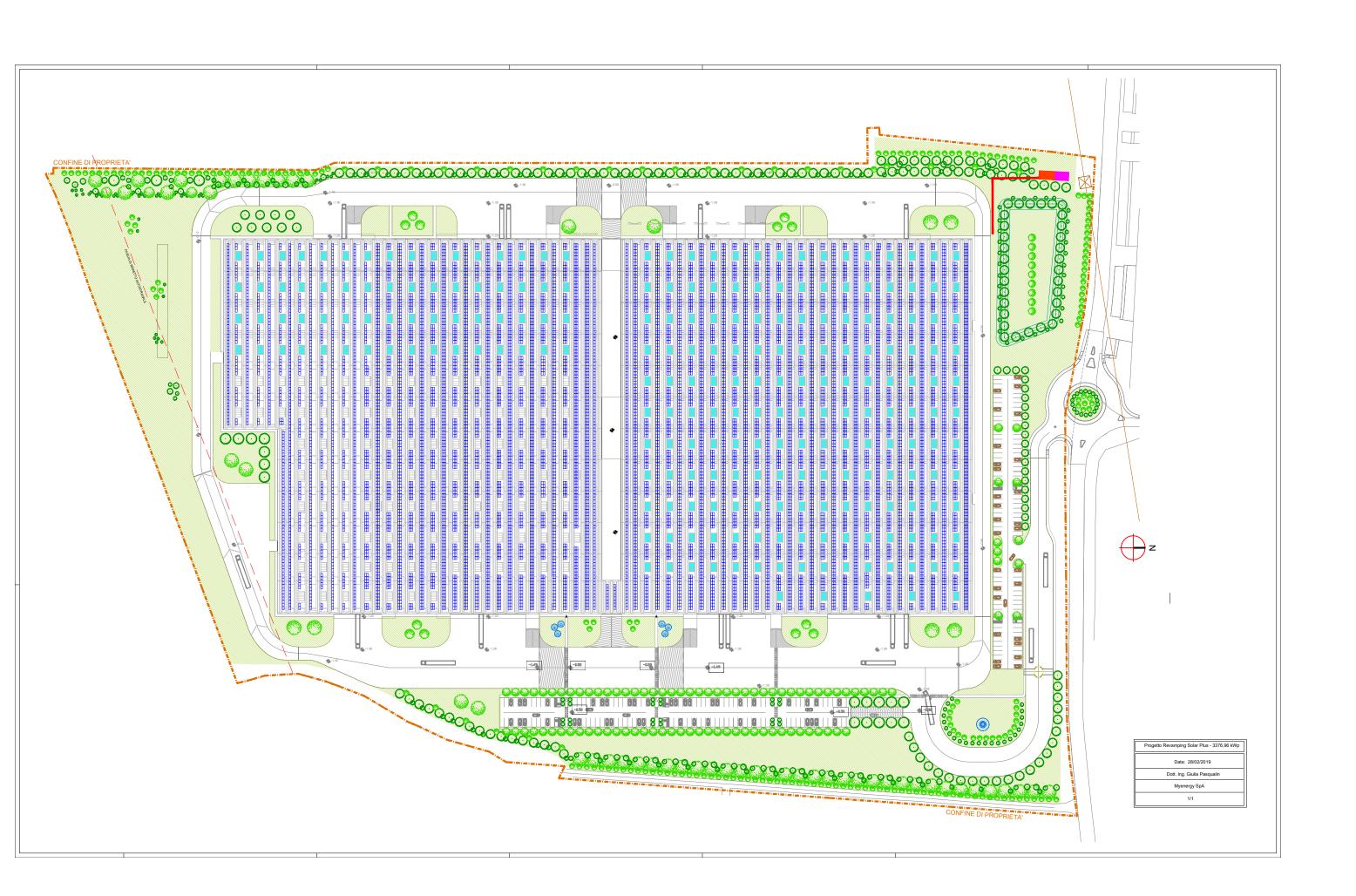


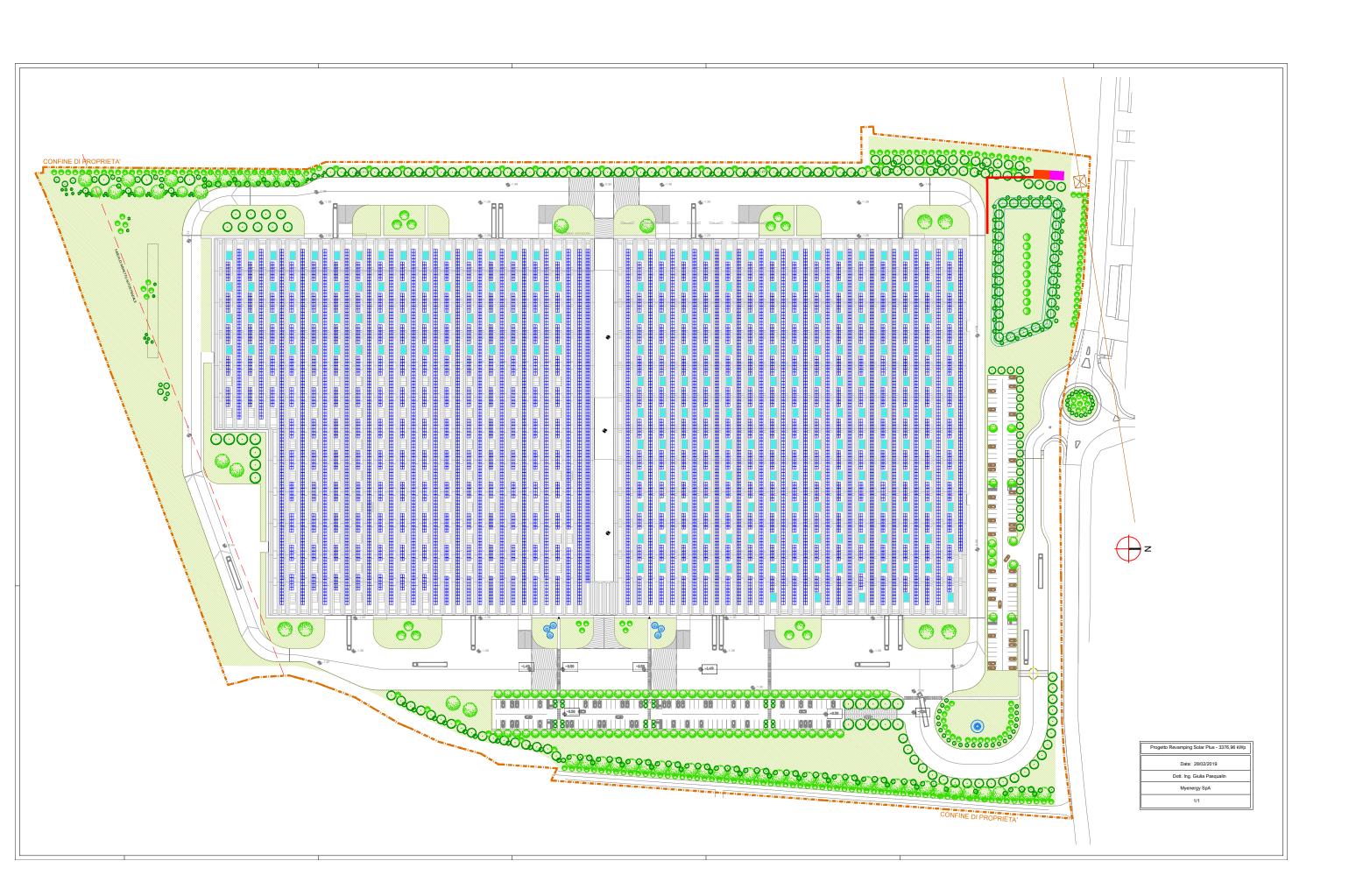
AVVISO: È necessario attenersi rigorosamente alle istruzioni riportate nel manuale di installazione. Per ulteriori informazioni sulle possibilità di utilizzo del prodotto, consultare le Istruzioni per l'installazione e per l'uso.

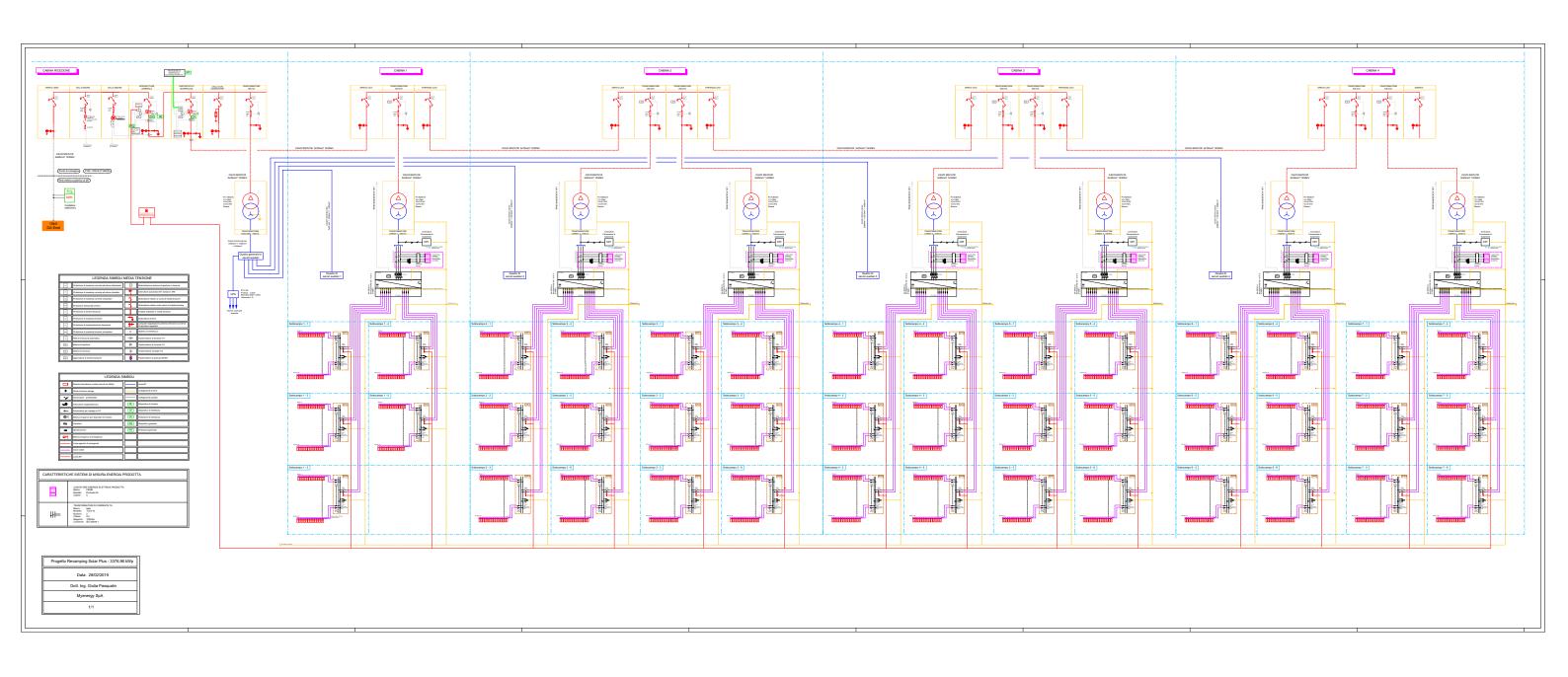
Hanwha Q CELLS GmbH

Sonnenallee 17-21, 06766 Bitterfeld-Wolfen, Germany | TEL +49 (0)3494 66 99-23444 | FAX +49 (0)3494 66 99-23000 | EMAIL sales@q-cells.com | WEB www.q-cells.com









Capitolo 6

Considerazioni economiche

La fattibilità progettuale di un impianto deve essere supportata da due analisi: una tecnica ed una economica. Attraverso una analisi tecnica ci si trova di fronte a varie possibilità, ma ciò che molte volte indirizza verso una soluzione che verso un'altra è il risultato della verifica di convenienza economica dell'investimento.

Si deve effettuare una analisi dei costi-benefici che consiste in un confronto tra l'investimento iniziale ed i futuri guadagni durante la vita dell'impianto. Il successo futuro di un'impresa dipende dalle decisioni d'investimento assunte nel presente, per questo bisogna analizzare bene l'attuale situazione.

In questa analisi di fattibilità si valuta:

- La produzione annua di energia dell'impianto fotovoltaico in diverse configurazioni (quello attuale e le due proposte di Revamping);
- L'investimento iniziale attraverso preventivi dei fornitori ed estrapolazioni sulla base di impianti analoghi già realizzati;
- I flussi di cassa annui considerando i vari costi-benefici annuali (per esempio il costo di manutenzione annuale, il beneficio dell'incentivo del III Conto Energia);
- La redditività dell'investimento e la scelta tra diverse alternative.

"L'investimento è essenzialmente la decisione di non consumare oggi per consumare di più nel futuro". Un soggetto che risparmia, lo fa perché l'utilità attesa di un consumo futuro supera l'utilità ottenibile dal consumo attuale. Meglio investire oggi per poter guadagnare di più o lasciare le cose come stanno?

1. Convenienza economica

Per giudicare la validità di un investimento, l'impresa deve verificare che la differenza tra le entrate e le uscite (derivanti sia dall'investimento stesso sia dai finanziamenti richiesti) sia positiva e non danneggi l'equilibrio finanziario generale. Uno dei problemi fondamentali è determinare oggi il valore dei flussi di cassa futuri. L'impresa nell'analizzare la validità di un progetto d'investimento, deve accertarsi che il divario tra entrate e uscite (derivanti sia dall'investimento in sé, sia dai finanziamenti correlati) sia positivo e non vada ad alterare in modo irrevocabilmente dannoso l'equilibrio finanziario complessivo.

Bisogna, quindi, tener conto dei seguenti parametri:

- Rendimento
- Rischio
- Valore finanziario del tempo

Il rendimento di un investimento finanziario è la misura del reddito che viene generato dallo stesso investimento. In parole povere, è quanto ci si prospetta di guadagnare gli anni successivi dopo aver investito in una azione. Non è facile comprendere quale sia in rendimento giusto che è lecito attendersi dai propri investimento. Il rendimento, infatti, dipende dal rischio: più un investimento è rischioso, più è alto il rendimento al quale possiamo ambire; al contrario, di fronte ad un investimento poco rischioso, il rendimento non sarà alto.

Il processo grazie al quale si stimano i flussi in questione è una previsione, proprio per questo motivo avere un grado elevato di rischio. Il livello di rischio che caratterizza il progetto diventa anch'esso un elemento di valutazione nelle decisioni d'investimento.

Infine, il concetto di valore finanziario del tempo può essere riassunto nel principio "un euro ricevuto nel futuro vale meno di un euro ricevuto oggi poiché il denaro disponibile oggi può essere reinvestito, ottenendo un a somma più elevata in futuro". Non è possibile confrontare un credito ottenibile oggi con il medesimo valore ottenibile in un anno, anche se entrambi hanno lo stesso valore nominale. Infatti, nella prima situazione, l'investitore dispone immediatamente di quel credito mentre nel secondo caso, il creditore deve aspettare un anno per poter usufruire di quel credito e non può effettuare nessuna azione nel mentre.

Per valutare se un investimento sia conveniente o meno si devono considerare normalmente degli indici o criteri largamente utilizzati in economia.

2. Indici economici

La valutazione della convenienza economica di un investimento finanziario si basa essenzialmente su tre criteri fondamentali:

- NPV "Net Present Value" o VAN "Valore attuale netto";
- PBT "Pay-Back Time" o tempo di ritorno;
- TIR "Tasso Interno di Rendimento".

Per determinare questi tre criteri bisogna in principio valutare i seguenti elementi:

- Stima dei flussi in uscita, cioè l'ammontare dell'investimento iniziale;
- Stima dei flussi di cassa in entrata, cioè i vantaggi economici derivanti all'investimento durante la vita utile del sistema;
- Determinazione del tasso di interesse considerando il rischio del progetto;
- Determinazione della durata dell'investimento.

Un parametro importante da determinare è il tasso di investimento o di interesse da utilizzare. Trattandosi di investimenti in campo energetico, tale tasso d'investimento è particolarmente complicato da determinare con precisione, in quanto i prezzi dei prodotti energetici variano ogni anno con un determinato trend. Nonostante ciò, investire oggi in un progetto che riguarda il fotovoltaico non ha un rischio elevato.

Valore attuale netto

Un investimento può essere ritenuto redditivo quando la somma algebrica dei flussi di cassa, ricondotti ad un tempo di riferimento, risulta positiva. Con il metodo del NPV "Net Present Value" o VAN "Valore Attuale Netto" l'utilità dell'investimento viene valutata sommando i diversi esborsi ed i redditi rispetto ad un tempo di riferimento attraverso l'attualizzazione.

La formula è:

$$VAN = \sum_{t=1}^{n} \frac{F_t}{(1+k)^t} - F_0$$

Dove:

- F_t : flussi di cassa in entrata;
- F_0 : flussi di cassa in uscita;
- *n* : numero di anni relativi al periodo dell'investimento o anni relativi alla vita utile dell'investimento;
- k: tasso di interesse o tasso di sconto.

L'investitore deve quindi effettuare una corretta analisi economica del progetto per poter osservare attentamente le seguenti osservazioni:

- Quando NPV > 0 allora l'investimento darà un'utilità economica;

- Quando NPV < 0 significa che l'investimento non è conveniente poichè durante il tempo considerato l'investitore non guadagna ma ha solo perdite;
- Qundo NPV = 0 si raggiunge il pareggio senza vantaggi economici e l'investitore è a conoscenza di quando ha il rientro del capitale investito.

Tempo di ritorno dell'investimento

Il PBT "Pay-back Time", cioè il tempo di rientro dell'investimento iniziale. Non è altro che il numero di periodi necessari affinché i flussi di cassa si annullino. Sostanzialmente è una stima della lunghezza del periodo di tempo necessario affinché gli investimenti si ripaghino da soli.

La formula è la seguente:

$$TR = U/E$$

Dove:

- U = flussi di cassa in uscita o investimento iniziale;
- E = flussi di cassa in entrata o risparmi conseguente al nuovo investimento.

Un progetto con un periodo di recupero breve è senz'altro un investimento meno rischioso se comparato con uno il cui tempo di ritorno è maggiore.

Tasso interno di rendimento

Si definisce TIR (Tasso Interno di Rendimento), quel particolare valore i del tasso di attualizzazione che rende il valore attuale di tutti i flussi di cassa uguale all'esborso iniziale per l'investimento.

Altra interpretazione è quella per la quale il tasso di redditività attualizzato è quel particolare valore del tasso di interesse al quale è possibile prendere in prestito tutti i fondi necessari per realizzare l'investimento, senza avere né utili né perdite al termine della vita del progetto dopo aver restituito l'esborso iniziale ed i relativi interessi maturati. Dal punto di vista analitico il metodo del tasso interno di rendimento si applica risolvendo la relazione:

$$\sum_{t=1}^{n} \frac{F_t}{\left(1+k\right)^t} - F_0 = 0$$

Dove:

- F_0 = unico flusso di cassa in uscita, nulla cambia se i flussi sono più di uno.

Il valore risultante dalla formula sopra è una percentuale in quanto rappresenta il tasso di sconto che si dovrebbe applicare in modo che, trascorso l'intero periodo di tempo considerato, il VAN si annulli, in pratica il tasso d'interesse che prevede il ritorno dell'investimento iniziale.

Di conseguenza, un progetto deve essere accettato, solamente se il valore del TIR è superiore al tasso di interesse considerato; se però il TIR risultasse soddisfacente solo dopo un lasso di tempo eccessivamente lungo rispetto alla vita media economica dell'investimento stesso, l'investimento non dovrebbe essere attuato.

3. L'investimento

L'azienda ha la possibilità di scegliere tra due alternative: la prima è di continuare ad utilizzare l'impianto fotovoltaico esistente, la seconda prevede l'installazione di nuovi moduli fotovoltaici con conseguente miglioramento della producibilità. Quest'ultima scelta viene suddivisa a sua volta in due modelli con diversi costi.

L'impianto fotovoltaico è stato costruito per usufruire degli incentivi del III Conto Energia. E' stato installato nel 2011 quindi mancherebbero 13 anni prima della fine della tariffa. L'azienda avrà il compito di scegliere se continuare a ricevere investimenti proporzionali alla produzione di energia attuale, o investire su un nuovo progetto con una revisione di compenso maggiore nei futuri 13 anni.

Attraverso la stesura dei flussi economici, in questo capitolo si analizzano i diversi profili dell'andamento di Solar Plus con e senza scelta di Revamping.

Si considerano i seguenti parametri:

- Incentivo pari a 0,323 $\frac{\epsilon}{kWh}$;
- Tasso di interesse k1 = 2%
- Tasso di interesse k2 = 3%
- Manutenzione ordinaria dell'impianto fotovoltaico annuale

Il valore del tasso di interesse è difficile da valutare in quanto i prezzi dei prodotti energetici è in costante movimento. Si è scelto, quindi, di analizzare i flussi di cassa da due punti di vista, uno favorevole k1 ed uno no k2.

Il tasso di interesse da scegliere dipende molto dal rischio dell'investimento. Essendo un investimento a poco rischio, si è scelto come tasso di interesse k1 2%. Nonostante ciò i costi del componenti dell'impianto fotovoltaico sono in discesa. In particolare i pannelli fotovoltaici hanno avuto un

notevole diminuzione di costo negli ultimi anni. La riduzione del prezzo nel tempo deriva dall'espansione del mercato e relativa capacità di sfruttare economie di scala e miglioramento dell'efficienza dei processi produttivi e de prodotti stessi. Grazie in particolare agli incentivi questa maggiore domanda di installazione di fotovoltaici ha preso piede.

Nell'ultimo periodo inoltre sono cessati i dazi anti-dumping contro i prodotti cinesi portando una leggere accelerazione del ribasso dei prezzi che si protrarrà per il prossimo periodo.

Da maggio 2009 ad ottobre 2018 il prezzo dei pannelli fotovoltaici si è ridotto di circa 10 volte in termini reali, ovvero una riduzione del 90%.

Il costo della manutenzione ordinaria annuale da effettuare nell'impianto fotovoltaico sarà differente nei due casi: se si deciderà di non investire in nuovi componenti, la manutenzione sarà più elevata in quanto si prevede di sostituire alcuni moduli fotovoltaici nei prossimi anni. Nell'altro caso, la manutenzione sarà più lieve. In entrambi i casi, si è tenuto conto di un eventuale sostituzione dei moduli dell'inverter durante i prossimi anni.

Impianto fotovoltaico attuale

Nel calcolo dei flussi di cassa si considera:

- Degrado del pannello fotovoltaico del 0,92%
- Produzione annua dell'impianto: 886 kWh//kWp
- Costo di manutenzione annuale di 55.000 euro

I costi di manutenzione ordinaria annuale dell'impianto attuale sono considerati maggiori rispetto al progetto di ammodernamento in quanto il sistema attuale potrebbe presentare più problematiche (per esempio, il numero di lavaggi dei moduli sarà maggiore in quanto molti di essi sono orizzontali e vengono coperti spesso dalla polvere ed alcuni quadri di campo dovranno essere sostituiti).

L'andamento dei flussi di cassa dell'impianto attuale con k1 e k2 è indicato nella seguente tabella:

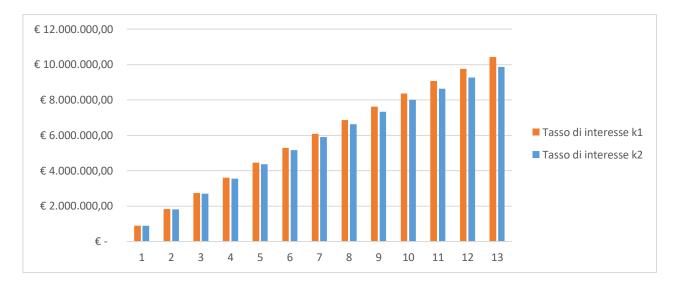


Grafico 6.1 Cash flow impianto attuale

In questo caso non ho investimento iniziale ed in 13 anni il guadagno stimato è pari a:

- Con tasso di interesse k1 pari a \in 10.434.406;
- Con tasso di interesse *k*2 pari a € 9.857.277;

Progetto migliorativo

Con il *Revamping* si deve investire in un nuovo progetto cambiando il componente principale, cioè i moduli fotovoltaici. Si devono considerare i costi di installazione ed i costi di smantellamento dell'impianto attuale.

L'installazione del nuovo impianto fotovoltaico prevede lo smantellamento di parte dell'impianto attuale e la posa di nuovi componenti. Soltanto i moduli, dei cavi e dei quadri di campo verranno tolti dall'impianto attuale in modo da non innalzare troppo il costo. Infatti, l'attuale struttura verrà lasciata e la nuova struttura sarà installata sopra. Inoltre, si utilizzeranno gli inverter attuali in quanto non si sono verificati problemi con il loro stato d'essere.

Un costo che si prevede essere elevato sarà togliere i moduli in quanto sono incollati alla struttura e l'operazione è abbastanza delicata. Come già anticipato, i moduli dovranno essere staccati attraverso un filo di ferro in modo da rompere la "colla" tra la struttura ed i moduli.

Gli investimenti per i due modelli sono differenti in quanto si propongono due tipologie di strutture differenti.

Per quanto riguarda l'investimento iniziale, dopo aver contattato i vari produttori dei componenti presenti nel sistema, si sono considerati i seguenti valori relativi al kW installato:

- 327 €/kW per il costo dei pannelli;
- 45 €/kW per il costo di altri componenti elettrici;
- 18 €/kW per il costo della struttura con longheroni (modello 1) e 50 €/kW per il costo della struttura con triangolo (modello 2);
- 116 €/kW per il costo dell'installazione.
- 111 €/kW per il costo dello smantellamento;

Di conseguenza l'ammontare totale dell'investimento iniziale per l'ammodernamento dell'impianto Solar Plus con potenza 3376,96 kW è di:

- Modello 1: 617 €/kW

- Modello 2: 649 €/kW

Nel calcolo dei flussi di cassa si considera:

- Degrado del pannello fotovoltaico del 0,6%
- Produzione annua dell'impianto:

1. Modello 1: 1184 kWh/kWp

2. Modello 2: 1260 kWh/kWp

- Costo di manutenzione annuale di 45.000 euro

I business plan per i due modelli sono i seguenti:

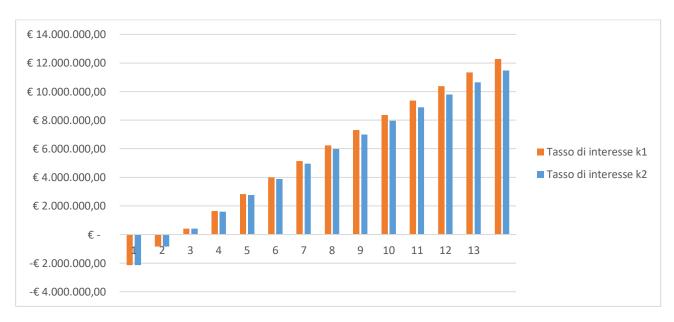


Grafico 6.2Cash flow impianto modello 1

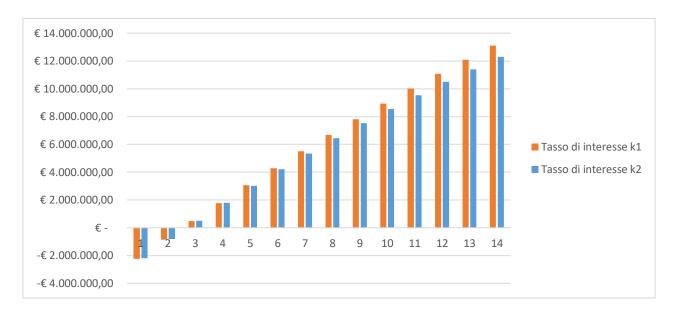


Grafico 6.3 Cash flow impianto modello 2

In questi caio investo inizialmente, ma in entrambi i casi ho un ritorno dell'investimento in soli 2 anni ed in 13 anni il *Net Present Value* è pari a:

- Con tasso di interesse k1
 - Modello 1: € 12.284.285;
 - Modello 2: € 13.146.983.

- Con tasso di interesse *k*2

• Modello 1: € 11.484.975;

• Modello 2: € 12.296.365.

Dai valori ottenuti si evince che le due fonti di risparmio producono un valore del VAN piuttosto considerevole e quindi l'investimento di denaro per realizzare l'impianto fotovoltaico in questione è un investimento appropriato in quanto il continuo aumento dei prezzi dei prodotti energetici conduce a questi valori molto maggiori di zero.

Il calcolo del tasso interno di rendimento TIR è stato effettuato per un arco temporale di 13 anni. Tale indice, che fornisce il valore del tasso d'investimento con il quale si ha l'annullamento del VAN, è indispensabile per una corretta e completa analisi dell'investimento. I valori ottenuti sono rappresentati nel grafico successivo.

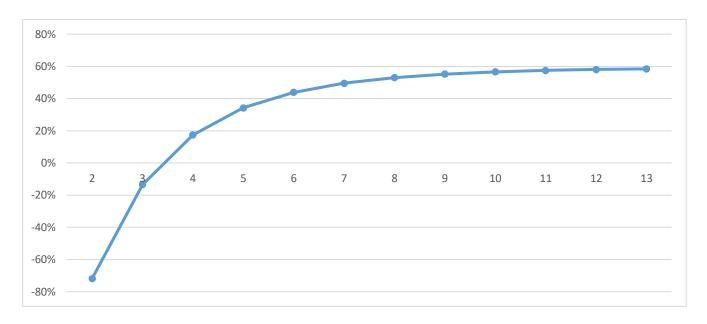


Grafico 6.4 TIR modello 1

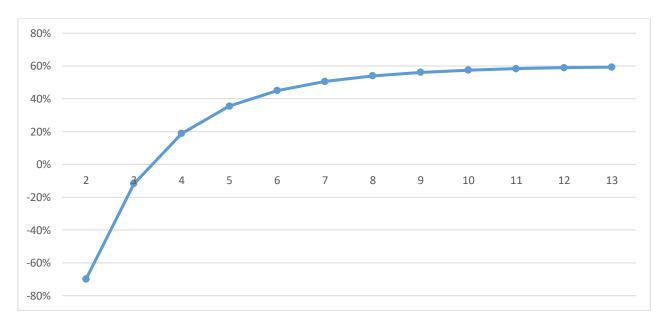


Grafico 6.5 TIR modello 2

In entrambi i modelli di riprogettazione dell'impianto Solar Plus i valori del TIR raggiungono circa il 58%, molto superiore al valore di tasso di interesse utilizzato nei due scenari. Ciò significa che investire in uno di questi due progetti conviene.

4. Confronto

Investire in un progetto di ammodernamento dell'impianto fotovoltaico implica investire inizialmente una grande somma di denaro per poi avere in un futuro un guadagno maggiore rispetto all'investimento iniziale dovuto alla produzione di corrente elettrica.

Il guadagno al tredicesimo anno delle diverse scelte progettuali è indicato nella seguente tabella:

- Con tasso di interesse k1

Impianto attuale	€ 10.434.406
Ammodernamento: Modello 1	€ 12.284.285
Ammodernamento: Modello 2	€ 13.146.983

- Con tasso di interesse k2

Impianto attuale	€ 9.857.277
Ammodernamento: Modello 1	€ 11.484.975
Ammodernamento: Modello 2	€ 12.296.365

Paragonando il guadagno dall'impianto attuale con quello del modello 2 si nota che vi è una differenza di circa 2 milioni di euro, sia con rischio maggiore di investimento k2 sia con rischio minore k1. Ottimo investimento è anche quello del modello 2, con guadagno prossimo a quello del modello 2.

Conclusioni

L'impianto fotovoltaico Solar Plus è stato installato nell'aprile 2011 usufruendo degli incentivi del Terzo Conto Energia. Con una potenza di 3344 kWp, per ogni kWh di energia prodotto riceveva 0,351 euro. La progettazione dell'impianto, però, è stata effettuata con poca attenzione e molto errori di carattere elettrico e tecnico si sono presentati. In particolare moduli fotovoltaici con diverse inclinazione erano collegati ad un unico inverter con un solo inseguitore di massima potenza con conseguente affiorare di numerosi problemi di mismatch tra correnti e tensioni. I moduli, infatti, avevano inclinazioni che andavano da 26° verso Sud a -13° verso Nord. Alcuni di essi erano quasi orizzontali al piano con conseguente aumento di formazione di polvere su di essi.

Durante i primi anni di attività, l'impianto fotovoltaico ha prodotto molta meno energia di quanto si aspettava, circa il 25% in meno.

Errori di tipo elettrico hanno portato a sostituire molti componenti come quadri di primo e secondo parallelo e cavi. Myenergy SpA è intervenuta per poter sistemare alcuni difetti che si presentavano. Attraverso un contratto di manutenzione ordinaria e di monitoraggio è riuscita ad innalzare la produzione di energia elettrica annuale.

Myenergy SpA vuole proporre un progetto di ammodernamento dell'impianto fotovoltaico attuale cambiando parte del lato DC fino all'entrata degli inverter. I moduli fotovoltaici amorfi attualmente installati verrebbero sostituiti da altri di nuova generazione, modello *Hanwha Q.CELLS Q.PEAK-G4.1 305*, con celle monocristalline e buone prestazioni tecniche. Si propongono due modello per l'installazione: il primo prevede che i moduli seguano l'andamento dei cupolini e siano installati con due inclinazioni differenti, il secondo prevede che le due file di moduli siano installate su una struttura a triangolo con stessa inclinazione. I due modelli si differenziano, inoltre, per il prezzo. I moduli su struttura a triangolo potranno avere inclinazione ottimale per il luogo a differenza del primo modello.

Per entrambi i modelli, si prevede una configurazione con l'inverter attuale con eliminazione di problemi di mismatch tra corrente e tensione. Moduli con diversa inclinazione saranno collegati ad inverter differenti. In questo modo non si verificheranno problemi anche nei quadri di campo.

La producibilità dell'impianto nuovo è stata portata avanti attraverso una stima e attraverso formule analitiche. In entrambi i casi, i risultati ottenuti sono molto positivi.

Il progetto di *Revamping* dell'impianto fotovoltaico Solar Plus è stato portato avanti con lo scopo di massimizzare i profitti. Si è scelto di proporre di ammodernare l'impianto fotovoltaico soltanto nel lato DC per non trovarsi ad investire una somma troppo elevata. Si è scelto di non cambiare anche gli inverter, inoltre, perché negli anni passati alcuni moduli degli inverter sono stati sostituiti e in fase di sopralluogo non hanno mostrati problematiche.

Infine, è stata portata avanti un'analisi economica che paragonava i vari scenari: continuare con l'impianto fotovoltaico attuale o investire in una somma di denaro per poi avere una produzione maggiore di energia elettrica nei prossimi anni di attività. I valori di VAN degli scenari con ammodernamento sono molto positivi e si prevede il ritorno dell'investimento in soli 2 anni.

Inoltre, il valore del TIR ottenuto è maggiore del normale indice di sconto utilizzato in campo energetico che prende in considerazione i cambiamenti dei prezzi dei componenti fotovoltaici nel tempo.

Continuare ad utilizzare l'impianto fotovoltaico attuale potrebbe portare ad affrontare maggiori operazioni di manutenzione non più ordinaria ma straordinaria con un maggiore impegno finanziario da parte dell'azienda Solar Plus. L'ammodernamento del generatore fotovoltaico con conseguente cambiamento delle stringhe con gli inverter permetterà una maggior produzione di corrente elettrica annua con maggior guadagno economico dato dal fatto che la realizzazione del progetto si appoggia su basi economiche solide che riducono il rischio finanziario.

Bibliografia

- Redazione QualEnergia.it, "Quanti impianti fotovoltaici ci sono in Italia?"
 QualeEnergia.it, 20 dicembre 2018
 https://www.qualenergia.it/articoli/quanti-impianti-fotovoltaici-ci-sono-in-italia/
- 2. Filippo Spertino, Giulio Cerino, Luca Degiorgis, Marco Simonetti, "Guida all'integrazione architettonica delle installazioni solari negli edifici (solare termico e fotovoltaico)" Persil, Maggio 2015, Pagine 6-7
- 3. Tutto Normel, "Fotovoltaico", Guida Blu, Volume 15, Febbraio 2012, Pagine 5-20
- 4. Mauro malizia, "Impianti fotovoltaici Normativa di prevenzione incendi" Vigili del Fuoco, Febbraio 2012, Pagine 1-7
- 5. Filippo Spertino, Giulio Cerino, Luca Degiorgis, Marco Simonetti, "Guida all'integrazione architettonica delle installazioni solari negli edifici (solare termico e fotovoltaico)" Persil, Maggio 2015, Pagine 22-34
- Ministero dello sviluppo economico, "Incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare"
 Decreto Ministeriale 6 agosto 2010, Pagine 1-6
- GSE, "Impianti fotovoltaici in esercizio. Interventi di manutenzione e ammodernamento tecnologico"
 Febbraio 2017, Pagine 5-10

Ringraziamenti

Voglio ringraziare l'azienda Myenergy SpA per avermi dato questa opportunità ed avermi affidato un compito così importante. Grazie ad i colleghi che mi hanno supportato in questo progetto e mi hanno saputo aiutare dandomi i giusti consigli. Avete saputo accompagnarmi in questi mesi insegnandomi molte cose nuove e facendomi entrare nel mondo reale del fotovoltaico.

Un ringraziamento va anche al mio relatore, il professore Ing, Filippo Spertino. E' stato sempre gentile con me e mi ha saputo aiutare a scrivere la tesi nel miglior modo possibile. Mi ha accompagnato anche nella stesura della tesi di triennale e non potevo chiedere professore migliore.

Grazie ad i miei amici torinesi, ai miei compagni di corso ed a Eleonora ed Ilaria, che mi hanno accompagnato in questi anni universitari stando sempre al mio fianco e facendomi sempre ridere. Un ringraziamento speciale va a Andrea, primo compagno di corso conosciuto nel lontano 2013 che non mi ha mai abbandonato. Non scorderò mai le giornate passate a studiare con lui per gli esami e mangiando dolci con il suo coinquilino.

Grazie al mio amico storico Christian, non hai mai smesso di credere in me. Sei e sarai sempre il mio amico del cuore.

Grazie alle mie amiche di Viterbo, Elisabeth, Francesca e Flavia. Siete l'amicizia più duratura che ho. Grazie Eli per avermi ascoltato tutte le volte che mi ho chiamato, grazie per tutti i consigli che mi hai dato e a tutte le risate che ci siamo fatte. Non vi abbandonerò mai.

Un ringraziamento speciale va ad Alessandro, compagno di vita. Ti ho conosciuto il primo anno di università ed mi hai sopportato tutte le sessioni di esame, dalla prima all'ultima. Non mi hai mai abbandonato, mi hai sempre abbracciato quando ne avevo bisogno. Mi hai fatto vedere le cose da un altro punto di vista, mi hai dato la forza per crescere e migliorare sempre di più. E ancora oggi non potrei scegliere di meglio.

Un grazie va anche alla Nonna Lina, che farebbe di tutto pur di vedermi felice.

Infine, il ringraziamento maggiore va ai miei genitori. Anche quando ero lontana, voi eravate sempre lì a supportarmi. Siete i miei tifosi migliori, avete sempre creduto in me in particolare quando io pensavo di non farcela. Mi avete ascoltato sempre, anche quando risultavo noiosa e ripetitiva. Senza di voi ora non sarei riuscita ad arrivare dove sono ora. Non riuscirò mai a ringraziarvi abbastanza. Vi voglio tanto bene.