

POLITECNICO DI TORINO

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Elettrica

Tesi di Laurea

Analisi tecnico economica di installazione fotovoltaica su capannone industriale



Anno accademico 2017 – 2018

Ottobre 2018

Relatori:

Prof. Paolo DI LEO

Ing. Alessandro CIOCIA

Laureando:

Alberto CAVALERA

234807

RINGRAZIAMENTI

Ringrazio in primo luogo i miei relatori, il Professor Paolo Di Leo e l'Ing. Alessandro Ciocia che con pazienza, attenzione e diponibilità mi hanno guidato in questo lavoro accrescendo in me la passione per la materia.

Ringrazio mia madre e mio padre, le mie due colonne a cui da sempre ho potuto sostenermi, che hanno permesso di realizzare i miei sogni e che spero siano orgogliosi di me quanto io lo sono di loro.

Ringrazio Chiara, che ha saputo con la sua dolcezza illuminare la mia vita e rendermi felice anche nei momenti più difficili di questo percorso.

Ringrazio i miei amici Simone, Matteo, Paolo, Vincenzo e l'intero "terzo piano" del collegio Einaudi che in questi anni mi hanno fatto sentire a casa lontano da casa.

Ringrazio i miei compagni di corso Riccardo, Ivan e Marco per i momenti condivisi.

Ringrazio la mia terra d'origine la cui nostalgia mi ha donato un motivo in più per superare le difficoltà in modo da poter, anche brevemente, godere nuovamente delle sue bellezze.

Infine ringrazio mia sorella Federica che ha sempre suscitato in me un senso di profonda ammirazione per la sua umiltà nonostante le sue straordinarie capacità. A lei più di tutti dedico questo lavoro.

Sommario

RINGRAZIAMENTI	2
1. INTRODUZIONE	5
2. L'INCENTIVAZIONE DEL FOTOVOLTAICO IN ITALIA	6
2.1 Il programma “Conto Energia” (2005 - 2013).....	7
2.2 Soggetti del fotovoltaico.....	9
2.3 Il servizio di scambio sul posto	10
2.4 L'analisi della bolletta elettrica	12
3. LA RADIAZIONE SOLARE	15
3.1 Diagrammi solari e mappe di radiazione	17
3.2 Variabili di orientamento per una superficie captante.....	19
4. L'EFFETTO FOTOVOLTAICO	20
4.1 Il principio fisico di funzionamento della cella fotovoltaica	22
5. LA CELLA FOTOVOLTAICA	24
5.1 Fattori di influenza sulla caratteristica elettrica della cella.....	28
5.2 Formulazioni analitiche di variazione con irradianza e temperatura	29
6. IL MODULO E LE STRINGHE FOTOVOLTAICHE	33
6.1 Collegamento in serie di celle fotovoltaiche	33
6.2 Collegamento in parallelo di celle fotovoltaiche	36
6.3 Il modulo fotovoltaico	38
6.4 Le stringhe e l'array fotovoltaico	40
7. L'INVERTER	42
7.1 Caratteristiche principali dell'inverter fotovoltaico.....	43
7.2 Metodi di inseguimento del punto a massima potenza.....	44
7.3 Possibili configurazioni array - inverter	46
7.4 L'accoppiamento array - inverter	49
8. INTERFACCIAMENTO CON LA RETE	50
8.1 Dispositivi di protezione ed interfaccia per la connessione in BT	51
8.2 Cenni per l'interfacciamento con la rete MT.....	56
9. LA STIMA DELLA PRODUCIBILITA' DI UN IMPIANTO	58
10. CONDUTTURE PROTEZIONI E QUADRI ELETTRICI	61
10.1 Cavi elettrici	61
10.2 Canalizzazioni elettriche.....	67
10.3 Protezioni elettriche.....	68
10.4 Condutture e protezioni negli impianti fotovoltaici.....	71
10.5 La sicurezza elettrica	78
10.6 Il quadro elettrico	83

11. IL DIMENSIONAMENTO DELL'IMPIANTO	88
11.1 L'analisi del sito	88
11.2 Caratteristiche dei moduli fotovoltaici	93
12. CASO STUDIO MONOCRISTALLINO	95
12.1 Accoppiamento array – inverter	98
12.2 Analisi delle ombre con il software SketchUp	104
12.3 Analisi della producibilità	106
12.4 Analisi economica dell'investimento	116
13.4.1 Metodo di calcolo del contributo di scambio sul posto	117
13.4.2 Metodo di calcolo della bolletta elettrica.....	122
13.4.3 Metodo di valutazione dell'investimento economico	126
14. CASO STUDIO MONOCRISTALLINO IBC.....	130
14.1 Accoppiamento array - inverter.....	132
13.2 Analisi delle ombre con il software SketchUp	135
14.3 Analisi della producibilità	137
13.3 Analisi economica	147
14. CASO STUDIO POLICRISTALLINO	153
14.1 Configurazione array – inverter.....	154
14.2 Analisi delle ombre con il software SketchUp	158
14.3 Analisi della producibilità	160
14.4 Analisi economica	170
15. CONCLUSIONI ECONOMICHE E SCELTA DELLA TECNOLOGIA	176
16. PROGETTAZIONE ELETTRICA DELL'IMPIANTO	177
16.1 Cavi solari e canalina DC	182
16.2 Quadri DC e connessione elettrica Quadro DC - Inverter	188
16.3 Quadro AC e connessioni elettriche Inverter – Quadro AC	197
16.4 Quadro QGBT e connessione elettrica QAC - QGBT.....	206
16.5 Valutazione dell'investimento tramite il computo metrico estimativo.....	212
17. STIMA DELL'INVESTIMENTO NEI RESTANTI CASI STUDIO	222
17.1 Stima dell'investimento per il caso monocristallino IBC.....	222
17.2 Stima dell'investimento per il caso policristallino	225
17.3 Modello per la stima dei costi di un impianto	227
18. CONCLUSIONI	229
APPENDICE A.....	231
APPENDICE B.....	239
APPENDICE C.....	263
Bibliografia.....	286

1. INTRODUZIONE

Da anni ormai si assiste ad una serie di fenomeni anomali legati ai cambiamenti climatici che hanno indotto una serie di politiche di carattere mondiale al fine di ridurre le emissioni e limitare i possibili danni ambientali. Nonostante la posizione assunta dagli Stati Uniti, nell'incontro tra le maggiori potenze mondiali svolto a Roma lo scorso anno, il G7 di Halifax in Canada su Energia ed Ambiente del settembre di quest'anno ha avuto risvolti positivi. Il ruolo degli Stati Uniti resta comunque non centrale tuttavia, la maggior parte dei Paesi, ha espresso l'impegno ad adottare politiche in linea con l' "Accordo di Parigi" in modo da contenere l'incremento della temperatura media globale al di sotto di 2 gradi centigradi rispetto al periodo pre – industriale [1]. Ampia strada, dunque, è stata concessa negli anni a tutte quelle tecnologie capaci di sfruttare le fonti rinnovabili in modo da poter contribuire al soddisfacimento della richiesta energetica riducendo il contributo di emissioni nocive.

Il fotovoltaico, in particolare, rappresenta, in Italia e nel Mondo, una quota fondamentale di rinnovabili grazie anche ad una politica di incentivazione per gli impianti avuta nel corso negli anni. La possibilità di poter installare impianti fotovoltaici su superfici usualmente non utilizzate come tetti e coperture ha rappresentato una possibilità di sviluppo aggiuntiva per tale tecnologia. Nel caso italiano negli anni successivi al 2013, con la fine dell'incentivazione prevista dal programma "Conto Energia", si sono sempre più diffusi impianti di piccola o media taglia che cercassero di ottenere la miglior percentuale di autoconsumo più che una quota rilevante di potenza prodotta.

Questo studio si propone come obiettivo la valutazione dei criteri tecnici ed economici per una corretta realizzazione di un impianto fotovoltaico su capannone industriale. Verranno, dunque, proposti i necessari accorgimenti relativi alla configurazione e all'interfacciamento dell'impianto, all'analisi della producibilità, alla valutazione di investimento ed, infine, alla progettazione elettrica.

I criteri tecnici ed economici esposti sono stati applicati ad un caso studio concreto di un capannone industriale situato in località Casarza Ligure (GE). Per tale impianto sono state valutate tre possibili tecnologie di moduli fotovoltaici valutando per ognuna di esse sia l'aspetto tecnico che quello economico e dimensionando, infine, nei dettagli il progetto elettrico per il caso ritenuto economicamente più vantaggioso.

2. L'INCENTIVAZIONE DEL FOTOVOLTAICO IN ITALIA

Numerosi studi negli ultimi anni hanno sottolineato l'urgenza di uno sviluppo mondiale che riuscisse, anche parzialmente, a svincolarsi dalle fonti energetiche attualmente più diffuse. Da anni organismi internazionali per la valutazione sui cambiamenti climatici come l' "Intergovernmental Panel on Climate Change", evidenziano come le attività umane siano una delle cause fondamentali del riscaldamento globale e come questo problema debba necessariamente essere affrontato tramite strategie di contenimento delle emissioni. Si comprende, dunque, l'importanza delle fonti rinnovabili e la necessità della loro incentivazione con meccanismi finanziari mirati a facilitarne la diffusione.

Il 2017 è stato un anno storico per le fonti rinnovabili che, secondo il report "Renewables 2018 Global Status Report" prodotto dall'organizzazione REN21 [2], hanno rappresentato il 70% di tutta la nuova capacità elettrica mondiale permettendo di raggiungere una quota totale prossima a 2000 GW. In tale contesto l'Italia risulta la quinta nel mondo per potenza solare installata con circa 800.000 impianti rappresentativi di una potenza totale pari a 20 GW con un aumento di potenza installata rispetto al 2016 di 400 MW ed una produzione netta a fine 2017 di circa 24,8 TWh. Proprio il fotovoltaico ha caratterizzato il maggior incremento mondiale con un 29 % in più di capacità installata rispetto al 2016. Nel 2017, infatti, la nuova capacità mondiale installata per il fotovoltaico ha raggiunto i 98 GW rispetto ai 70 GW del 2016 con una potenza complessiva pari a 400 GW [2].

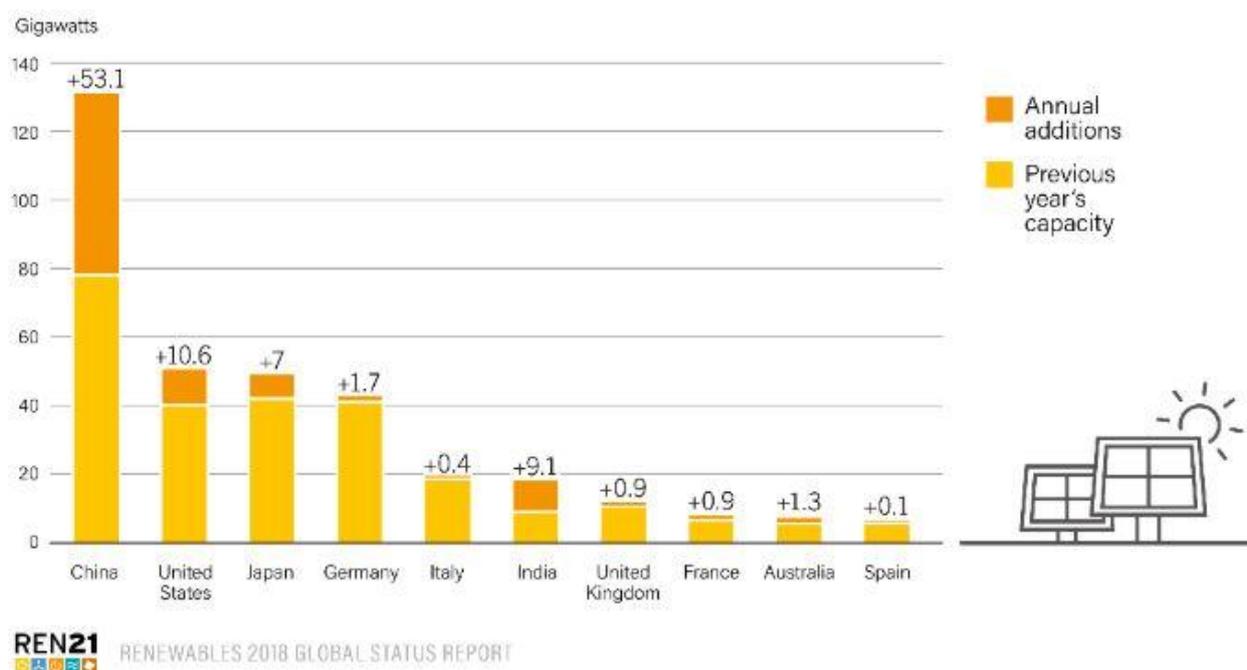


Figura 2.1 Capacità fotovoltaica installata e relativo incremento all'anno 2017

I diversi incrementi di capacità fotovoltaica installata nei vari paesi sono anche dovuti alle differenti regolamentazioni tariffarie e ai meccanismi di incentivazione. Uno dei possibili esempi di metodi di promozione delle rinnovabili in Italia è rappresentato dal "Decreto Rinnovabili n.28/2011" il quale, dopo diverse proroghe, pone l'obbligo a partire dal 1° gennaio 2018 di coprire almeno il 50% dei consumi tramite fonti rinnovabili per gli edifici di nuova costruzione (o sottoposti a ristrutturazione

rilevante) [3]. In Italia, inoltre, negli ultimi anni si è assistito ad notevole cambiamento sulla taglia mediamente installata per nuovi impianti fotovoltaici con una diminuzione dei grandi parchi di generazione e un aumento di impianti di media piccola taglia. Tale inversione di tendenza è giustificabile tenendo in conto dell'evoluzione nel meccanismo di incentivazione che attualmente punta a favorire l'autoconsumo più che la semplice produzione.

Negli ultimi anni, dunque, i meccanismi di promozione del fotovoltaico in Italia hanno favorito il maggior consumo possibile dell'energia elettrica auto - prodotta prevedendo, tuttavia, la possibilità di vendita in rete nei casi di eccedenza. Si sono ottenuti, in tal modo, risparmi considerevoli in bolletta oltretutto l'ottenimento di un corrispettivo per l'energia immessa in rete. L'autoconsumo, dunque, può essere visto come l'utilizzo dell'energia localmente prodotta al fine di ridurre l'acquisto della stessa dall'usuale fornitore ed il suo valore assume percentuali altamente variabili a seconda delle dimensioni dell'impianto e del profilo di carico considerato.

Si riporta di seguito un esempio di andamento tipico delle caratteristiche di produzione e consumo.

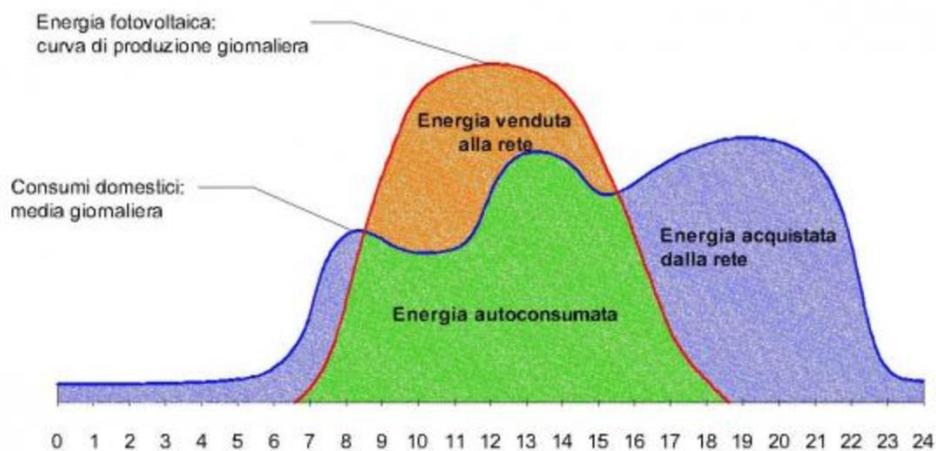


Figura 2.2 Esempio di andamento della produzione elettrica, del profilo di carico e dell'autoconsumo

2.1 Il programma “Conto Energia” (2005 - 2013)

L'incentivazione all'installazione di impianti fotovoltaici ha avuto, in Italia, una precisa evoluzione negli anni. In un primo periodo, antecedente al 2005, era previsto il riconoscimento di somme di denaro a fondo perduto con cui il privato ripagava in parte il suo investimento. Con la nascita del *Conto Energia* fu, invece, riconosciuto un contributo finanziario per ogni kWh di energia prodotta fino ad un certo periodo di tempo (20 anni) e fino ad un limite massimo di potenza complessivamente generata dagli impianti incentivati. Il “Conto Energia” è stato un programma di incentivazione di matrice europea rivolto ad impianti fotovoltaici permanentemente connessi alla rete e configurabile come un finanziamento in conto esercizio in quanto lo Stato non interveniva in modo diretto al pagamento dei costi di messa in opera dell'impianto [4]. Questo metodo di incentivazione presentava il duplice vantaggio di poter recuperare rapidamente l'investimento sia tramite la valorizzazione dell'energia prodotta sia tramite la vendita di un'eventuale surplus energetico. A partire dal 19 settembre 2005, dunque, in Italia fu possibile presentare richiesta di accesso all'incentivazione

prevista dal “Conto energia” al Gestore del sistema elettrico (GRTN) attualmente (GSE). La differenza rispetto al passato si evidenziava nelle motivazioni dell’incentivazione, se, infatti, i finanziamenti a fondo perduto erano relativi alla costruzione e messa in opera dell’impianto tramite il “Conto energia” ciò che veniva valorizzato era la produzione elettrica. Il *primo Conto Energia*, durato dal 2005 al 2007, prevedeva l’incentivazione per impianti fotovoltaici superiori ad 1kWp ed inferiori a 1000 kW di tipo “grid connected” con un limite massimo di produzione finanziabile sul territorio italiano pari a 85 MWp distinguendo, inoltre, le tariffe incentivanti in base all’intestatario dell’impianto (persone fisiche o giuridiche) [4]. Il successo riscosso dal primo Conto energia rese necessarie successive modifiche che permisero l’aumento del tetto massimo finanziabile con una graduale diminuzione delle tariffe incentivanti in accordo della diminuzione negli anni del costo necessario per l’investimento. Si susseguirono, dunque, vari atti normativi che portarono alla definizione di cinque piani di conto energia negli anni, in particolare il primo conto energia dal 2005 al 2007, il secondo dal 2007 al 2010, il terzo dal 2010 al 2011, il quarto dal 2011 al 2012 ed il quinto dal 2012 al 2013. Il 6 luglio 2013 ebbe termine il quinto ed ultimo Conto Energia con il raggiungimento della soglia di 6,7 miliardi di euro di costo indicativo cumulato e una potenza installata poco superiore a 15 GW [4]. Attualmente in assenza dell’incentivazione statale la convenienza di installazione di un impianto fotovoltaico è basata in primo luogo sulla massimizzazione dell’autoconsumo, traducibile in un risparmio in bolletta, e sulla possibilità di accedere a servizi come lo scambio sul posto e la detrazione fiscale. Nei casi di installazioni fotovoltaiche in ambito domestico residenziale è, infatti, attualmente possibile usufruire delle detrazioni fiscali IRPEF al fine di recuperare il 50% di investimento dell’impianto con un limite detraibile di 96.000 € in 10 anni . Quanto detto è previsto dal Decreto Sviluppo del 2012 con validità prolungata fino al 31 dicembre 2018 tramite la Legge di Bilancio 2018 [5]. Nel caso di aziende o attività commerciali è, invece, possibile accedere al “super ammortamento” del 130% che permette di ottenere delle quote di ammortamento superiori poiché riferite ad una maggiorazione del 30% dell’acquisto del bene come previsto dall’ultima Finanziaria.

Al fine di valorizzare l’investimento di un impianto fotovoltaico nel periodo attuale, post – incentivazione, è, dunque, necessario massimizzare l’autoconsumo, avvalersi di servizi dedicati come lo scambio sul posto e usufruire di eventuali detrazioni fiscali. Successivi sviluppi in materia possono scaturire dall’approvazione del decreto interministeriale FER 2018 – 2020 il quale introduce la possibilità di nuovi tipi di incentivi rivolti ad impianti di nuova costruzione divisi in due categorie. La prima è relativa ad impianti di potenza superiore a 20 kW ed inferiori ad 1 MW che non usufruiscono delle detrazioni fiscali mentre la seconda agli impianti aggregati con potenza unitaria fino a 500 kW e complessiva oltre 1 MW che non usufruiscono delle detrazioni fiscali. Sono dunque previste due differenti regolamentazioni con sette bandi per gruppo nel periodo 2019-2021 pubblicati dal GSE. Per la prima categoria, in cui rientrano anche gli impianti eolici, si prevede una potenza disponibile di 650 MW. Per la seconda categoria è prevista, invece, una potenza massima disponibile di 4800 MW comprensiva, anche in questo caso, della quota dedicata agli impianti eolici di nuova costruzione. L’apertura del primo bando è prevista per il 31 gennaio 2019 [6].

2.2 Soggetti del fotovoltaico

La realizzazione di un impianto fotovoltaico richiede la presenza e l'interazione tra diversi soggetti al fine di ottenere la corretta messa in opera dell'impianto. Tra questi i più importanti sono: il Gestore dei Servizi Energetici (GSE), l'Agenzia delle Dogane, il distributore della rete elettrica e l'Autorità di regolazione per Energia Reti ed Ambiente (ARERA).

Il Gestore dei Servizi Energetici (GSE) è una società per azioni italiana di totale proprietà del Ministero dell'Economia e delle Finanze il cui ruolo principale è l'incentivazione nello sviluppo delle fonti rinnovabili in Italia. Il GSE qualifica, inoltre, gli impianti di cogenerazione ad alto rendimento, supporta la Pubblica Amministrazione nello sviluppo di attività connesse alla produzione ed uso dell'energia e facilita la generazione elettrica distribuita tramite servizi dedicati come lo scambio sul posto. Il GSE, inoltre, controlla il Gestore dei mercati energetici (GME) e la Ricerca sul Sistema Energetico (RSE) che si occupano rispettivamente della borsa elettrica italiana e della ricerca nel settore elettrico [7].

L'Agenzia delle Dogane è un'agenzia fiscale che svolge mansioni tecnico – operative per conto del Ministero delle Finanze. Nel caso in cui un impianto di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili abbia una potenza superiore a 20 kWp viene catalogato come “officina elettrica” e richiede di essere denunciato all'Agenzia delle Dogane.

L'Autorità di regolazione per Energia Reti ed Ambiente (ARERA) (precedentemente “Autorità per l'energia elettrica ed il gas” dal 14 novembre 1995 fino al 24 dicembre 2013 e “Autorità per l'energia elettrica il gas ed il sistema idrico” (AEEGSI) fino al 27 dicembre 2017) gestisce la regolamentazione tariffaria, l'accesso alle reti e la tutela degli utenti finali tramite l'incentivazione di mercati concorrenziali. L'ARERA ha potere normativo e determina univocamente alcune tariffe di costo come quelle previste dagli oneri generali di sistema. L'autorità, inoltre, mira a ricercare la maggiore qualità di servizio possibile tramite meccanismi di incentivazione e penalità per le società distributrici di energia elettrica .

Il distributore della rete elettrica è colui che controlla e gestisce una porzione di rete locale, fornendo il punto di connessione per l'eventuale impianto fotovoltaico di tipo “grid connected”. Il distributore ha l'onere del trasporto e della consegna dell'energia al cliente finale attraverso la rete in media o in bassa tensione con appositi requisiti di power quality. L'autorità, infatti, genera una competizione fittizia con un distributore virtuale tramite meccanismi di incentivi e penalità che mirano a promuovere una maggiore qualità del servizio. I fornitori, infine, si occuperanno della vendita al dettaglio dell'energia lasciando la scelta del fornitore al cliente finale come previsto dalla liberalizzazione del mercato.

2.3 Il servizio di scambio sul posto

L'energia prodotta da un impianto fotovoltaico viene, per quanto detto, il più possibile auto – consumata, nel caso di eccedenza di produzione rispetto al profilo di carico l'energia prodotta può essere o accumulata (nel caso di sistemi “stand alone”) o immessa in rete. La rete elettrica può, per questo, essere vista come un accumulo elettrico virtuale in cui è possibile immagazzinare energia quando è in eccesso e prelevarla nei casi di necessità. Il servizio di scambio sul posto si basa su tale concetto, permettendo di immettere energia elettrica in eccesso in rete ricevendo per questo un contributo economico. Se, dunque, l'autoconsumo caratterizza un risparmio in bolletta il servizio di scambio sul posto permette di valorizzare ulteriormente l'energia prodotta in eccedenza. Lo scambio sul posto, a cui possono accedere impianti fino a 500 kWp, ha come obiettivo la compensazione economica tra il valore associato all'energia immessa in rete e quello relativo all'energia prelevata in un secondo momento [8] [9]. Si riporta di seguito uno schema utile a comprendere le interazioni tra l'impianto, la rete e l'utenza.

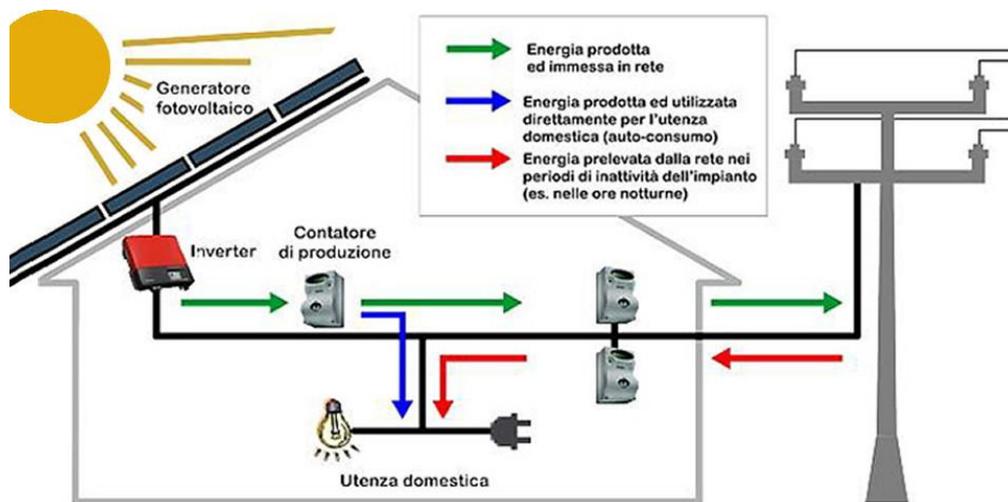


Figura 2.3.1 Schema dei flussi di energia in un impianto fotovoltaico di tipo “grid connected”

Il Gestore dei Servizi Energetici (GSE) eroga, dunque, un contributo detto “Contributo in conto Scambio” (C_s) all'utente che abbia immesso energia in rete. Il contributo viene erogato con due acconti semestrali ed un eventuale conguaglio annuale ed è calcolato tramite la seguente formulazione:

$$C_s = \min[O_e, C_{ei}] + CU_{sf} \cdot E_s$$

Equazione 2.3.1

Dove:

- O_e è l' *onere energia* rappresenta il costo dell'energia elettrica prelevata dalla rete, tale costo è quantificato dal prodotto tra l'energia prelevata e il prezzo unico nazionale (PUN) calcolato come media dei prezzi zonali.
- C_{ei} è il *controvalore dell'energia immessa* rappresenta il valore economico dell'energia immessa in rete. Tale valore è ottenibile come prodotto tra l'energia immessa e il prezzo zonale nel mercato del giorno prima.
- C_{usf} è il *corrispettivo unitario di scambio forfettario* rappresenta un valore in centesimi di euro fornito dal GSE che quantifica alcune spese di rete e di oneri di sistema. Tale coefficiente rappresenta una quota di costi fissi pagati in bolletta e rimborsati tramite tale servizio.
- E_s è l' *energia scambiata* è data dal minimo tra l'energia immessa e quella prelevata nell'arco di un anno [9].

L'energia elettrica ha un valore economico differente a seconda della zona e dell'ora. Esiste, infatti, un prezzo orario differenziato in tre fasce così definite:

- Fascia F1: dalle 8 alle 19 nei giorni dal lunedì al venerdì, escluse le festività nazionali;
- Fascia F2: dalle 7 alle 8 e dalle 19 alle 23 nei giorni dal lunedì al venerdì e dalle 7 alle 23 del sabato, escluse le festività nazionali;
- Fascia F3: dalle 23 alle 7 nei giorni dal lunedì al sabato e tutte le ore dei giorni di domenica e festività nazionali;

I costi maggiori di prelievo di energia sono quelli relativi alla fascia F1 in cui, per questo, sarebbe più conveniente massimizzare l'autoconsumo. Il valore economico dell'energia riferito, invece, alla zona è dovuto al differente prezzo zonale che differenzia il costo dell'energia per zone predefinite al fine di tenere in conto di fenomeni come la congestione di rete. Se al termine dell'anno il totale dell'energia immessa risulta maggiore dell'energia prelevata il GSE provvederà al pagamento delle "eccedenze" in aggiunta al consueto contributo di scambio sul posto [8] [9].

Si sottolinea, infine, come il contributo in conto scambio non preveda il rimborso delle imposte pagate in bolletta.

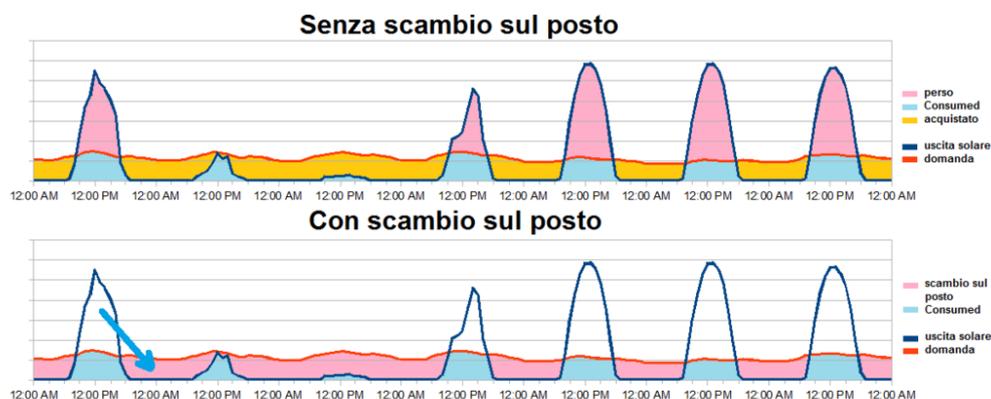


Figura 2.3.2 Differenza tra un sistema senza e con scambio sul posto

Nonostante, dunque, l'attuale assenza di incentivi specifici l'installazione di nuovi impianti fotovoltaici presenta ancora una discreta convenienza grazie al risparmio derivante dall'autoconsumo, alla diminuzione dei costi di impianto e alla possibilità di accesso a servizi come lo scambio sul posto. Per una corretta valutazione sulla convenienza introdotta dall'autoconsumo è necessario valutare il risparmio economico ottenibile in bolletta. Si propone, dunque, di seguito l'analisi delle varie voci di spesa presenti nella bolletta elettrica al fine di comprendere il vantaggio economico dovuto alla presenza dell'impianto.

2.4 L'analisi della bolletta elettrica

L'energia elettrica possiede un valore economico dipendente da diversi fattori. Il prezzo associato al prelievo di energia è, infatti, dipendente dal livello di tensione del punto di consegna, dalla potenza massima contrattualmente stabilita e dal profilo di carico dell'utenza. Gli utenti sono, pertanto, distinti a seconda della potenza massima contrattuale e del profilo di carico previsto in domestici e non domestici [10]. I primi sono costituiti da tutte le utenze residenziali con potenze contrattuali comprese tra 3 kW e 6 kW o utenze condominiali con potenza contrattuale fino a 16 kW. Gli utenti non domestici, invece, sono tipicamente utenze industriali e commerciali e presentano potenze contrattuali superiori a 6 kW e connessioni variabili dalla bassa all'alta tensione. Tra l'utenza ed il fornitore viene dunque stipulato un contratto tramite cui il venditore si impegna a fornire un servizio consono in termini di power quality e continuità mentre l'utenza si impegna periodicamente a corrispondere quanto previsto dal documento di fatturazione noto come "bolletta dell'energia elettrica". Le utenze elettriche possono, inoltre, essere suddivise in base al regime di mercato in cui sono collocate. I clienti in regime di mercato libero, ad esempio, sono utenti che hanno stipulato un contratto bilaterale con un determinato fornitore o hanno accesso alla borsa elettrica. I clienti in regime di maggior tutela sono invece quei clienti (rappresentati da utenze domestiche o industriali con fornitura in bassa tensione con un numero di dipendenti inferiore a 50 e un fatturato inferiore a 10 milioni di euro) con condizioni economiche di fornitura stabilite dall'Autorità e in cui il fornitore coincide con il distributore locale. I clienti in regime di salvaguardia, infine, sono rappresentati dalle attività industriali con connessione in media o alta tensione o in bassa tensione nel caso di numero di dipendenti superiore a 50 e con fatturato annuale superiore a 10 milioni di euro [10].

Le distinzioni necessariamente fatte a riguardo della tipologia di utenza non si riflettono sulla struttura della bolletta elettrica che prevede uno schema tariffario analogo seppur con le dovute differenze in termini di costo per le varie voci di spesa. La bolletta elettrica prevede, infatti, la presenza dei dati del cliente e della fornitura, dei dati sulle letture ed eventuali ricalcoli, delle informazioni sui pagamenti, della sintesi delle voci di spesa, del costo medio unitario ed eventualmente di altri elementi presenti saltuariamente come aggiornamenti di prezzi e tariffe.

La bolletta indica in modo sintetico gli importi da pagare dividendoli nelle seguenti voci di spesa:

- Spesa per la materia energia;
- Spesa per il trasporto e la gestione del contatore;
- Spesa per oneri di sistema;

- Imposte;

In casi particolari possono essere presenti anche altre voci di spesa come “Ricalcoli”, “Altre partite”, “Bonus Sociale” e “Canone di abbonamento televisivo per uso privato”.

La spesa per la materia energia è divisa in una quota fissa (euro/anno) e una quota energia (euro/kWh) con prezzo diversificato a seconda delle fasce orarie. Per i clienti non domestici in regime di maggior tutela tale voce può variare anche mensilmente mentre per i clienti domestici il suo valore è costante per il trimestre. In questa voce si tiene conto di vari costi come quelli dovuti alle perdite di rete, alla necessità di bilanciamento tra energia immessa e prelevata e all’aspetto di gestione e commercializzazione dell’energia.

La spesa per il trasporto e la gestione del contatore prevede una quota fissa (euro/anno), una quota energia (euro/kWh) ed una quota potenza (euro/kW/anno). Tale voce tiene conto delle spese dovute alla consegna dell’energia elettrica ai clienti finali copre, dunque, i costi di trasporto dell’energia sulla rete di trasmissione e di distribuzione e i costi relativi alla lettura e alla gestione dei contatori. In questa voce di spesa è presente una quota potenza, una quota cioè proporzionale alla potenza contrattualmente impegnata anche in assenza di consumo di energia.

La spesa per oneri di sistema è costituita da una quota fissa (euro/anno), una quota energia (euro/kWh) ed una quota potenza (euro/kW/anno). Tale voce comprende i costi relativi ad attività generali del sistema elettrico come ad esempio gli incentivi per le fonti rinnovabili (A3 fino al 31 dicembre 2017 Asos dal 1 gennaio 2018), le agevolazioni per il settore ferroviario e le industrie energivore, la promozione dell’efficienza energetica e la ricerca.

Le imposte sono una voce di spesa contenente l’imposta di consumo (accisa) e l’imposta sul valore aggiunto (IVA) la prima è funzione dell’energia consumata mentre la seconda si applica sull’importo totale della bolletta elettrica.

I ricalcoli rappresentano una voce di spesa presente solo nel caso di eventuali conguagli causati, ad esempio, ad un mal funzionamento del contatore o da errori di lettura.

Le Altre partite sono una voce di spesa relativa ad eventuali contributi di allacciamento, indennizzi automatici o interessi di mora.

Il bonus sociale è una voce eventualmente presente nelle bollette domestiche in cui viene accreditato un importo all’utente a titolo di bonus.

Il canone di abbonamento al servizio televisivo per uso privato è una voce presente nelle bollette domestiche a seguito dell’inserimento del canone RAI nella bolletta elettrica.

Nel caso, infine, di utenti con potenza superiore a 16,5 kW sono previste delle penali per l’energia reattiva addebitate in bolletta per tenere in conto del costo del trasporto dell’energia reattiva stessa.

Si riporta nel seguito un esempio di bolletta elettrica relativa ad un utente industriale [10].



Fattura Energia n° del

Importo: € 6.489,37
Scadenza fattura: 31/01/2018
Costo medio materia energia: Il prezzo medio della sola spesa per la materia energia è di 0,05 €/kWh
Consumi addebitati: 43.391 kWh
Consumi stornati: 0 kWh
Periodo primo addebito: 01/12/2017 - 31/12/2017
Periodo conguagliato: La presente fattura non presenta periodi conguagliati
Pagamenti: La presente fattura dovrà essere pagata tramite bonifico bancario. IBAN: IT15H020080944000500060142
Situazione fatture precedenti: Per verificare lo stato pagamento delle sue fatture precedenti le consigliamo di contattare il nostro servizio clienti.

RIEPILOGO IMPORTI		Euro
Spese per la materia energia		2.349,50
Spese per trasporto e gestione contatore		742,31
Spese per oneri di sistema		2.265,23
Imposte		542,39
Totale IVA 10 % su imponibile di € 5.899,43		589,94
<small>10 - IVA 10% IVA ridotta 10% Al sensi dell'Art. 10 2° comma D.P.R. 26/10/1972 n.533 e del n.103 della Tabella A allegata al medesimo D.P.R. n.533/72.</small>		
TOTALE DELLA FATTURA (salvo conguagli, errori e omissioni)		6.489,37

DATI FORNITURA	
Indirizzo di fornitura:	
Descrizione:	
Tipologia offerta:	
Data di attivazione fornitura:	01/01/2009
Data di attivazione offerta:	01/01/2017
Tipologia di contratto:	
POD:	
Tensione:	15.000 V
Potenza contrattuale:	563,00 kW
Potenza disponibile:	563,00 kW
Consumo annuo:	F0: 0 kWh F1: 263.691 kWh F2: 143.671 kWh F3: 221.930 kWh

Comunicazioni:
Le inviamo a tassametri mendicanti, dal 23 di ogni mese fino al primo giorno del mese successivo, la lettura del contatore oggetto di fornitura accedendo direttamente all'Area Clienti Energrid o inviando una mail all'indirizzo di posta elettronica: info@energrid.it. In alternativa è possibile richiedere informazioni sulle modalità di tassametri dall'autokettura al numero verde 800-234110. Le forniamo che la lettura dovrà avere una data di rilevazione compresa tra il 23 del mese in corso e il primo giorno del mese successivo. Tale lettura, da noi opportunamente controllata e validata, potrà essere utilizzata ai fini di fatturare i consumi della sua fornitura, evitando ritardi nei consumi, fatto salvo quanto comunicato dal Distributore Locale così come stabilito dall'Autorità per l'Energia Elettrica il Gas e il sistema idrico.
Al fine di una corretta gestione dovranno essere riportati i seguenti dati: Nome e Cognome e Ragione sociale - Codice Cliente - POD - Lettura contatore - Data rilevazione.

RIEPILOGO FATTURA ENERGIA				
Tipo	Periodo	Numero utenze	Consumo kWh	Imponibile in €
Addebito Energia Prelevata	DIC 2017	1	43.391,00	5.899,43
			Totale	5.899,43

Matricola Contatore: Tipo Contatore: ORARIO

RIEPILOGO CONSUMI STORICI														
Periodo	Tipo consumo	Attiva (kWh)				Reattiva (kVARh)				Potenza (kW)		Cosφ		
		F1	F2	F3	F0/Tot	F1	F2	F3	F0	Picco	F1	F2	F3	F4
Gen-2017	Orario Distributore	22.410	11.004	16.723	50.137	8.878	4.967	8.466	0	154,0	0,929	0,911	0,892	0,900
Feb-2017	Orario Distributore	24.544	14.044	19.505	58.093	10.855	6.587	9.950	0	157,0	0,914	0,900	0,890	0,900
Mar-2017	Orario Distributore	28.072	15.417	22.288	65.778	13.427	7.306	11.715	0	154,0	0,902	0,899	0,895	0,900
Apr-2017	Orario Distributore	20.268	11.616	17.263	49.147	9.637	5.864	8.950	0	154,0	0,903	0,893	0,886	0,900
Mai-2017	Orario Distributore	24.624	14.550	21.544	60.718	12.300	7.148	11.714	0	158,4	0,894	0,897	0,878	0,900
Giun-2017	Orario Distributore	22.228	12.477	19.801	54.506	12.369	7.148	12.038	0	141,8	0,873	0,857	0,854	0,900
Lug-2017	Orario Distributore	21.301	13.838	18.881	55.020	12.150	7.641	11.487	0	141,1	0,868	0,876	0,865	0,900
Ago-2017	Orario Distributore	12.782	9.457	11.074	30.313	9.427	4.537	7.870	0	134,2	0,834	0,818	0,815	0,900
Set-2017	Orario Distributore	22.975	11.743	19.441	54.159	11.388	6.702	10.364	0	146,0	0,888	0,888	0,871	0,900
Ott-2017	Orario Distributore	21.940	11.247	18.245	51.432	10.748	5.813	8.695	0	141,4	0,898	0,888	0,883	0,900
Nov-2017	Orario Distributore	24.331	12.170	20.100	56.601	10.703	5.900	10.281	0	152,6	0,815	0,899	0,890	0,900
Dic-2017	Orario Distributore	18.216	9.108	16.067	43.391	8.477	4.976	9.676	0	154,1	0,906	0,877	0,856	0,900
Totale		263.691	143.671	221.930	629.292	129.859	75.179	123.756	0					

ATTENZIONE: Fattore di potenza (Cos Phi) inferiore alla soglia di 0,8944.

RIEPILOGO CONSUMI PRIMO ADDEBITO *													
Consumo dal	Consumo al	Tipo consumo	Attiva (kWh)				Reattiva (kVARh)				Potenza (kW)	Motivazione calcolo	Euro (di fatto di importo, alla partita o cassa)
			F1	F2	F3	F0	F1	F2	F3	F0			
01/12/2017	31/12/2017	Orario Distributore	18.216	9.108	16.067	0	8.477	4.976	9.676	0	154		
01/12/2017	31/12/2017	Consumi Fatturati	18.216	9.108	16.067	0	8.477	4.976	9.676	0	154	Fatturazione primo addebito	5.357,04
TOTALE (Salvo conguagli, errori e omissioni)												5.357,04	

(*) Eventuali consumi originali da letture stimate potrebbero essere oggetto di successivi ricalcoli

DETTAGLIO IMPOSTE						
Contributivo	Periodo di riferimento	UM	Prezzi unitari	Quantità	Euro	Cod. IVA
Imposta sostitutiva da 0 a 200.000 kWh	dal 01/12/2017 al 31/12/2017	Euro/kWh	0,012500	43.391	542,39	10 %
TOTALE (Salvo conguagli, errori e omissioni)					542,39	

ULTERIORI INFORMAZIONI IN FATTURA
Registrai all'Area Clienti su www.energrid.it e accedi alla sezione Fatture. Con un semplice click sarà possibile consultare e scaricare il dettaglio degli importi fatturati in tempo reale!

Figura 2.4.1 Esempio di bolletta elettrica per utenza industriale

3. LA RADIAZIONE SOLARE

La radiazione solare è l'energia emessa nello spazio a seguito dei processi di fusione interni al Sole, tale energia, nell'unità di tempo, assume un valore molto elevato circa pari a $3,9 \cdot 10^{26}$ W/s ed è per questo che il sole può essere ragionevolmente considerato un emettitore ideale di radiazione. In tale contesto vengono spesso utilizzate due importanti definizioni relative alla radiazione solare in particolare viene definita *irradianza solare* la potenza rispetto all'unità di superficie, misurata in W/m^2 , e *irraggiamento solare* l'energia per unità di superficie misurata in kWh/m^2 . In prossimità del sole l'irradianza è maggiore di 60.000 kW/m^2 ma tale valore diminuisce all'aumentare della distanza e, subito fuori dall'atmosfera terrestre, assume un valore definito convenzionalmente *costante solare*. La costante solare è misurata, dunque, sulla superficie superiore dell'atmosfera su di un piano perpendicolare ai raggi solari e corrisponde mediamente a 1367 W/m^2 . Tale valore, tuttavia, non è propriamente costante poiché dipendente dall'attività solare variabile durante l'anno. Sulla superficie terrestre, invece, si assume un valore di irradianza massimo di circa 1000 W/m^2 per tenere conto di fenomeni di riflessione e assorbimento.

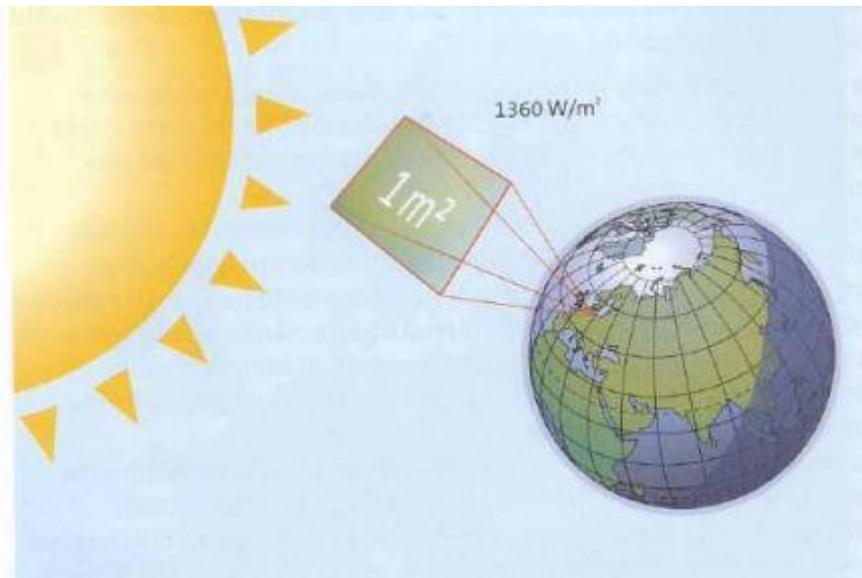


Figura 3.1 Irradianza solare sulla superficie superiore dell'atmosfera terrestre

Come accennato la radiazione solare riduce il suo valore attraversando l'atmosfera a causa di dispersioni nello spazio. La radiazione che raggiunge la superficie terrestre in linea retta viene definita *radiazione diretta* G_b mentre la radiazione dispersa che riesce comunque a raggiungere la Terra, incidendo con vari angoli, viene definita *radiazione diffusa* G_d .

Un ulteriore importante fattore di variazione è dovuto all'angolo di inclinazione della radiazione solare. Angoli piccoli rispetto alla superficie orizzontale implicano, infatti, un maggiore spessore di atmosfera attraversato con una conseguente riduzione della radiazione incidente. Tale fenomeno è tenuto in conto dall' *indice di massa d'aria* (AM) convenzionalmente espresso dalla seguente relazione:

$$AM = \frac{P}{P_0 * \sin \theta}$$

Equazione 3.1

Dove “P” è la pressione atmosferica nel punto considerato, P_0 la pressione di riferimento ($1,013 \cdot 10^5 Pa$) e θ l’angolo di elevazione del Sole sull’orizzonte. Con $AM = 0$ si fa riferimento alla radiazione all’esterno dell’atmosfera ($P = 0$) mentre si considera $AM = 1$ nel caso di attraversamento di spessore minimo in riferimento ad un giorno d’estate limpido, a livello del mare ($P = 1,013 \cdot 10^5 Pa$) con il sole allo Zenit.

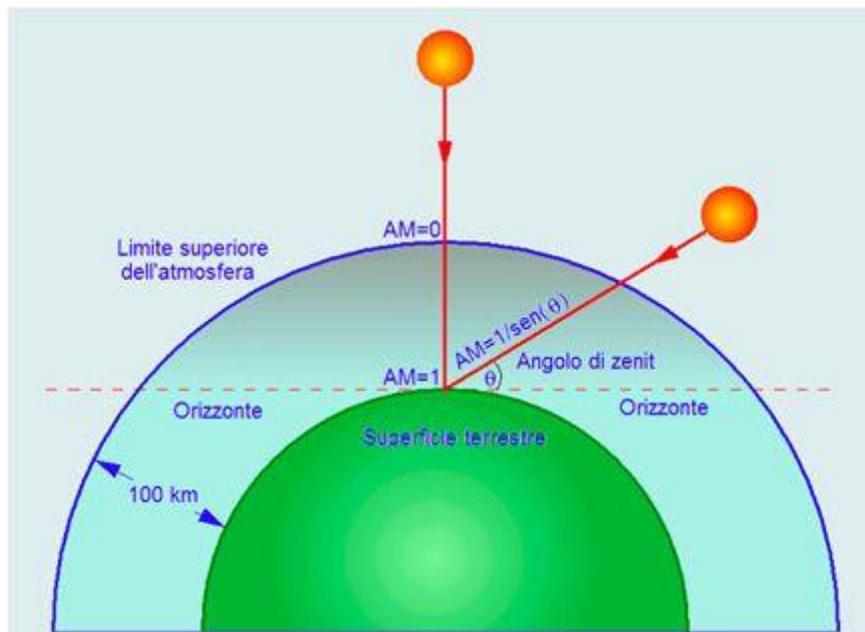


Figura 3.2 Attraversamento dell’atmosfera della radiazione elettromagnetica

La possibile variazione dell’intensità di radiazione solare non è però solo funzione dello spessore di atmosfera attraversato ma è anche legata alle diverse condizioni meteorologiche possibili.

In caso di cielo coperto, infatti, la radiazione è da considerare come totalmente diffusa mentre con cielo sereno la componente diffusa può rappresentare anche solo il 10% del totale. Esiste, inoltre, un’ulteriore componente di radiazione chiamata *albedo* G_a , generalmente di modesta entità e dovuta alla riflessione con altre superfici (terreno, specchi d’acqua, edifici adiacenti).

La radiazione solare complessiva che giunge ad un generico ricevitore terrestre è data dunque dalla somma di tre componenti:

$$G = G_b + G_d + G_a$$

Equazione 3.2

Dove “G” è la radiazione globale, “ G_b ” la radiazione diretta, “ G_d ” la radiazione diffusa e “ G_a ” la radiazione d’albedo. [11] [12]

3.1 Diagrammi solari e mappe di radiazione

La quota di radiazione globale che raggiunge la Terra ha, dunque, un'elevata variabilità a causa di numerosi fattori come le condizioni climatiche, la posizione geografica e lo spessore di atmosfera attraversato. Un utile ausilio al fine di ottenere una stima della radiazione incidente su un generico ricevitore terrestre è fornito dai *diagrammi solari*. Un diagramma solare è un grafico rappresentativo del moto apparente del Sole nella sfera celeste proiettato su un piano orizzontale (nel caso di diagramma polare) o verticale (nel caso di diagramma cilindrico). La posizione assunta dal Sole è individuata tramite due variabili: l'*altezza solare* α (angolo misurato tra l'orizzonte e la posizione del sole sopra l'orizzonte valutata positivamente verso l'alto) e l'*angolo azimutale* γ (angolo formato tra la proiezione sul piano orizzontale dei raggi solari e la direzione sud valutato positivamente in senso orario). Il diagramma solare polare ha come centro l'osservatore e coordinate polari date dall'azimut e dall'altezza solare. Nel diagramma solare cilindrico, invece, l'origine corrisponde alla direzione Sud, e gli angoli azimutale e dell'altezza solare sono riportati sugli assi delle ascisse e delle ordinate.

Si riporta in figura, a titolo di esempio un diagramma polare a latitudine 45° ed uno cilindrico a latitudine 40° .

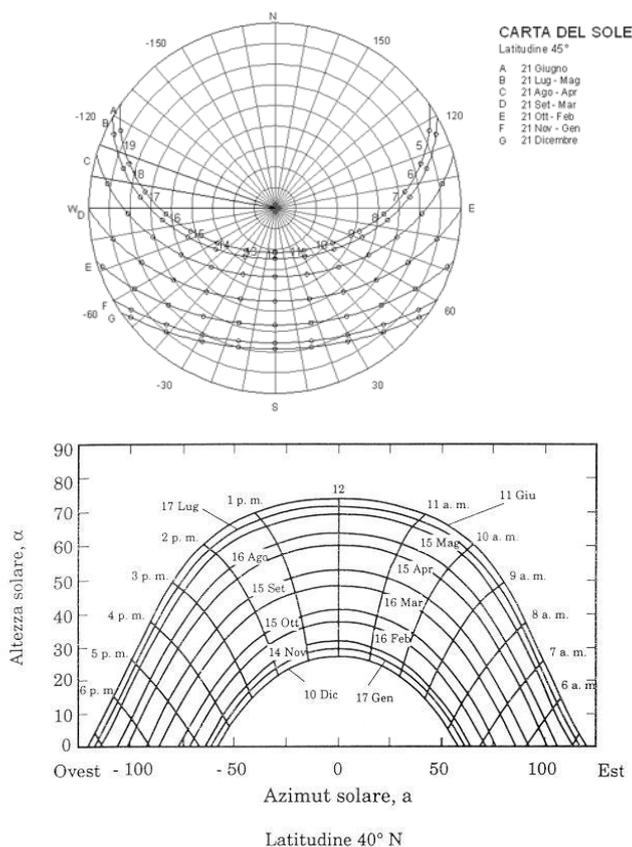


Figura 3.1.1 Diagramma solare polare e cartesiano

I diagrammi solari possono essere ottenuti con diversi software fornendo in ingresso l'informazione riguardante le coordinate geografiche del sito di interesse. In tali grafici, solitamente, è presente anche l'orizzonte orografico in modo tale da tenere in conto di ostacoli locali che possono generare ombreggiamento e dunque perdita di energia incidente. [12] [13] [8]

Al fine di poter stimare la radiazione solare vengono, inoltre, utilizzate delle mappe di radiazione o dei valori tabellati definiti per ciascuna località. Le prime riportano l'irraggiamento globale su una superficie parallela al suolo non distinguendo generalmente tra componente diretta e diffusa. Le tabelle di radiazione solare, invece, forniscono l'informazione sulla media di irraggiamento giornaliero al metro quadro sul piano orizzontale per diverse località e mesi dell'anno. Sono state nel tempo sviluppate, con l'utilizzo di dati statistici, delle mappe solari riportanti la quantità di energia incidente su un piano con inclinazione ottimizzata per le diverse località al fine di massimizzare la radiazione incidente per ogni sito considerato.

Nella figura sottostante, ad esempio, si riporta la mappa solare dell'Italia relativa all'irraggiamento globale annuale su un piano con inclinazione ottimale.

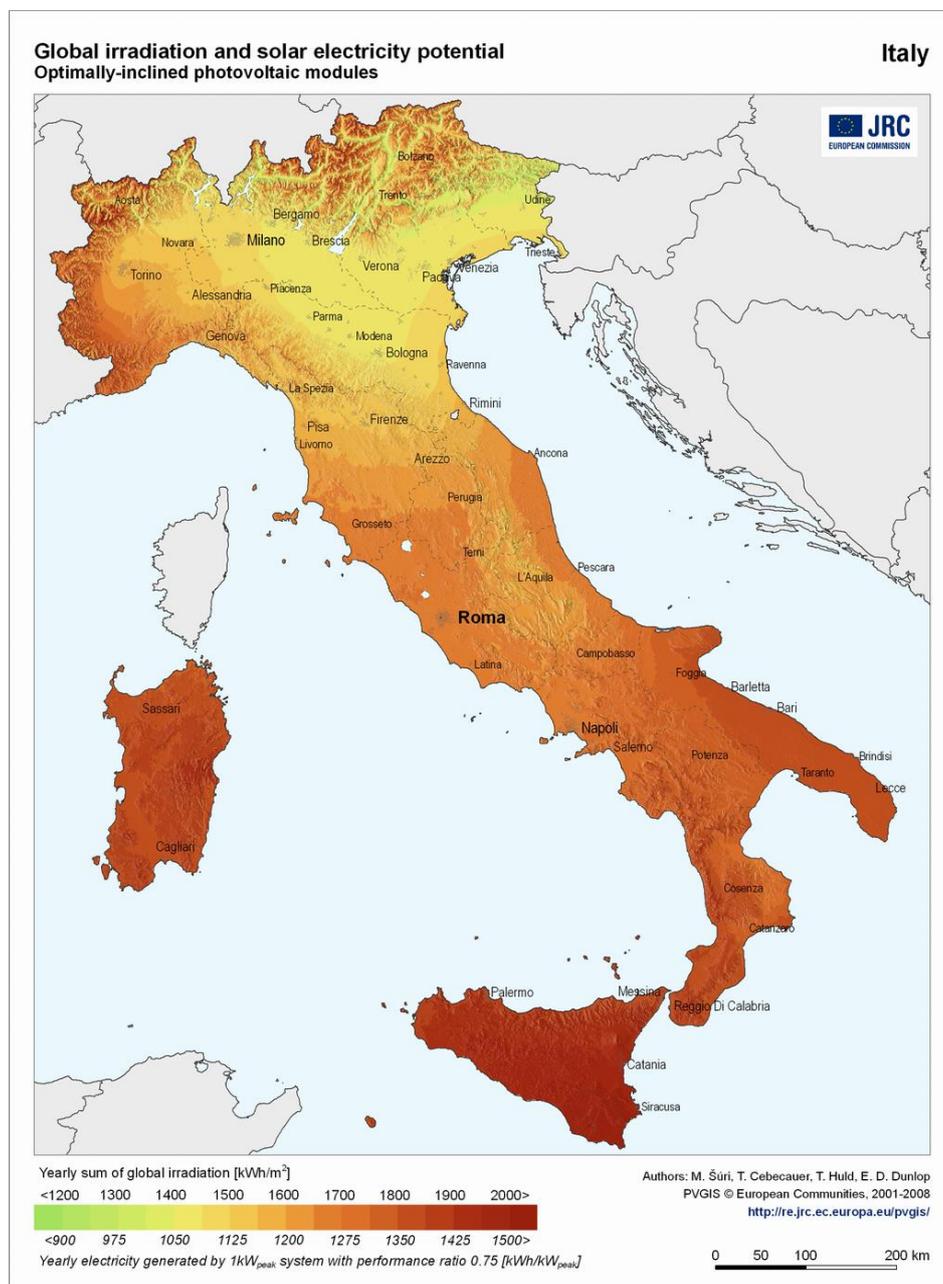


Figura 3.1.2 Mappa solare italiana relativa all'irraggiamento globale annuale [14]

3.2 Variabili di orientamento per una superficie captante

Per l'analisi dell'energia incidente su una superficie è necessario, inoltre, tenere in conto dell'orientamento (azimut) e dell'angolo di inclinazione (tilt) del generico ricevitore terrestre in analisi. In prossimità dell'equatore la radiazione solare viene captata in maniera ottimale con il ricevitore posizionato in direzione perfettamente orizzontale ma in linea generale è necessario prevedere un'inclinazione tanto più grande quanto maggiore è la latitudine considerata.

Sul territorio italiano, per garantire la massima efficienza in termini di radiazione solare si predilige generalmente un'inclinazione di circa 30 °C. L'orientamento definito dall'angolo di azimut è, invece, valutato rispetto alla direzione ideale (sud per l'emisfero boreale e nord per l'emisfero australe). Per caratterizzare univocamente la posizione della superficie captante si devono, dunque, individuare l'inclinazione rispetto all'orizzontale e l'orientamento rispetto ai punti cardinali.

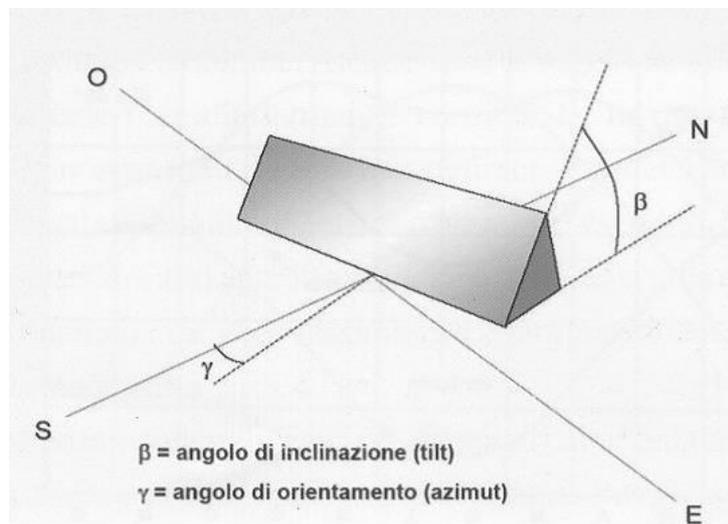


Figura 3.2.1 Orientamento di un generico ricevitore terrestre

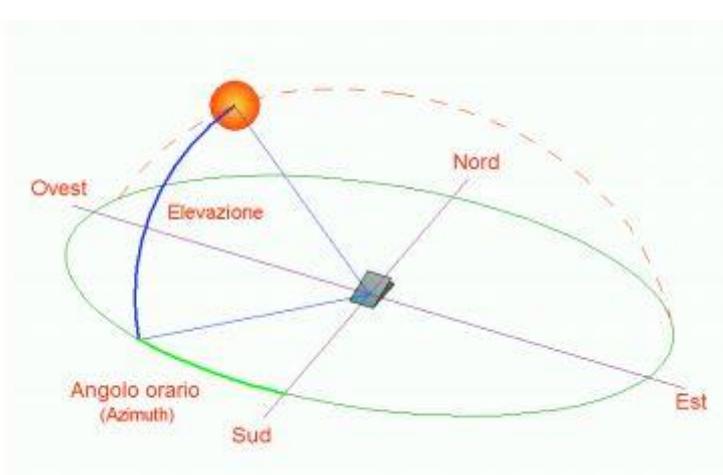


Figura 3.2.2 Moto del sole e orientamento di un generico ricevitore terrestre

4. L' EFFETTO FOTOVOLTAICO

L'elemento base nei sistemi fotovoltaici è costituito dalla *cella fotovoltaica* in cui avviene la conversione diretta della radiazione solare in energia elettrica. La cella fotovoltaica può essere considerata come un diodo a semiconduttore posto tra due elettrodi. L'elettrodo frontale è generalmente costituito da una griglia, dovendo permettere il passaggio dei fotoni fino alla giunzione, mentre l'elettrodo posteriore è costituito da una piastra metallica uniforme. Sulla parte frontale è, inoltre, applicato uno strato di materiale antiriflettente per poter ottimizzare l'incidenza di fotoni diminuendo la quota riflessa. Le celle attualmente più diffuse sono celle al silicio monocristallino "m-Si", policristallino "p-Si" e le celle a film sottile (silicio amorfo "a-Si" e altri semiconduttori come il tellururo di Cadmio "CdTe") con uno spessore totale della cella va dal micrometro per i film sottili alle poche centinaia di micrometri per il silicio cristallino. Per poter comprendere il principio di funzionamento della conversione fotovoltaica è utile approfondire alcuni principi fisici che sono alla base di tale fenomeno.

Gli elettroni in un solido riempiono gli stati elettronici consentiti partendo dal livello ad energia minore, un elettrone si può trovare, dunque, nella sua *banda di valenza*, se è nei pressi dell'atomo di appartenenza, nella *banda di conduzione*, se ha possibilità di lasciare l'atomo di appartenenza dando origine a conduzione elettrica, o infine in una zona intermedia tra le due bande definita *banda proibita* o *energy gap*. Tale energy gap rappresenta l'energia necessaria all'elettrone per poter passare dalla banda di valenza a quella di conduzione. [13]

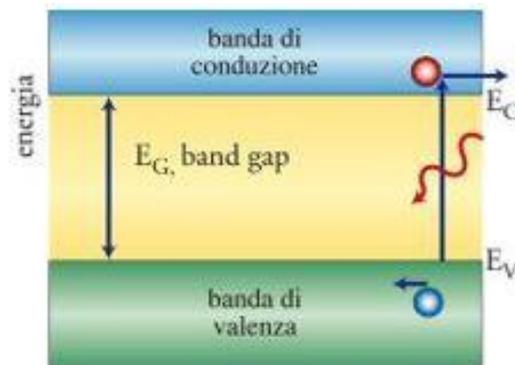


Figura 4.1 Struttura a bande di energia

La meccanica quantistica permette di differenziare i solidi tramite il proprio energy gap. Gli isolanti possiedono un energy gap elevato, gli elettroni hanno necessità di una grande quantità di energia per giungere nella banda di conduzione non sono, dunque, materiali idonei a condurre. I conduttori, invece, sono caratterizzati da un elevato numero di elettroni che posseggono già l'energia necessaria per raggiungere la banda di conduzione dando così origine ad un flusso elettrico. I materiali semiconduttori, infine, hanno un comportamento intermedio con un energy gap limitato ma comunque superiore rispetto ai materiali conduttori.

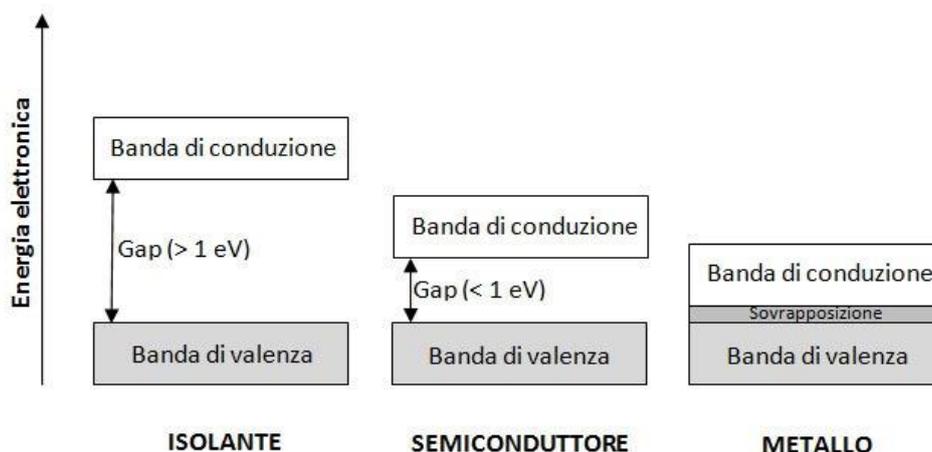


Figura 4.2 Struttura a bande di energia nei materiali

Materiale	Energy gap (eV)
Silicio cristallino (c-Si)	1,12
Silicio amorfo (a-Si)	1,75
Tellururo di Cadmio (CdTe)	1,45

Tabella 4.3 Energy gap in diversi materiali

Un elettrone può essere promosso dalla banda di valenza a quella di conduzione a seguito dell'assorbimento di una quantità di energia adeguata. Nel caso in cui tale energia venga fornita da un fotone il fenomeno prende il nome di *effetto fotovoltaico*. Tale processo avviene, tuttavia, solo nel caso in cui l'energia fornita dal fotone risulti superiore all'energy gap del materiale come indicato nella formula sottostante:

$$E_{ph} = h \cdot \nu = h \cdot \frac{c}{\lambda} \geq E_g$$

Equazione 4.1

Dove:

- E_{ph} = energia fotovoltaica [J]
- E_g = energy gap [J]
- h = costante di Planck ($6,625 \cdot 10^{-34}$ J*s);
- ν = frequenza [Hz];
- c = velocità della luce (300.000 km/s)
- λ = lunghezza d'onda [m]

Negli isolanti, come visto, l'energy gap è elevato e l'energia fornita dal fotone è dunque insufficiente. Nei conduttori l'energy gap è, invece, molto piccolo e le due bande sono praticamente sovrapposte. Per questi motivi i semiconduttori assumono un ruolo fondamentale nella conversione fotovoltaica avendo un comportamento intermedio rispetto ai due estremi. Quando un fotone entra nel semiconduttore, e possiede un'energia sufficiente, promuove un elettrone dalla banda di valenza a quella di conduzione e genera una lacuna nella banda di valenza. Il processo di assorbimento per questo è caratterizzato dalla nascita di coppie elettroni-lacune. Il silicio è il semiconduttore più utilizzato a scopo fotovoltaico, appartiene al IV gruppo e quando colpito da un fotone con energia superiore al suo energy gap libera un elettrone nella struttura cristallina. Ogni fotone libera un singolo elettrone, nel caso in cui l'energia fornita fosse inferiore all'energy gap la promozione non avviene e l'energia viene trasmessa al reticolo cristallino sotto forma di calore. L'efficienza di tale conversione è limitata da diversi fenomeni tra cui la riflessione, la resistenza dell'elettrodo frontale e la ricombinazione anticipata delle coppie elettroni lacune. [13] [15]

4.1 Il principio fisico di funzionamento della cella fotovoltaica

Per poter sfruttare l'effetto fotovoltaico si rende necessaria la presenza di una giunzione P-N. Facendo sempre riferimento alle celle a silicio cristallino tale giunzione è ottenuta ponendo a contatto due cristalli "drogati" in modo differente. Il primo è "drogato" con atomi trivalenti (come ad esempio il boro) detto di tipo "P" il secondo con atomi pentavalenti (come ad esempio il fosforo) detto di tipo "N". In tal modo il cristallo di tipo P, contenente gli atomi trivalenti, contiene delle lacune mentre quello di tipo N degli elettroni liberi dal legame. Elettroni e lacune sono così liberi di muoversi per diffusione mantenendo il materiale globalmente neutro in quanto il drogaggio avviene con atomi neutri e ciò che varia è solo l'eccesso o il difetto di elettroni.

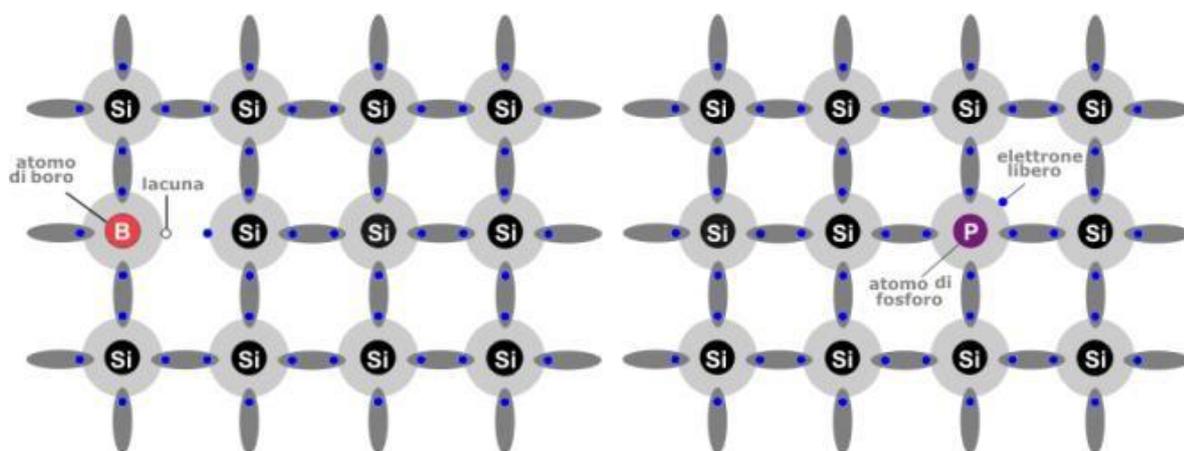


Figura 4.1.1 Drogaggio del silicio di tipo P ed N

Ponendo a contatto i due cristalli si genera un moto di diffusione di elettroni dalla zona N alla zona P e di lacune in direzione opposta tale processo si arresta quando il campo elettrico generato controbilancia il moto di diffusione. All'equilibrio elettrostatico, dunque, si avrà un eccesso di carica positiva nella zona N, un eccesso di elettroni nella zona P ed una regione intermedia, detta regione di carica spaziale, che ostacola il passaggio di elettroni e lacune. [13]

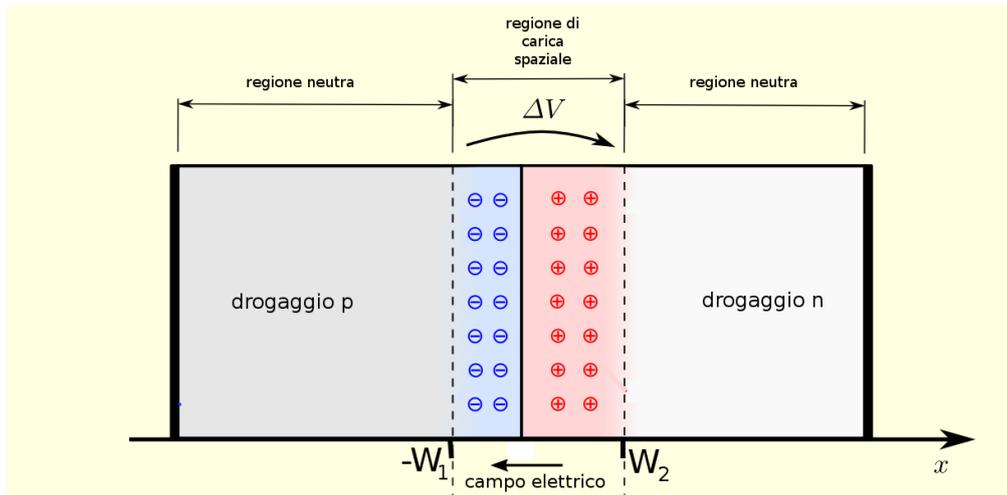


Figura 4.1.2 Giunzione P-N

Quando la radiazione raggiunge la cella i fotoni forniscono l'energia necessaria alla creazione di coppie elettrone-lacuna sia nella zona N che nella P. La presenza del campo elettrico fa sì che gli elettroni si spostino verso la zona N (polo positivo del campo elettrico) mentre le lacune verso la zona P (polo negativo del campo elettrico). La giunzione si comporta come fosse un raddrizzatore, la polarizzazione diretta riduce la barriera di potenziale e fa crescere la corrente di diffusione mentre la polarizzazione inversa fa incrementare la barriera di potenziale. Lo strato N è reso sufficientemente sottile in modo che i fotoni raggiungano con facilità la regione di carica spaziale. Sulla superficie superiore ed inferiore della cella sono previsti, come precedentemente accennato, dei contatti metallici utili a raccogliere il flusso di elettroni convogliandoli ai morsetti. Collegando la cella ad un carico si osserverà, dunque, la nascita di una corrente che sarà proporzionale alla quantità di fotoni incidenti si può, dunque, affermare, in prima approssimazione, che la corrente generata sia proporzionale all'irradianza G . [11] [15]

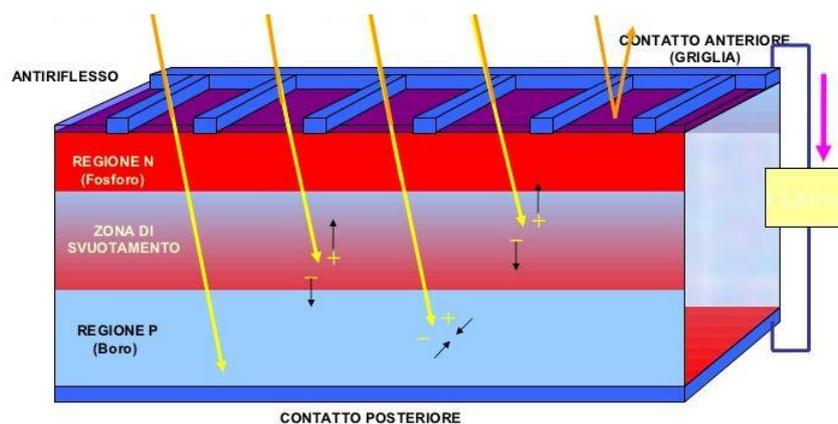


Figura 4.1.3 Funzionamento cella fotovoltaica

5. LA CELLA FOTOVOLTAICA

Una cella fotovoltaica convenzionale ha una superficie di circa 100 cm^2 ed è costituita, come visto, da una griglia metallica nella parte anteriore della cella, corredata da uno strato antiriflesso, ed un supporto massiccio conduttore posteriore. Nella parte anteriore delle celle tradizionali vengono depositati dei filamenti metallici detti *finger* messi in contatto elettrico attraverso uno o più *bus bar* utili a convogliare gli elettroni nel modo meno dissipativo possibile. Una griglia molto fitta, infatti, fa diminuire la resistenza serie ma allo stesso tempo genera un maggior ostacolo alla radiazione solare, si cerca, dunque, il miglior compromesso al fine di non causare riduzioni significative di efficienza. Negli ultimi anni si stanno sempre più affermando celle fotovoltaiche con tecnologia “All back surface contacts” in cui i contatti vengono posti sul retro della cella sotto forma di griglia intrecciata eliminando così le perdite di resa dovute all’ombreggiamento permettendo un aumento di rendimento. [13]

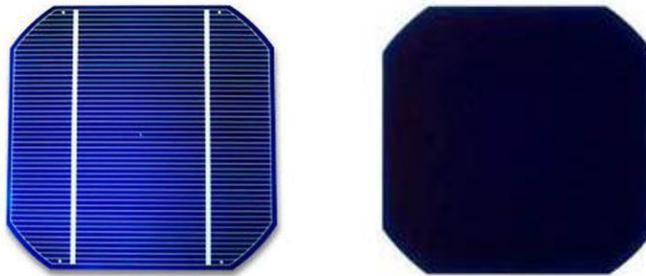


Figura 5.1 Cella fotovoltaica tradizionale e con tecnologia “All back surface contacts”

Quando la cella fotovoltaica viene illuminata assume un comportamento elettrico paragonabile ad un generatore di corrente con un diodo reale collegato in antiparallelo, con una corrente generata che come visto risulta proporzionale all’irradianza.

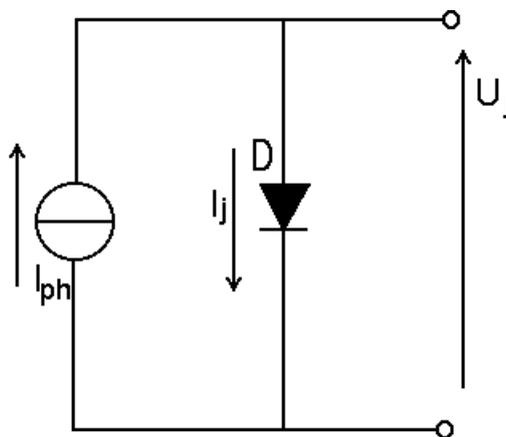


Figura 5.2 Circuito equivalente ideale della cella fotovoltaica

Come accennato in precedenza ciascun fotone contribuisce alla promozione di un elettrone e dunque ad una corrente di generazione I_{ph} secondo la seguente relazione:

$$I_{ph} = q \cdot N \cdot S$$

Equazione 5.1

Dove q rappresenta la carica di un elettrone ($1,6 \cdot 10^{-19}$ eV), N il numero di fotoni (misurata in $[\text{cm}^{-2} \cdot \text{s}^{-1}]$) e S l'area della superficie esposta alla radiazione. La corrente di generazione è dunque proporzionale sia all'irradianza G che alla superficie disponibile S . Il diodo posto in antiparallelo è, invece, la rappresentazione dell'effetto raddrizzante dato dalla giunzione P-N e della ricombinazione interna alla cella. La corrente che lo attraversa è così esprimibile:

$$I_j = I_0 \cdot \left(e^{\frac{q \cdot U_j}{m \cdot K \cdot T}} - 1 \right)$$

Equazione 5.2

Dove I_0 rappresenta la corrente di saturazione inversa del diodo, q la carica dell'elettrone, K la costante di Boltzmann ($1,38 \cdot 10^{-23}$ J/K), T la temperatura assoluta valutata sulla superficie della giunzione [K], U_j la tensione ai capi della giunzione ed m un coefficiente che tiene conto delle non idealità della giunzione.

Quanto visto è, tuttavia, una rappresentazione elettrica ideale della cella che non considera i fenomeni dissipativi inevitabilmente presenti. Sono utilizzate, a tal fine, due resistenze (con un modello a parametri concentrati) rappresentative delle perdite dovute principalmente all'elettrodo superiore di cella (R_s) e alla corrente di dispersione tra i due elettrodi (R_{sh}). La rappresentazione circuitale completa è, dunque, la seguente:

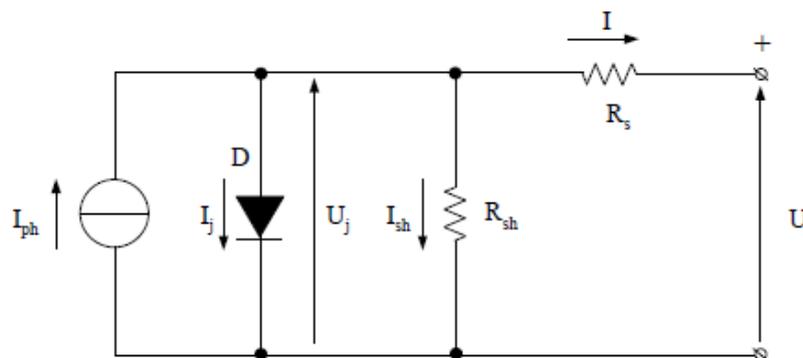


Figura 5.3 Circuito equivalente reale della cella fotovoltaica

Dallo schema elettrico proposto è possibile ottenere due equazioni fondamentali del circuito:

$$\begin{cases} I = I_{ph} - I_j - \frac{U_j}{R_{sh}} \\ U = U_j - R_s \cdot I \end{cases}$$

Equazione 5.3

I ed U rappresentano rispettivamente la corrente che scorre nel carico esterno e la differenza di potenziale ai suoi capi e sono le componenti di tensione e corrente depurate dalle varie perdite considerate [11] [8].

In mancanza di radiazione incidente la cella fotovoltaica, per sua struttura costitutiva, assume un comportamento da diodo tradizionale. Esponendo la cella fotovoltaica alla radiazione solare si avrà, come visto, la nascita dell'effetto fotovoltaico che, in termini di caratteristiche elettriche, impone una traslazione verso il basso alla caratteristica tensione – corrente della cella. La potenza ottenibile è data dal prodotto tensione corrente e assume un valore massimo per una data irradianza corrispondente al rettangolo di più grandi dimensioni iscrivibile nella caratteristica. Quanto detto è ben visibile nella figura sottostante:

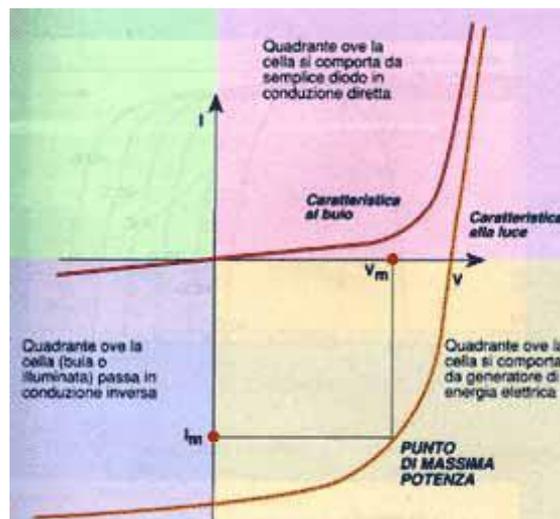


Figura 5.4 Caratteristica tensione corrente della cella fotovoltaica senza e con radiazione incidente

Il quadrante di interesse è quello di funzionamento da generatore in cui, come evidenziato, viene individuato il punto a massima potenza erogata. Nel primo tratto, con basse tensioni, la cella fotovoltaica si comporta quasi come un generatore ideale di corrente, la pendenza del tratto è dovuta alla resistenza parallelo R_{sh} . La condizione ideale, in tale tratto, è data da $R_{sh} \rightarrow \infty$ ottenendo in tal caso un tratto perfettamente rettilineo. In prossimità della tensione a vuoto U_{oc} la cella fotovoltaica si comporta quasi come un generatore di tensione ideale, la pendenza di tale tratto è dovuta alla resistenza serie R_s . La condizione ideale in questo caso è data da $R_s = 0$ ottenendo un tratto perfettamente rettilineo. [13] [8]

Le coordinate dei punti costituenti la caratteristica forniscono la potenza elettrica erogabile e variano dal caso di corto circuito (corrente erogata massima e tensione nulla) e funzionamento a vuoto (corrente nulla e tensione a vuoto). In queste due condizioni estreme la potenza erogata è nulla essendo data dal prodotto tensione corrente.

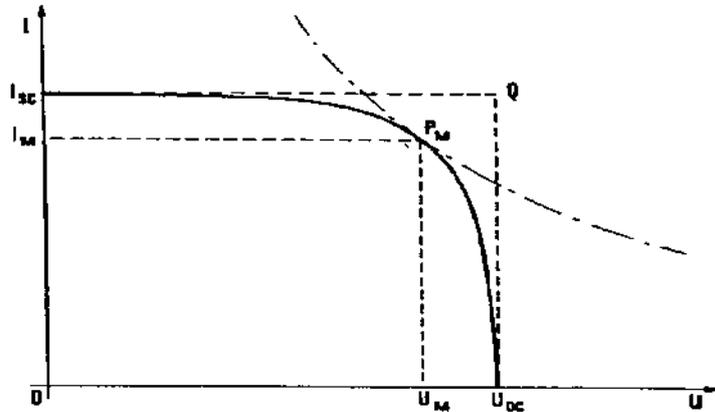


Figura 5.5 Caratteristica tensione corrente della cella fotovoltaica in funzionamento da generatore

Nota la caratteristica è possibile individuare i punti caratteristici:

- “ I_m ” corrente di funzionamento a massima potenza [A]
- “ U_m ” tensione di funzionamento a massima potenza [V]
- “ I_{sc} ” corrente di corto circuito [A]
- “ U_{oc} ” tensione di funzionamento a vuoto [V]

Il valore di corrente I_m e di tensione U_m rappresentano, dunque, le coordinate del punto a massima potenza. Si può osservare come la corrente di funzionamento a massima potenza sia molto vicina alla corrente di corto circuito che, dunque, in tali applicazioni non rappresenta un problema particolarmente delicato. Si definisce, infine, un fattore caratteristico detto “fill factor” (fattore di forma) utile per il confronto tra celle differenti:

$$Kf = \frac{I_m \cdot U_m}{I_{sc} \cdot U_{oc}}$$

Equazione 5.4

Tale fattore permette di confrontare il comportamento della cella con l’idealità, quanto più il fattore è elevato tanto più la cella si avvicina all’idealità cioè ad una caratteristica corrente – tensione quadrata. Nelle celle fotovoltaiche al silicio monocristallino il fattore di forma assume valori prossimi a 0,7 - 0,8 nel silicio amorfo, invece, il fattore di forma assume valori più bassi e questo è uno dei motivi per cui il rendimento nel silicio amorfo risulta essere più basso. [13]

5.1 Fattori di influenza sulla caratteristica elettrica della cella

La caratteristica elettrica della cella varia al variare delle condizioni ambientali in particolare dell'irradianza e della temperatura. Mantenendo costante la temperatura "T" e facendo variare l'irradianza "G" si evidenzia, come già espresso, un legame di diretta proporzionalità.

Al diminuire dell'irradianza la corrente di corto circuito diminuisce sensibilmente (così come la corrente di massima potenza) mentre la tensione a circuito aperto (e la tensione di massima potenza) cala in modo molto meno significativo con andamento logaritmico. Nella figura sottostante viene proposta una caratteristica elettrica corrente – tensione al variare dell'irradianza evidenziando l'evoluzione dei punti prossimi al ginocchio, quelli cioè a massima potenza. Si nota come la tensione a vuoto vari in modo apprezzabile solo per valori molto bassi di irradianza.

La temperatura scelta per il confronto di tali curve è di 25 °C. [8]

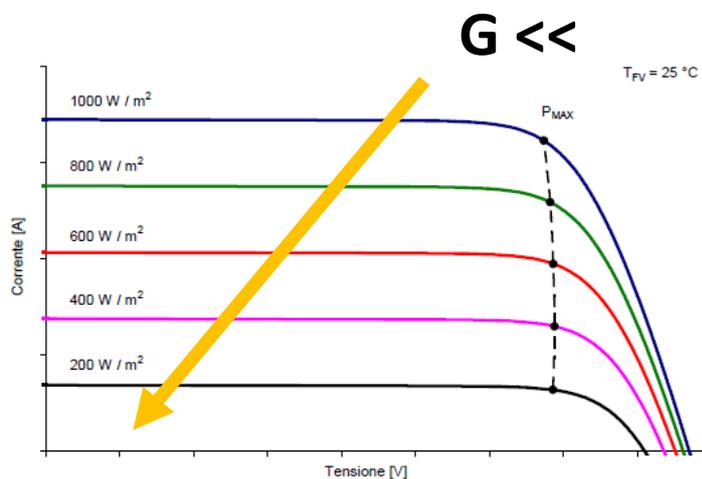


Figura 5.1.1 Caratteristica elettrica della cella solare al variare dell'irradianza

La caratteristica elettrica è però, come detto, dipendente anche dalla temperatura. Considerando un valore di irradianza costante un aumento di temperatura comporta sia un aumento di corrente fotovoltaica (I_{ph}) e dunque di cortocircuito (I_{sc}) che un aumento di corrente I_j nel diodo che corrisponde ad una diminuzione della tensione a vuoto U_{oc} e conseguentemente della tensione di massima potenza. L'aumento della corrente fotovoltaica è, tuttavia, di modesta entità al contrario la tensione a circuito aperto cala in questo caso in maniera significativa. L'aumento di temperatura, dunque, non è un fattore positivo nella conversione fotovoltaica. [13] [16]

Si propone di seguito una caratteristica elettrica della cella fotovoltaica al variare della temperatura e con valore di irradianza costante assunta pari a 1000 W/m².

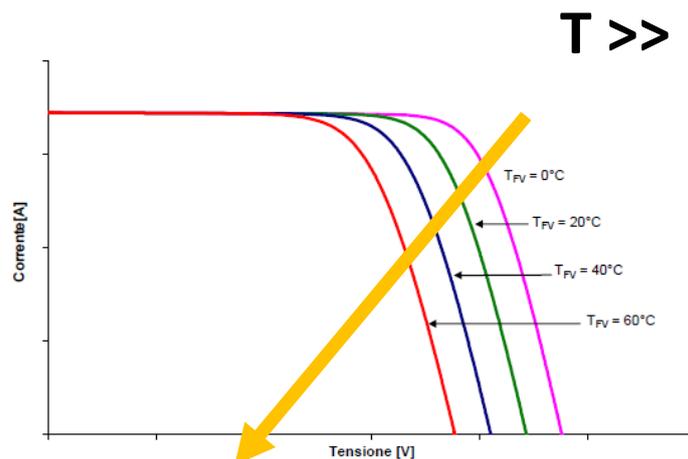


Figura 5.1.2 Caratteristica elettrica della cella solare al variare della temperatura

5.2 Formulazioni analitiche di variazione con irradianza e temperatura

Esistono delle formulazioni analitiche utili a descrivere le variazioni dei principali parametri della cella solare (corrente, tensione e potenza) al variare di irraggiamento e temperatura. Nelle applicazioni pratiche, al fine di semplificare le varie formulazioni, si considera, con buona approssimazione la tensione a circuito aperto dipendente solo dalla temperatura. L'entità di variazione di temperatura, in particolare, è tale da generare un calo di potenza dello 0,5% per ogni grado centigrado.

Prima di elencare le varie espressioni di variazione per corrente, tensione e potenza è utile esprimere le caratteristiche del caso di riferimento che viene utilizzato convenzionalmente come parametro comparativo. Ogni variazione è, infatti, rapportata secondo la norma IEC/EN60904 alle condizioni di prova normalizzate STC (*Standard Test Conditions*) così definite:

- Irradianza $G = 1000 \text{ W/m}^2$
- Massa d'aria $AM = 1,5$
- Temperatura di cella pari a $25 \text{ }^\circ\text{C}$.

Dopo tale premessa è possibile proporre nel seguito le relazioni dettagliate di corrente, tensione e potenza in funzione delle variabili irraggiamento e temperatura.

$$I_{sc}(G, T) = I_{sc}(STC) \cdot \frac{G \left[\frac{W}{m^2} \right]}{1000} \cdot (1 + \alpha_{sc} \cdot \Delta T)$$

$$\Delta T = T_c - 25^\circ\text{C}$$

Equazione 5.2.1

Dove:

- $I_{sc}(STC)$ = corrente di cortocircuito misurata nelle condizioni standard STC e fornita dal costruttore [A]
- G = l'irradianza presente nelle condizioni di interesse [W/m^2]
- α_{sc} = coefficiente termico della corrente di cortocircuito fornito dal costruttore [%/°C]
- T_c = temperatura di funzionamento della cella [K]

Il coefficiente termico della corrente di cortocircuito α_{sc} può essere espresso in A/°C o in %/°C, la relazione di conversione è la seguente:

$$\alpha_{sc}[A/^{\circ}C] = \frac{I_{sc}(STC) [A]}{100} \cdot \alpha_{sc}[\%/^{\circ}C]$$

Equazione 5.2.2

Il legame tra la tensione a circuito aperto e la temperatura viene, invece, espresso dalla seguente relazione:

$$U_{oc}(T) = U_{oc}(STC) \cdot (1 + \beta_{sc} \cdot \Delta T)$$
$$\Delta T = T_c - 25^{\circ}C$$

Equazione 5.2.3

Dove:

- $U_{oc}(STC)$ = tensione a vuoto misurata in condizioni STC e fornita dal costruttore [V]
- $\beta_{U_{oc}}$ = coefficiente termico della tensione a vuoto [%/°C]
- T_c = temperatura di funzionamento della cella [K]

Il coefficiente termico della tensione a vuoto $\beta_{U_{oc}}$ può essere espresso in V/°C o in %/°C, la relazione di conversione è la seguente:

$$\beta_{sc}[V/^{\circ}C] = \frac{U_{oc}(STC) [V]}{100} \cdot \beta_{sc}[\%/^{\circ}C]$$

Equazione 5.2.4

Il legame tra potenza irraggiamento e temperatura viene, infine, espresso dalla seguente relazione:

$$P_m(G, T) = P_m(STC) \cdot \frac{G \left[\frac{W}{m^2} \right]}{1000} \cdot (1 + \gamma_{sc} \cdot \Delta T)$$

$$\Delta T = T_c - 25^\circ C$$

Equazione 5.2.5

Dove:

- $P_m(STC)$ = potenza massima misurata nelle condizioni STC fornita dal costruttore [V]
- γ_{Pm} = coefficiente termico della potenza [%/°C]
- T_c = temperatura di funzionamento della cella [K]

Il coefficiente termico della potenza può essere espresso in W/°C o in %/°C. Per passare da una modalità di espressione all'altra è sufficiente utilizzare la seguente formula:

$$\gamma_{sc} [W/^\circ C] = \frac{I_{sc}(STC) [A]}{100} \cdot \gamma_{sc_{sc}} [%/^\circ C]$$

Equazione 5.2.6

I coefficienti di temperatura α , β , γ visti permettono di ottenere informazioni sui parametri elettrici fondamentali della cella noti i valori standard forniti dal costruttore.

La cella fotovoltaica è caratterizzata, infine, da un rendimento che può essere espresso come rapporto tra potenza elettrica prodotta e potenza in ingresso secondo la seguente formulazione:

$$\eta = \frac{P_w}{G \cdot A}$$

Equazione 5.2.7

Anche in questo caso è possibile ricavare una relazione che permetta di evidenziare la dipendenza del rendimento dalla temperatura:

$$\eta = \frac{P_m(STC)}{1000 \cdot A} \cdot (1 + \gamma_{sc} \cdot \Delta T)$$

$$\Delta T = T_c - 25^\circ C$$

Equazione 5.2.8

Dove:

- P_m (STC) = potenza massima misurata nelle condizioni STC fornita dal costruttore [V]
- γ_{Pm} = coefficiente termico della potenza [$\%/^{\circ}\text{C}$]
- T_c = temperatura di funzionamento della cella [K]

Si evidenzia come la potenza in ingresso in una cella fotovoltaica sia indipendente dalla potenza assorbita dal carico dipendendo unicamente dal sito e dalle sue condizioni meteorologiche. Il rendimento della cella assume, per questo, un andamento qualitativo analogo a quello della potenza richiesta dal carico. [13] [16]

Nel grafico seguente è possibile osservare l'andamento della densità di corrente ($J = I / S$) e della densità di potenza ($p_u = P_u / S$) in funzione della tensione U . [8]

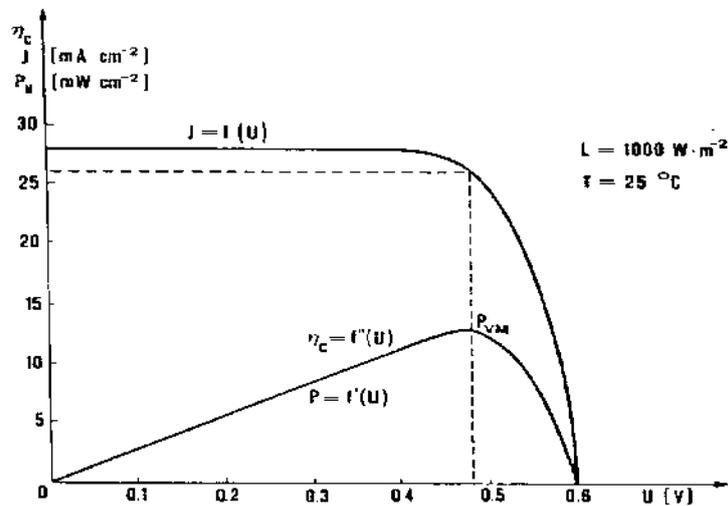


Figura 5.2.1 Andamento della densità di corrente e di potenza

6. IL MODULO E LE STRINGHE FOTOVOLTAICHE

Una singola cella fotovoltaica, anche supponendo condizioni di irradianza e temperatura ottimali, permette di generare una tensione di circa 0,5 – 0,6 V. La densità di corrente in tali condizioni è, invece, di circa 25 – 35 mA/cm² (un esempio sono celle con corrente di corto circuito $I_{sc} = 4 - 5,5$ A e lato di 12,5 cm o celle con corrente di corto circuito $I_{sc} = 6 - 8,5$ A e lato 15,6 cm). Anche nelle migliori condizioni ambientali, dunque, la tensione e la corrente a disposizione sono di gran lunga inferiori rispetto alle generiche richieste di un carico. Al fine di raggiungere i livelli di potenza richiesti diventa necessario collegare più celle fotovoltaiche in serie e/o parallelo. [13]

6.1 Collegamento in serie di celle fotovoltaiche

Le celle fotovoltaiche vengono, dunque, collegate elettricamente tra loro in serie con l'ausilio di nastri metallici elettrosaldati. Le celle saranno, teoricamente, attraversate dalla stessa corrente mentre la tensione totale è data dalla somma delle tensioni delle singole celle, ottenendo in questo modo una caratteristica complessiva di forma simile a quella della singola cella, con stessa corrente di cortocircuito ma con un valore di tensione a circuito aperto più elevato. [11]

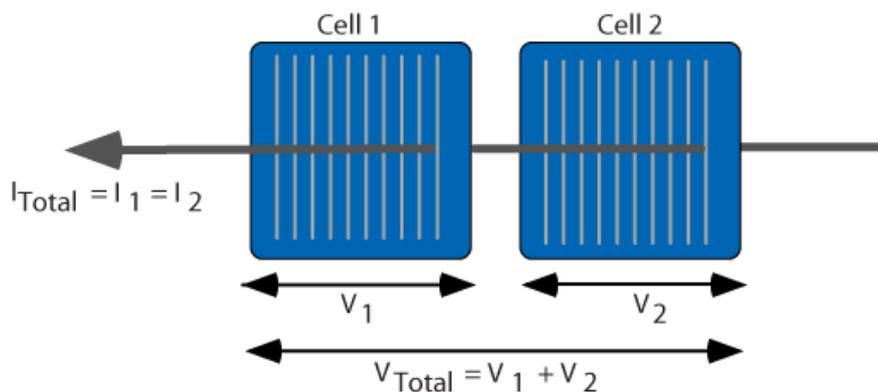


Figura 6.1.1 Collegamento serie tra due celle fotovoltaiche

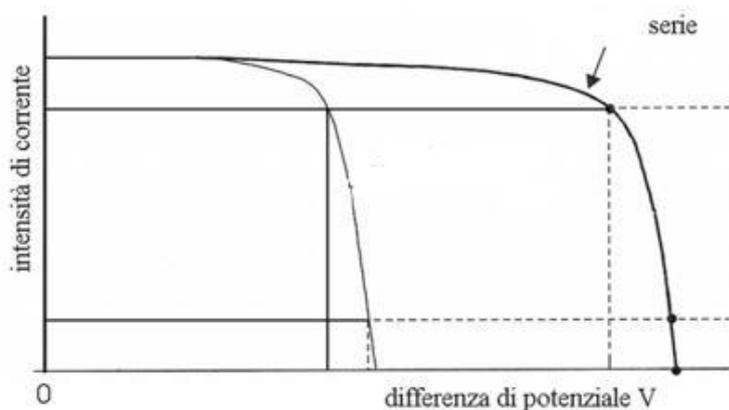


Figura 6.1.2 Confronto caratteristiche corrente tensione tra singola cella e celle in serie

Esistono, tuttavia, delle disomogeneità nel comportamento elettrico delle celle e tale fenomeno, detto “mismatch”, può essere causato da difetti nel processo di produzione o dalle differenti condizioni operative a cui lavorano le diverse celle (irraggiamento e temperatura).

Se N celle sono connesse in serie tra loro ma una tra queste presenta una caratteristica tensione corrente differente per difetti costruttivi o perché ombrata la caratteristica risultante ne risentirà e può presentare una potenza notevolmente inferiore. La curva risultante, infatti, avrà una tensione a circuito aperto pari alla somma delle tensioni delle singole celle ed una corrente di cortocircuito teoricamente coincidente con la corrente di corto circuito della cella che eroga la corrente più bassa. [13]

$$\begin{cases} U_{oc} = \sum_i U_{oc_i} \\ I_{sc} \cong (I_{sc_i})_{min} \end{cases}$$

Equazione 6.1.1

Se la cella totalmente ombrata fosse assimilabile ad un circuito aperto allora sulla stessa sarebbe applicata una tensione inversa pari alla somma delle tensioni delle celle non ombrate ma la corrente circolante e la potenza sarebbero nulle. La situazione descritta sarebbe, dunque, problematica solo per la mancanza di produzione ma non genererebbe aspetti distruttivi per le celle. Nel caso in cui la cella si trovasse, invece, in una condizione di ombra parziale non è corretto assumere un comportamento della cella da circuito aperto. In tali condizioni, infatti, sulla cella è presente una tensione inversa poco inferiore rispetto a quella a vuoto ma sarà presente anche una corrente non nulla. La cella ombrata si potrebbe dunque trovare a dissipare una potenza superiore alla massima dissipabile con conseguente formazione di “hot spots” che se prolungati possono portare a danni irreparabili. Se, infatti, la tensione ai capi della cella in ombra supera il valore di tensione di rottura (tipicamente 25 – 50 V) si ha l’istantanea distruzione della cella. [13] [16]

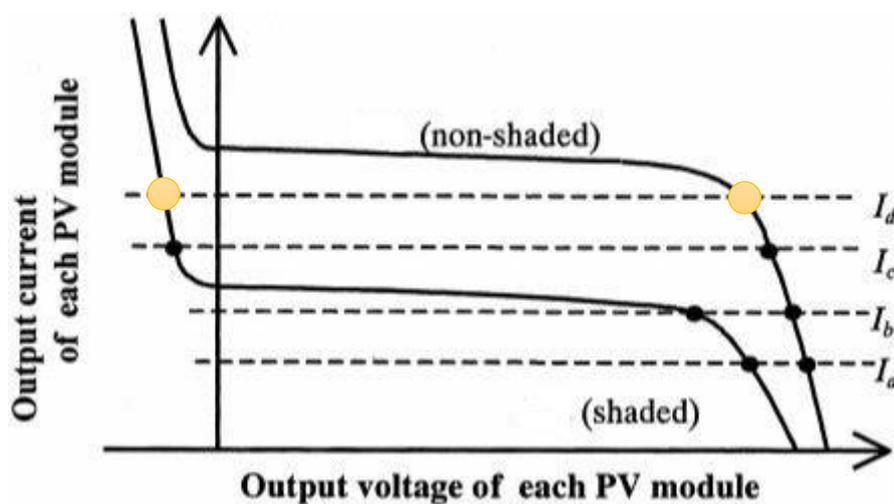


Figura 6.1.3 Confronto caratteristiche corrente tensione tra cella ombrata e celle in serie non ombrate

Al fine di evitare tale problematica vengono utilizzati dei diodi in anti – parallelo detti “diodi di bypass”. Un diodo in anti – parallelo alla cella ombrata non solo evita che la stessa funzioni da utilizzatore con tensione inversa ma fa in modo che la corrente circolante non sia più limitata al valore minimo presente. Tale soluzione, infatti, permette di ottenere un valore di corrente pari a quello dalle rimanenti celle in serie con una potenza erogata ridotta solo del contributo della cella ombrata. Tuttavia una protezione simile per ogni singola cella sarebbe improponibile in termini di costi per questo nella pratica il diodo è connesso in anti – parallelo a gruppi di celle in serie.

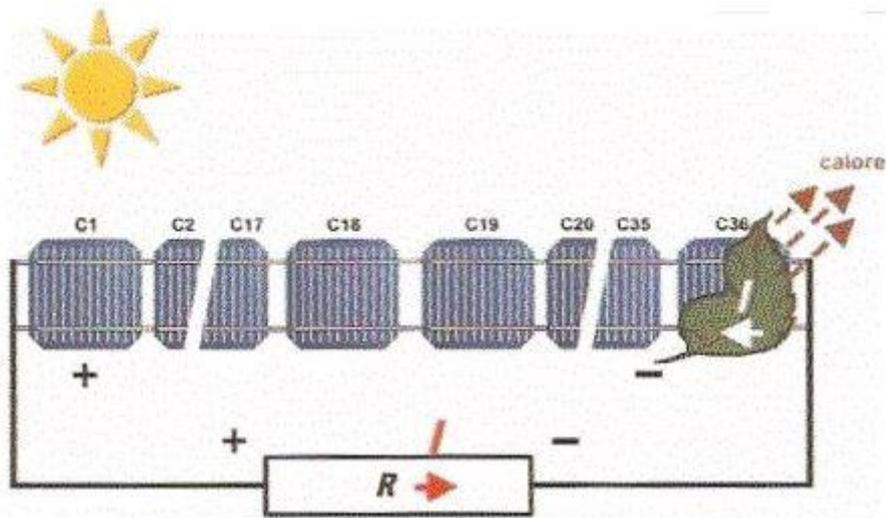


Figura 6.1.4 Celle in serie senza diodi di bypass

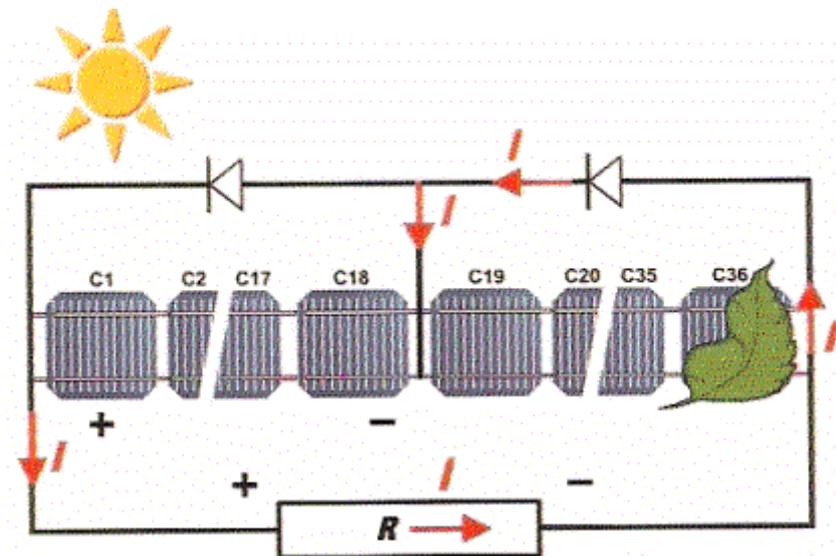


Figura 6.1.5 Celle in serie con diodi di bypass

6.2 Collegamento in parallelo di celle fotovoltaiche

Le celle fotovoltaiche possono analogamente prevedere un collegamento elettrico di tipo parallelo, in tal caso le celle saranno sottoposte alla medesima tensione mentre la corrente uscente totale sarà data dalla somma delle correnti delle singole celle. La caratteristica corrente tensione complessiva avrà stessa tensione a circuito aperto e corrente di corto circuito pari alla somma delle correnti di corto circuito delle singole celle.

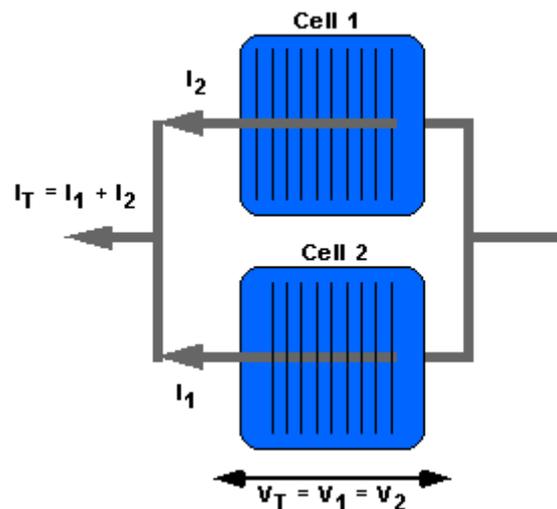


Figura 6.2.1 Collegamento parallelo tra due celle fotovoltaiche

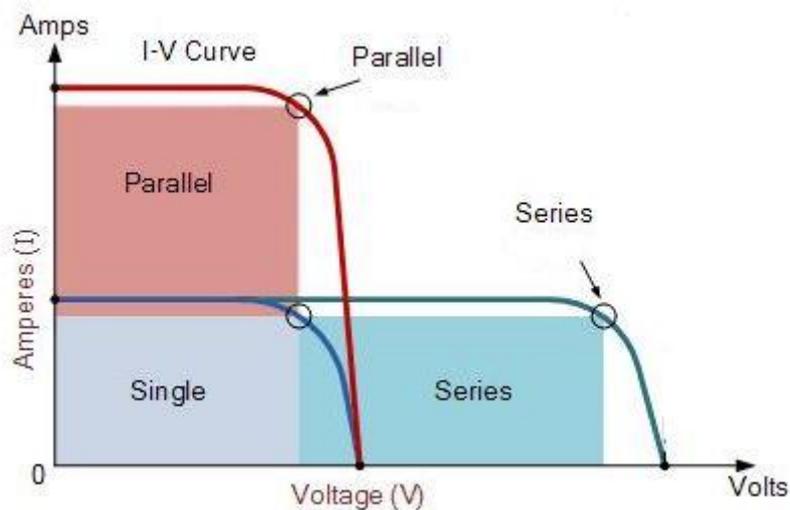


Figura 6.2.2 Confronto caratteristiche corrente tensione tra singola cella, celle connesse in serie e in parallelo

Un discorso analogo a quello svolto dimostra come se tra N celle connesse in parallelo una presenta una caratteristica difforme dalle altre la caratteristica complessiva è data dalla somma, per una data tensione, delle correnti delle celle non oscurate e della corrente della cella in ombra.

La caratteristica corrente tensione risultante ha una corrente di corto circuito data dalla somma delle correnti di corto circuito delle singole celle e una tensione a circuito aperto praticamente pari a quella della cella oscurata. [8]

$$\begin{cases} I_{sc} = \sum_i I_{sc}^i \\ U_{oc} \cong (U_{oci})_{min} \end{cases}$$

Equazione 6.2.1

Si evidenzia come nel caso di una cella oscurata il collegamento parallelo delle celle si comporta nei confronti del carico come un parallelo di N – 1 celle. La condizione peggiore, in questo caso, avviene con carico esterno nullo poiché in tal caso la cella ombrata assorbe la corrente delle N – 1 celle. Nei confronti del carico, dunque, l'eventuale presenza di una cella in ombra con collegamento parallelo ha un'influenza molto minore rispetto al caso analogo con collegamento elettrico serie in quanto in questo caso non nasce il problema di tensioni inverse elevate che porterebbero alla distruzione immediata della cella. Un diodo collegato in serie alle singole celle in parallelo potrebbe ovviare al problema, tuttavia, nella pratica è molto raro che avvenga una connessione in parallelo di singole celle poiché tale collegamento avviene, di norma, tra un numero N di celle connesse in serie tra loro.

Quanto detto finora pone l'evidenza sulla necessità di una scelta accurata delle celle al fine di avere caratteristiche elettriche quanto più possibile simili. In fase di produzione è richiesta, dunque, un'attenzione particolare ai valori di corrente di corto circuito, tensione di circuito aperto e potenza massima erogabile delle celle per poter ridurre al minimo le disomogeneità tecnologiche. Questi controlli, tuttavia, non possono impedire che la massima potenza erogabile non risulti inferiore alla semplice somma algebrica delle potenze in quanto, come osservato, il mismatch può presentarsi anche a seguito di cause esterne indipendenti come l'ombreggiatura. [11] [13]

6.3 Il modulo fotovoltaico

Il modulo fotovoltaico è un insieme di celle genericamente connesse in serie con lo scopo di generare energia elettrica tramite esposizione solare. Il modulo è realizzato con una struttura stratificata che partendo dall'esterno è costituita da:

- Una lastra in vetro temperato con elevata trasmittanza e buona resistenza termica;
- Uno strato di materiale sigillante con proprietà di isolamento elettrico solitamente una resina siliconica (EVA);
- Le celle fotovoltaiche;
- Un ulteriore strato sigillante;
- Un'ulteriore lastra in vetro;

Il modulo viene, infine, corredato da una cornice di alluminio e da una scatola di giunzione sul retro utile ad ospitare i collegamenti elettrici ed eventuali diodi di protezione.

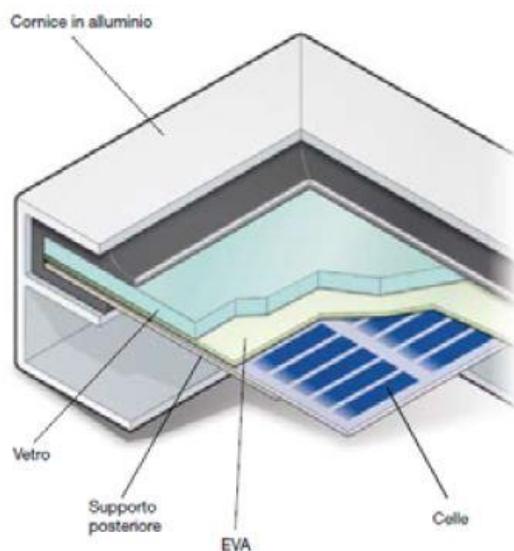


Figura 6.3.1 Composizione di un modulo fotovoltaico ed esempio di modulo fotovoltaico monocristallino

Il collegamento delle celle avviene tramite saldatura dei collegamenti a nastro ai busbar principali, questi collegamenti sono successivamente saldati all'elettrodo posteriori della cella adiacente. I diodi di bypass, come detto, sono situati nella "junction box" posteriore solitamente stagna da cui fuoriescono i cavi con connettori ad innesto rapido. [8]



Figura 6.3.2 Junction box e disposizione nel retro del modulo

Il rendimento globale del modulo, definita P_m come la potenza massima erogabile, può essere così definito:

$$\eta_m = \frac{P_m}{P_s}$$

Equazione 6.3.1

I moduli fotovoltaici in sede di produzione necessitano di un accurato controllo per le problematiche di disomogeneità esposte in precedenza, tramite l'utilizzo di strumenti di laboratorio vengono ricavati i parametri elettrici fondamentali e successivamente vengono svolti test termici e meccanici atti a valutare la resistenza a vari fattori ambientali. Si definisce, dunque, la potenza di picco come la potenza che il modulo fornisce nel suo "punto di funzionamento a massima potenza" dove la dicitura "Watt di picco" risulta essere solo un espediente linguistico essendo il Watt l'unità di misura corretta. La potenza certificata potrebbe essere in realtà anche inferiore a quella realmente prodotta in alcune condizioni particolari di irraggiamento superiore a 1000 W/m^2 con temperatura inferiore ai 25°C .

Le specifiche di targa dei moduli sono riferite alle condizioni standard (STC) già elencate in precedenza tali condizioni sono, però, molto particolari essendo condizioni create artificialmente in laboratorio con l'obiettivo di avvicinarsi alle migliori condizioni per il modulo. [8]

6.4 Le stringhe e l'array fotovoltaico

Al fine di ottenere la potenza richiesta dal carico è necessario collegare tra loro più moduli fotovoltaici avendo questi mediamente una potenza di picco tra 10 e 300 W. Un gruppo di moduli collegati in serie tra di loro formano una *stringa*, più stringhe collegate tra loro in parallelo formano, invece, un *array*, l'insieme di tutti gli array presenti definisce, infine il "campo fotovoltaico".

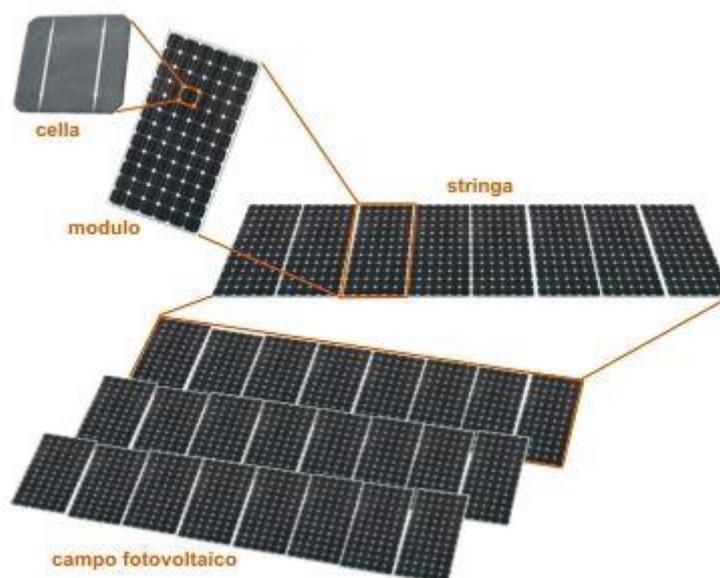


Figura 6.4.1 Composizione del campo fotovoltaico

La caratteristica elettrica tensione corrente di un campo fotovoltaico è analoga a quella di una cella elementare a meno della necessaria scalatura. Come già analizzato in merito alle singole celle i collegamenti serie e parallelo dei moduli possono presentare delle riduzioni di potenza erogata a causa di disomogeneità intrinseche o fenomeni esterni (ombreggiamento). Per tali ragioni si rendono necessarie delle protezioni utili a non causare un danneggiamento irreversibile alle celle e permettere una riduzione minima delle prestazioni del campo fotovoltaico.

In una stringa in cui i moduli sono collegati in serie si adopera la protezione fornita dai diodi di bypass già presentata in precedenza. Tali diodi permettono di ottenere una riduzione della potenza erogata dalla stringa limitata al solo contributo del modulo ombreggiato analogamente a quanto avveniva nel caso della singola cella. Nel caso di più stringhe connesse tra loro in parallelo si può prevedere, invece, la presenza di un diodo in serie ad ogni stringa detto diodo di blocco. Se, infatti, una o più celle in una stringa risultano ombreggiate o difettose si genera una dissimmetria tra le tensioni a vuoto delle stringhe in parallelo e il diodo dunque funge da blocco per la stringa di interesse in modo da proteggerla accettando una riduzione in potenza erogata pari al contributo dato dalla stringa esclusa. Condizione fondamentale per tale protezione è che la caduta di tensione introdotta dal diodo risulti essere molto bassa se confrontata alla tensione generata dal modulo.

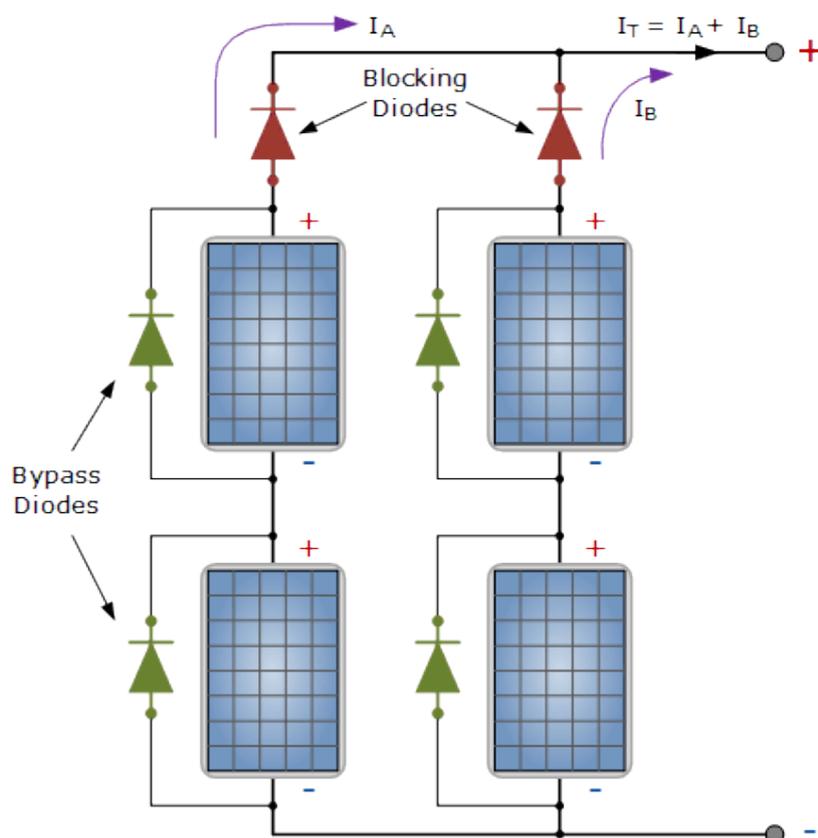


Figura 6.4.2 Diodi di bypass e diodi di blocco

Nella realizzazione di un campo fotovoltaico una notevole importanza è data alla scelta del collegamento tra moduli al fine di massimizzare il rendimento globale dell'impianto. Nell'analisi progettuale, inoltre, è importante valutare la scelta delle strutture di sostegno, la distanza minima tra le stringhe e il loro orientamento per poter fornire le migliori condizioni di producibilità. Dal punto di vista delle strutture di sostegno sono possibili sistemi fissi, ad inseguimento attivo o passivo mentre per ciò che riguarda la distanza minima tra file per evitare ombreggiamenti è necessario tenere in conto dell'inclinazione dei moduli e della loro lunghezza.

L'insieme del campo fotovoltaico e del sistema di controllo costituisce il sistema fotovoltaico. Il sistema fotovoltaico è dato da componenti meccanici, elettrici ed elettronici utili a rendere l'energia elettrica prodotta dall'impianto disponibile all'utenza. [13] [8]

Si possono, dunque, individuare due tipi di sistemi:

- Sistemi isolati "stand alone" caratterizzati dall'indipendenza dalla rete elettrica e dalla presenza di un accumulo energetico.
- Sistemi non isolati "grid connected" in cui è previsto uno scambio attivo con la rete elettrica.

7. L'INVERTER

Se un impianto fotovoltaico viene utilizzato per poter alimentare carichi in corrente alternata si rende necessario un dispositivo aggiuntivo costituito da un convertitore DC/AC detto inverter. Gli inverter più diffusi sono inverter *voltage source inverter* VSI a transistor (mosfet o IGBT). Nelle applicazioni più diffuse vengono utilizzati inverter sinusoidali controllati con la tecnica di modulazione della larghezza di impulso (PWM). Tale tecnica prevede il confronto di una forma d'onda triangolare (solitamente isoscele) ad alta frequenza detta "portante" con una forma d'onda sinusoidale detta "modulante". A seconda del riferimento desiderato si imporrà un valore alla variabile di controllo del convertitore. [11]

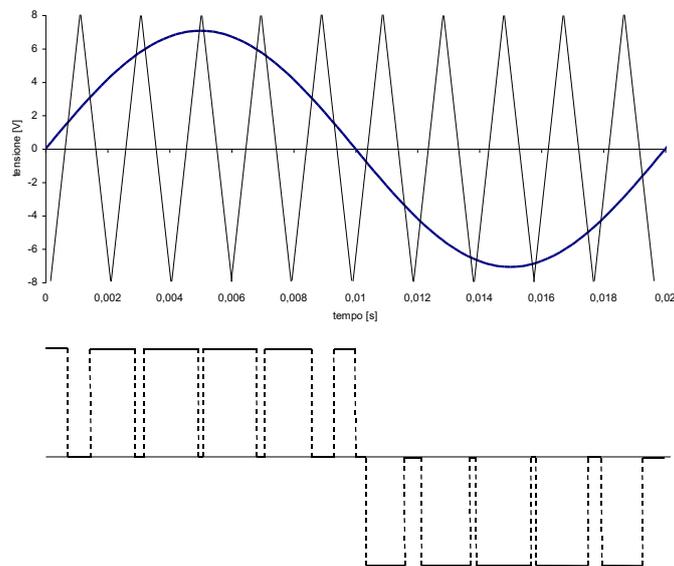


Figura 7.1 Confronto tra portante triangolare e modulante a 50 Hz

Un esempio di struttura tipica di inverter monofase e trifase è illustrata nella figura sottostante.

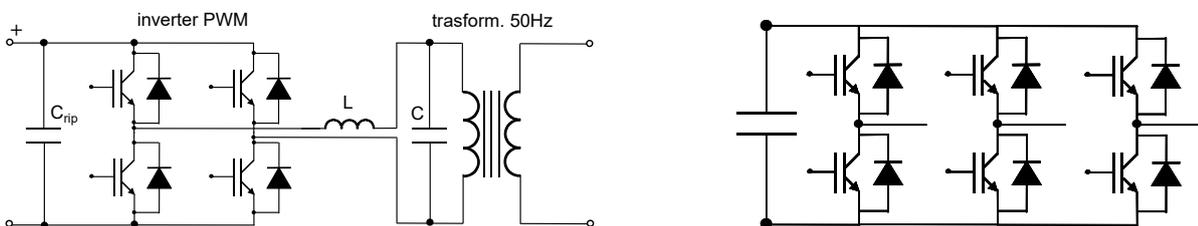


Figura 7.2 Struttura di un inverter monofase e trifase

Nel funzionamento ordinario dell'inverter viene chiuso solo un interruttore per gamba al fine di non generare un "corto di gamba" che lo danneggerebbe, a seconda del dispositivo attivo in conduzione è possibile fornire una tensione positiva o negativa al carico. I parametri reattivi posti a valle dell'inverter sono necessari per poter ottenere la forma d'onda in uscita migliore possibile.

7.1 Caratteristiche principali dell'inverter fotovoltaico

Le caratteristiche tipiche degli inverter fotovoltaici "grid connected" sono:

- Alto rendimento di conversione (superiore al 90%);
- Fattore di potenza $\cos\varphi > 0,9$;
- Bassa distorsione armonica della corrente in uscita (THD<5%);
- Inseguimento del punto di massima potenza;
- Capacità di limitare la potenza in ingresso;
- Basso ripple sulla tensione DC;
- Accensione e spegnimento automatici con soglie di irradianza;

Si possono definire alcuni importanti parametri di efficienza per l'inverter utili ad avere una stima corretta dell'energia realmente prodotta dall'impianto.

- Efficienza di conversione $\eta_{conv} = \frac{P_{ca}}{P_{cc}}$
- Efficienza di tracking $\eta_{TR} = \frac{P_{cc}}{P_{pv}}$
- Efficienza dell'inverter $\eta_{inv} = \eta_{conv} \cdot \eta_{TR}$
- Efficienza minima $\eta_{MIN} = \min\left(\frac{P_{ca}}{P_{cc}}\right)$ con $P_{ca} > 30\% P_{nom}$

I produttori di inverter, nelle rispettive schede tecniche, forniscono il massimo valore di rendimento raggiungibile dal convertitore tuttavia tale valore non è costante ma può variare con diversi fattori tra cui la potenza d'uscita. Generalmente per potenze superiori o uguali al 10 – 20 % della potenza nominale il rendimento assume valori molto elevati prossimi al valore di targa. [11]

L'inverter è caratterizzato, dunque, da un rendimento variabile con il carico per questo il suo valore di picco non è realmente significativo in quanto valido solo per una specifica condizione di funzionamento. Per questa ragione è stato introdotto il "rendimento europeo" che, tramite una media pesata dei valori di rendimento in diverse condizioni di carico, permette di ottenere un'indicazione più significativa.

$$\eta_{euro} = 0,03 \cdot \eta_{5\%} + 0,06 \cdot \eta_{10\%} + 0,013 \cdot \eta_{20\%} + 0,10 \cdot \eta_{30\%} + 0,48 \cdot \eta_{50\%} + 0,20 \cdot \eta_{100\%}$$

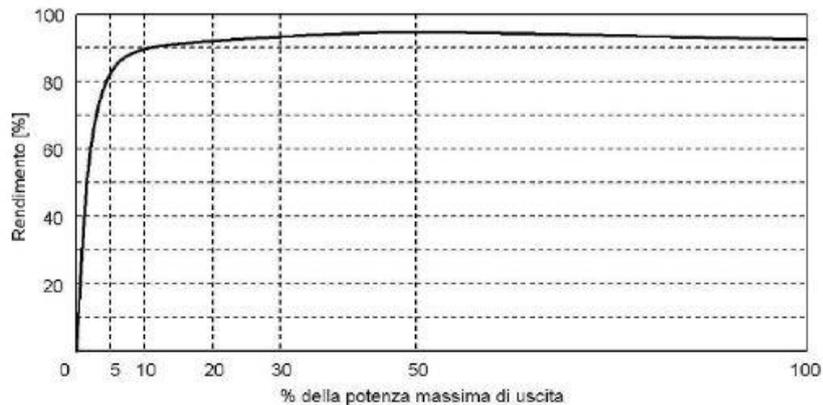


Figura 7.1.1 Andamento del rendimento al variare della potenza nominale

7.2 Metodi di inseguimento del punto a massima potenza

Gli inverter attualmente più diffusi per impianti connessi alla rete possiedono uno stadio di ingresso con la funzione di inseguitore del punto di massima potenza del generatore detto MPPT. Al fine di ottimizzare il rendimento del campo fotovoltaico viene, infatti, impiegato un ulteriore convertitore di tipo DC/DC ausiliario in modo che in ogni istante il campo fotovoltaico lavori in punti prossimi a quelli di massima potenza [16]. La ricerca di tali punti può avvenire con due tecniche differenti:

- *Perturba e osserva* utilizzando variazioni prefissate di tensione ($\Delta V < 0$, $\Delta V > 0$) nella direzione che produce variazioni positive di potenza;
- *A tensione costante* misurando la tensione a vuoto e imponendo una tensione di lavoro proporzionale a tale tensione ($0,75 - 0,85 V_{oc}$);

Nel primo caso l'algoritmo perturba la tensione in uscita di un valore prefissato e, effettuato il prodotto tensione corrente all'istante k – esimo, lo confronta con il prodotto all'istante $k - 1$ esimo. Se a seguito di tale perturbazione si ottiene un incremento della potenza la successiva perturbazione avviene nel medesimo senso altrimenti viene invertito il segno e si ripete il procedimento fino al raggiungimento del MPP con una soglia di tolleranza prefissata. [11] [13]

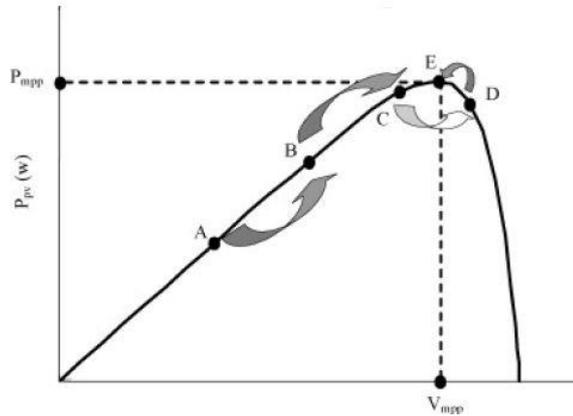


Figura 7.2.1 Tecnica “Perturba e osserva”

Tale algoritmo risulta, tuttavia, poco efficiente nei casi di rapidi cambiamenti atmosferici in cui la caratteristica varia rapidamente come mostrato in figura:

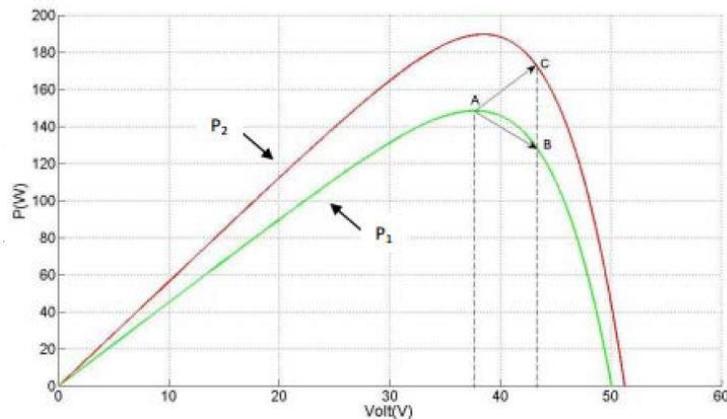


Figura 7.2.2 Algoritmo “Perturba e osserva” in presenza di cambiamenti atmosferici rapidi

Il secondo metodo “a tensione costante” è basato, come detto, sulla misura della tensione a vuoto e sull'utilizzo di valore pari all'80% di quest'ultima come tensione di lavoro. A tale tensione, infatti, si è generalmente molto vicini al punto di massima potenza. Questo metodo, tuttavia, prevede una misurazione frequente della tensione a vuoto del modulo.

Solitamente tale inseguitore MPPT è interno all'inverter, permette di inseguire la potenza massima con efficienze superiori al 98% per un ampio intervallo di tensione (200 – 600 V) e irradianza (50 – 1000 W/m²), risultando, tuttavia, sensibile a brusche variazioni di irradianza. [11]

7.3 Possibili configurazioni array - inverter

Esistono inverter ad uso fotovoltaico di diverse taglie, è necessario valutare in sede di dimensionamento se sia più conveniente una soluzione a singolo inverter o multi – inverter cercando il miglior compromesso possibile tra l’aspetto economico e quello funzionale.

Le soluzioni possibili sono infatti diverse e sono di seguito elencate. [13]

- “Inverter centralizzato”, usato sia per basse potenze che per potenze medio alte (20 – 250 kW) con vantaggio di avere bassi costi ma a scapito di notevoli cablaggi, poca flessibilità e scarsa ottimizzazione dell’estrazione della massima potenza.

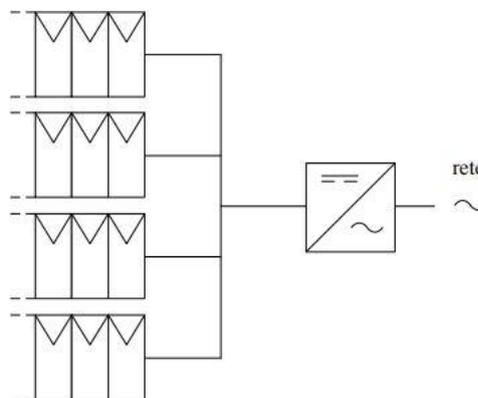


Figura 7.3.1 Soluzione inverter centralizzato

- “String inverter”, non sono necessari diodi di blocco, si ha una maggiore ottimizzazione della potenza massima estraibile, solitamente utilizzato per applicazioni residenziali con potenza tra 1,5 e 5 kW.

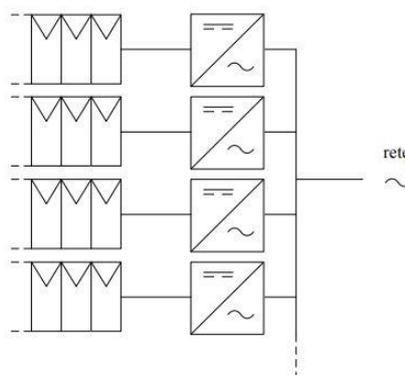


Figura 7.3.2 Soluzione “string inverter”

- “Multi string inverter”, l’inverter è collegato a più stringhe, si ha maggiore flessibilità rispetto al caso centralizzato e una buona estrazione della massima potenza generata.

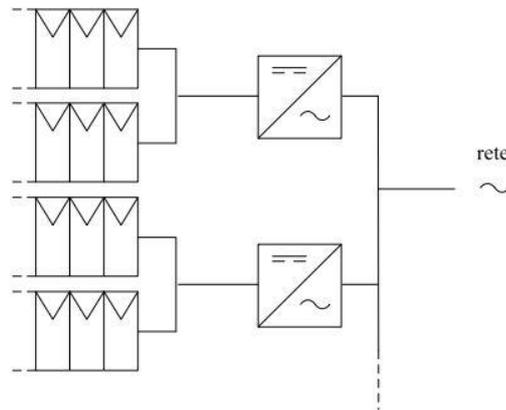


Figura 7.3.3 Soluzione “Multi string inverter”

- “AC Module”, prevede la presenza di un convertitore per modulo, non sono necessari cablaggi in continua, si ottimizza al massimo l’estrazione della potenza, si ha la massima flessibilità ma richiedono un costo elevato e un monitoraggio complesso.

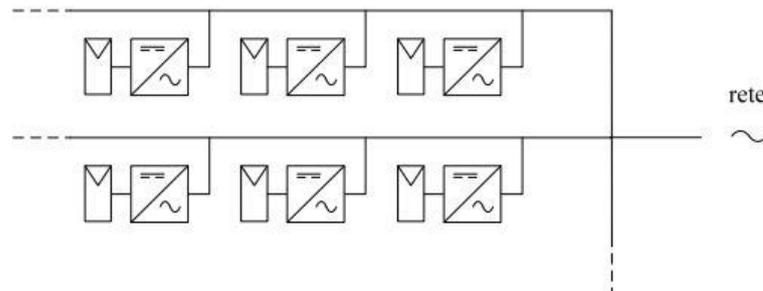


Figura 7.3.4 Soluzione “AC module”

I sistemi fotovoltaici possono poi essere isolati o connessi in rete, nel primo caso è necessario un accumulo tale da rendere il sistema autonomo per il funzionamento ad “isola”. Nel caso, invece, di connessione in rete possono essere adottate diverse tipologie di interfacciamento, in rispetto dei requisiti tecnico normativi e di sicurezza, esposte nel seguito: [11] [16]

- Con trasformatore a bassa frequenza (50 – 60 Hz), la conversione viene effettuata in base alla tensione del campo fotovoltaico, la tensione viene adeguata, se necessario, al livello di rete assicurando, inoltre, l’isolamento galvanico.

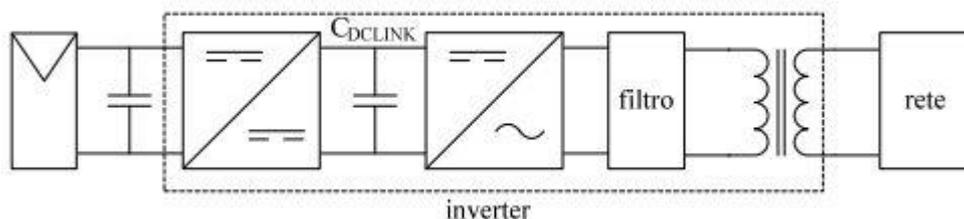


Figura 7.3.5 Interfaccia con trasformatore a bassa frequenza

- Con trasformatore ad alta frequenza (20 -100 kHz), consente di utilizzare dei trasformatori di dimensioni ridotte, in tal caso, tuttavia, si rendono necessari altri componenti utili a riportare le grandezze elettriche a valori compatibili con la rete.

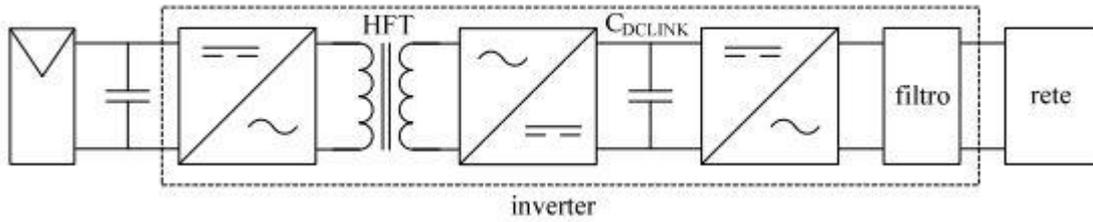


Figura 7.3.6 Interfaccia con trasformatore ad alta frequenza

- Senza trasformatore e con un convertitore DC/DC con un ampio campo di variazione di tensione, in questo caso sono possibili trasferimenti di componenti continue verso la rete a meno di particolari caratteristiche dell'inverter.

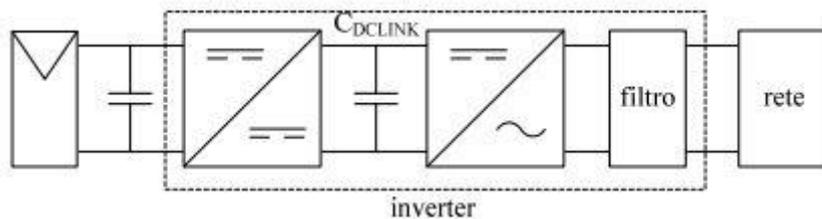


Figura 7.3.7 Interfaccia transformerless

7.4 L'accoppiamento array - inverter

L'accoppiamento ottimale tra array ed inverter è cruciale in fase di progetto per poter mantenere un rendimento complessivo di conversione elevato. L'inverter ha un rendimento variabile a seconda della potenza a cui lavora la quale, come noto, dipende dalle condizioni ambientali del momento.

La taglia ideale dell'inverter non è, dunque, di immediata determinazione, nella pratica in zone con radiazione solare modesta ed esposizione non ottimale si sceglie una potenza massima in ingresso dell'inverter pari al 90% - 95% della potenza nominale del generatore fotovoltaico mentre in zone dove l'irraggiamento è maggiore e con buona esposizione si sovradimensiona del 5% - 10% la potenza massima in ingresso. Questa scelta permette, in prima approssimazione, di sfruttare al massimo la potenza generata senza avere inutili sovradimensionamenti del dispositivo di conversione tenendo, inoltre, in conto del degrado inevitabile dei moduli nel corso degli anni. [8]

Altri importanti criteri di corretto accoppiamento tra array ed inverter riguardano le tensioni e le correnti del dispositivo di conversione e del generatore fotovoltaico. In particolare è necessario verificare che:

- La tensione massima a vuoto del generatore fotovoltaico non superi la tensione massima di ingresso dell'inverter;
- La massima corrente del generatore fotovoltaico non superi la massima corrente di ingresso dell'inverter;
- La minima tensione del generatore fotovoltaico, considerata alla temperatura massima di esercizio dei moduli, non sia inferiore al valore minimo di funzionamento del sistema MPPT;
- La massima tensione del generatore fotovoltaico, considerata alla minima temperatura di esercizio dei moduli, non ecceda il valore massimo di funzionamento del sistema MPPT;

Le ultime due prescrizioni non danneggiano l'inverter ma una loro violazione farebbe calare il rendimento del sistema.

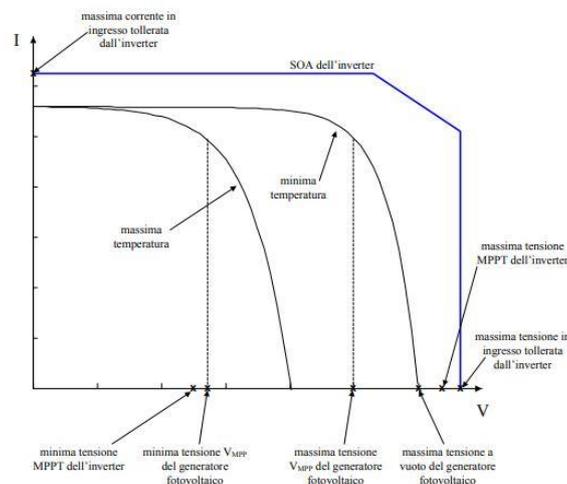


Figura 7.4.1 Accoppiamento corretto tra inverter e generatore fotovoltaico

8. INTERFACCIAMENTO CON LA RETE

La norma CEI 0-21 definisce generatori statici indirettamente connessi “generatori di qualsivoglia tipologia connessi alla rete elettrica mediante interposizione di sistemi di raddrizzamento/inversione”. Tali impianti per normativa devono prevedere un sistema per limitare a regime l’immissione in rete di correnti con componenti continue superiori allo 0,5% della corrente nominale [17]. Tale requisito può essere ottenuto con un trasformatore operante alla frequenza di rete o con una funzione di protezione sensibile alla componente continua della corrente immessa in rete. Tale protezione deve separare l’inverter dalla rete in 200 ms se la componente continua supera 1 A o in 1 s se la componente continua supera lo 0,5% della corrente nominale dell’inverter [17]. Per quanto riguarda la protezione contro i contatti indiretti nel caso di inverter senza trasformatore la norma CEI 64-8/7 sezione 712 articolo 712.413.1.1.1.2 dice che : “Occorre che sia presente sull’uscita lato c.a. dell’inverter un interruttore differenziale di classe B. Tale interruttore non è invece richiesto se l’inverter è per costruzione tale da non iniettare correnti continue di guasto a terra dell’impianto elettrico. In questo caso occorre però che il costruttore dell’inverter rilasci la seguente dichiarazione *in accordo con l’articolo 712.413.1.1.1.2 della sezione 712 della Norma CEI 64-8/7, si dichiara che l’inverter, per costruzione, non è tale da iniettare correnti continue di guasto a terra*”. [18]

Il GSE prevedeva, dunque, l’inserimento di un trasformatore di interfaccia installato a monte del misuratore di energia prodotta penalizzando, non poco, la produzione. La norma CEI 0-21 ha, dunque, migliorato le prestazioni del sistema permettendo la possibilità di escludere l’immissione in rete di componenti continue anche attraverso l’implementazione di una specifica funzione di protezione. Si riporta in seguito un esempio di dichiarazione fornita dal costruttore dell’inverter (SMA) a riguardo di quanto sopra esposto.

Oltre ai criteri sopracitati, la scelta dell'interruttore differenziale per gli impianti fotovoltaici è dettata anche da altri fattori.

4.1 Requisito conforme alla norma DIN VDE 0100-712 (IEC 60364-7-712:2002)

Se previsto come protezione contro i guasti (v. cap. 2.2 "Disinserzione automatica mediante interruttore differenziale" (pag. 6)), la norma DIN VDE 0100-712 prescrive un interruttore differenziale di tipo B per gli inverter fotovoltaici senza trasformatore.

Questo requisito vale anche per inverter con trasformatore ad alta frequenza in quanto non è disponibile alcuna separazione galvanica tra il lato della corrente alternata e il lato della tensione continua.

Ciò non si applica agli inverter con trasformatore a bassa frequenza.

Un'eccezione è rappresentata dal caso in cui il produttore dell'inverter escluda l'insorgenza di correnti continue di guasto nell'impianto. In tal caso l'interruttore differenziale, se necessario, sarà di tipo A.

Tutti gli inverter di SMA Solar Technology AG dotati di trasformatore, inclusi i modelli SB 2000HF-30, SB 2500HF-30, SB 3000HF-30 e gli inverter SMA privi di trasformatore elencati di seguito non possono, per le loro caratteristiche costruttive, immettere correnti continue di guasto in rete. Soddisfano tale requisito secondo la norma DIN VDE 0100-712 (IEC60364-7-712:2002).

Sunny Boy:

SB 240-10, Multigate-10, SB 1300TL-10, SB 1.5-1VL-40, SB 1600TL-10, SB 2100TL, SB 2.5-1VL-40, SB 2500TLST-21, SB 3000TL-20, SB 3000TL-21, SB 3000TLST-21, SB 3600TL-21, SB 3600SE-10, SB 4000TL-20, SB 4000TL-21, SB 5000TL-20, SB 5000TL-21, SB 5000SE-10, SB 6000TL-21

Sunny Mini Central:

SMC 6000TL, SMC 7000TL, SMC 8000TL, SMC 9000TL-10, SMC 9000TLRP-10, SMC 10000TL-10, SMC 10000TLRP-10, SMC 11000TL-10, SMC 11000TLRP-10

Sunny Tripower:

STP 5000TL-20, STP 6000TL-20, STP 7000TL-20, STP 8000TL-10, STP 8000TL-20, STP 9000TL-20, STP 10000TL-10, STP 10000TL-20, STP 12000TL-10, STP 12000TL-20, STP 15000TL-10, STP 15000TLHE-10, STP 15000TLEE-10, STP 17000TL-10, STP 20000TLHE-10, STP 20000TL-30, STP 20000TLEE-10, STP 25000TL-30

Figura 8.1 Esempio di dichiarazione di impossibilità di immissione di correnti continue di guasto

Le normative richiedono, inoltre, che gli inverter siano capaci di riconoscere l'eventuale perdita della rete con successiva formazione di un' "isola elettrica". In linea generale il funzionamento in isola non intenzionale è proibito da normativa. Tale vincolo nasce dalla necessità di garantire sicurezza agli operatori di rete ma anche dalla possibilità di causare guasti alle utenze a causa di valori di tensione o frequenza inadeguati. Si rende, per questo, necessario un sistema di identificazione dell'isola basato sul riconoscimento delle variazioni di tensione e frequenza. [16] [19]

L'interfacciamento dell'impianto fotovoltaico alla rete del distributore assume un ruolo chiave in fase di progetto. Le norme di riferimento a tal riguardo sono differenziate nel caso di collegamento in bassa tensione o in media e alta tensione. Per il caso di bassa tensione la normativa di riferimento è la CEI 0 – 21 "Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti BT delle imprese distributrici di energia elettrica" mentre per il caso di media ed alta tensione è la CEI 0 – 16 "Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT e MT delle imprese distributrici di energia elettrica".

8.1 Dispositivi di protezione ed interfaccia per la connessione in BT

La connessione di un generico impianto fotovoltaico in parallelo alla rete elettrica in bassa tensione prevede, in accordo alla norma CEI 0 – 21, la presenza di tre distinti dispositivi: il dispositivo generale, il dispositivo di interfaccia e il dispositivo del generatore. [16] [17]

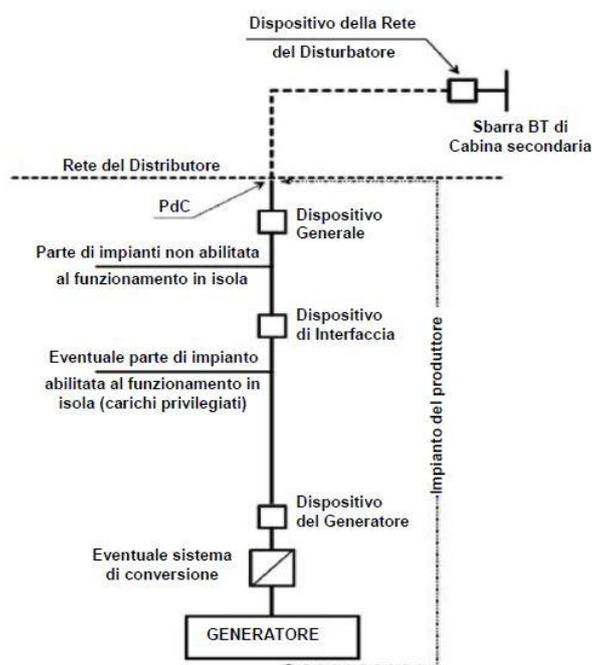


Figura 8.1.1 Schema generale di un impianto di produzione funzionante in parallelo alla rete

Il *dispositivo generale* (DG) è costituito da un interruttore automatico, eventualmente differenziale, idoneo al sezionamento. Tale dispositivo è chiamato ad intervenire solo in caso di guasto a monte dell'impianto mentre non deve effettuare alcun intervento nel caso di guasti a valle.

Il *dispositivo del generatore* (DGG) è costituito generalmente da un interruttore automatico, eventualmente differenziale, in grado di interrompere le correnti di guasto del generatore. Tale dispositivo permette la separazione tra il generatore e la porzione restante dell'impianto.

Il *dispositivo di interfaccia* (DDI) può essere costituito da un interruttore automatico, un interruttore di manovra sezionatore o un contattore onnipolare di categoria AC3. Tale dispositivo è un dispositivo passivo comandato dalla *protezione di interfaccia* (SPI) che permette di evitare condizioni di funzionamento non idonee per normativa. Tale dispositivo, tuttavia, può permettere anche di alimentare carichi idonei al funzionamento in "isola" garantendo la separazione dal resto dell'impianto. La normativa prevede che il comando di tale dispositivo di interfaccia avvenga tramite una bobina a mancanza di tensione in modo che in caso di assenza di alimentazione della protezione di interfaccia venga garantita l'apertura del dispositivo. Nel caso di impianti con potenza superiore a 20 kW si rende necessario un dispositivo di rincalzo, che intervenga con un ritardo massimo di 0,5 s, che può eventualmente essere fatto coincidere con il dispositivo generale. [16]

Il sistema di protezione di interfaccia prevede la presenza di tre protezioni:

- Massima tensione (59)
- Minima tensione (27)
- Massima e minima frequenza (81)

Per ognuna delle grandezze in questione la normativa prevede due soglie limite e per ogni soglia indica il massimo tempo di intervento consentito. Tale scelta è dettata dalla volontà di garantire una maggiore continuità di servizio. Se, infatti, si avesse in rete un calo di potenza temporaneo tale da far variare la frequenza oltre la soglia inizialmente imposta il sistema di protezione di interfaccia interverrebbe e il problema si aggraverebbe a causa della disconnessione di altra fonte di generazione. Prima del 2012, infatti, per gli impianti fotovoltaici si prevedeva un distacco istantaneo per variazioni di frequenza oltre i 0,2 0,3 Hz. Con il diffondersi della generazione fotovoltaica, tuttavia, si evidenziò come un distacco imposto con tali soglie potesse essere pericoloso in termini di sicurezza del sistema elettrico, in quanto molti impianti sarebbero stati scollegati nello stesso momento creando una discontinuità significativa. Le soglie permissive, per questo, permettono di superare l'eventuale calo temporaneo di potenza senza rischi sulla continuità di servizio. Si riporta nel seguito la tabella relativa alle tarature del sistema di protezione di interfaccia come previsto da normativa [19].

Protezione	Soglia di intervento	Tempo di intervento
Massima tensione (59.S1)	1.1 U_n	≤ 3 s
Massima tensione (59.S2)	1.15 U_n	0.2 s
Minima tensione (27.S1)	0.85 U_n	0.4 s
Minima tensione (27.S2)	0.4 U_n	0.2 s
Minima frequenza (81<S2)	47.5 Hz	0.1 + 4 s
Massima frequenza (81>S2)	51.5 Hz	0.1 + 1 s
Minima frequenza (81<S1)	49.5 Hz	0.1 s
Massima frequenza (81>S1)	50.5 Hz	0.1 s

Figura 8.1.2 Soglie di intervento del sistema di protezione

La normativa, inoltre, prevede uno schema logico per l'applicazione delle differenti soglie.

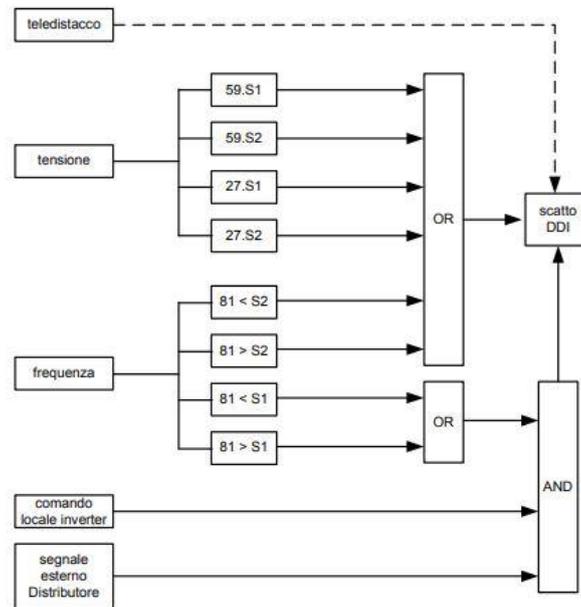


Figura 8.1.3 Logica di controllo del sistema di protezione

Come si evince, dunque, l'impianto deve essere in grado di rimanere permanentemente connesso alla rete per valori di tensione e frequenza compresi nei seguenti intervalli:

$$\begin{cases} 85\% V_n \leq V \leq 110\% V_n \\ 47,5 \text{ Hz} \leq f \leq 51,5 \text{ Hz} \end{cases}$$

In condizioni normali, dalla logica di controllo, si comprende come siano attive tutte le soglie relative alla tensione e le soglie permissive relative alla frequenza. Tuttavia, nel caso di comando esterno, le sole soglie restrittive sulla frequenza sono sufficienti a far intervenire il dispositivo.

La normativa prevede, inoltre, dei requisiti specifici in merito all'eventuale disconnessione per disturbi sulla tensione di rete. All'impianto di produzione viene richiesto di restare connesso secondo una curva "tensione – durata" predefinita detta "Fault Ride Through Capability" (FRT). Di seguito se ne riporta un esempio per applicazioni a bassa tensione. [16] [19]

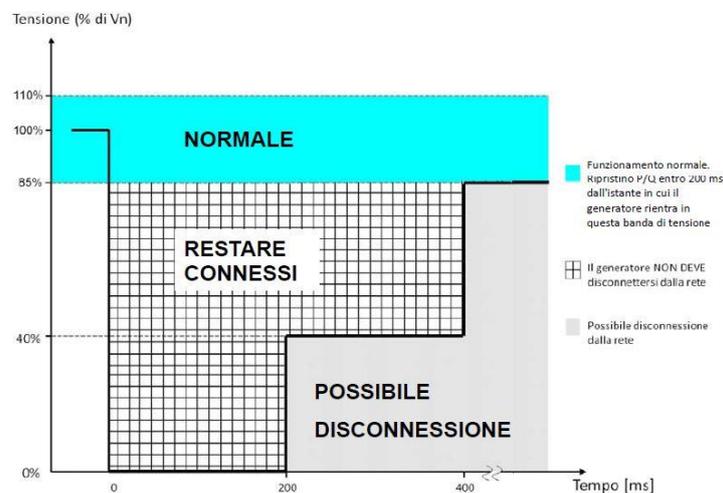


Figura 8.1.4 Caratteristica "Fault Ride Through Capability" in BT

Nell'esempio riportato si evidenzia una zona di possibile disconnessione che è fondamentale per non avere distacchi improvvisi di grosse quantità di potenza. Permettendo, infatti, differenti dispositivi di intervento con soglie regolabili si avranno delle disconnessioni meno concentrate avendo, in tal modo, un ulteriore margine in termini di sicurezza del sistema.

La regolamentazione imposta dalla normativa prevede, infine, la partecipazione attiva da parte degli inverter alla regolazione della tensione di rete tramite assorbimento o immissione di potenza reattiva. In questo modo nel caso di eccesso di potenza attiva immessa in rete con conseguente aumento della tensione l'immissione di potenza reattiva permette una rimodulazione della tensione stessa. Gli inverter da 3 kW a 6 kW devono poter lavorare con fattore di potenza fino a 0,95 mentre gli inverter di potenza superiore a 6 kW fino a 0,9 [17].

Si riporta di seguito un esempio di configurazione di un impianto connesso in parallelo alla rete BT.

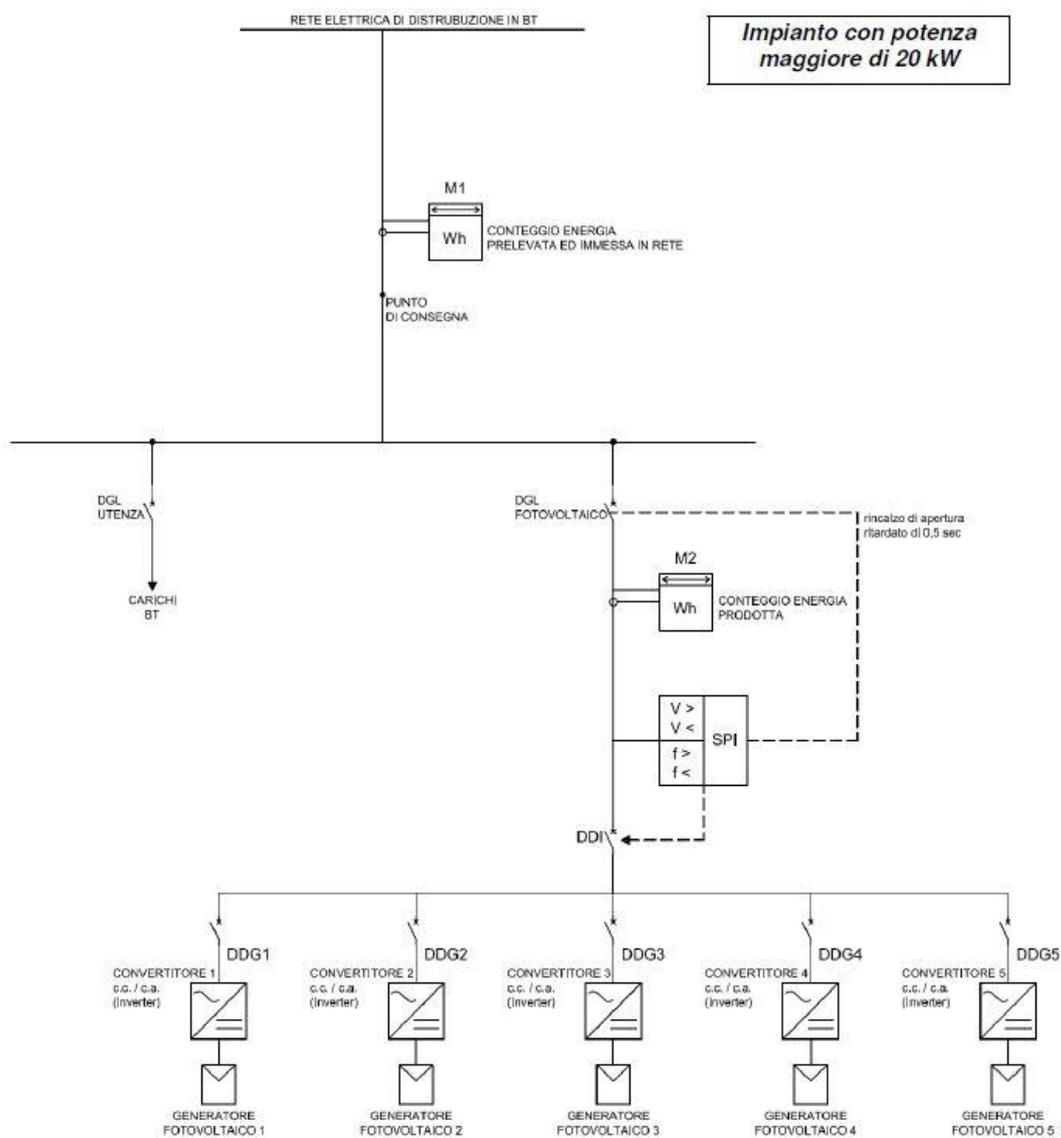


Figura 8.1.5 Schema generale di un impianto in parallelo alla rete BT con potenza superiore a 20 kW

Una corretta connessione dell'impianto fotovoltaico alla rete elettrica prevede, inoltre, la presenza di due misuratori di energia in grado di valutare sia l'energia prodotta che quella scambiata con la rete. Il misuratore di energia fotovoltaica prelevata o immessa da rete (M1) è indispensabile per la definizione dei corrispettivi relativi alla vendita dell'energia come avviene nei casi di servizio di "scambio sul posto". Il misuratore di energia M1 è unico, di tipo bidirezionale ed installato nella proprietà dell'utente. L'installazione e la manutenzione di tale misuratore è a carico dell'utente che può, tuttavia delegare al distributore [16].

Il misuratore di energia fotovoltaica prodotta (M2) può essere unico o molteplice a seconda della struttura dell'impianto, è di tipo unidirezionale ed è installato il più vicino possibile all'inverter. Nel caso di presenza di trasformatore di isolamento il misuratore di energia è posto a valle dello stesso con conseguente perdita di energia. Tale misuratore veniva utilizzato per poter contabilizzare l'energia prodotta nel periodo di validità dei conti energia. L'installazione e la manutenzione di tale misuratore è a carico del distributore per impianti di potenza inferiore a 20 kW e a carico dell'utente per potenze di impianto superiori [16] [17].

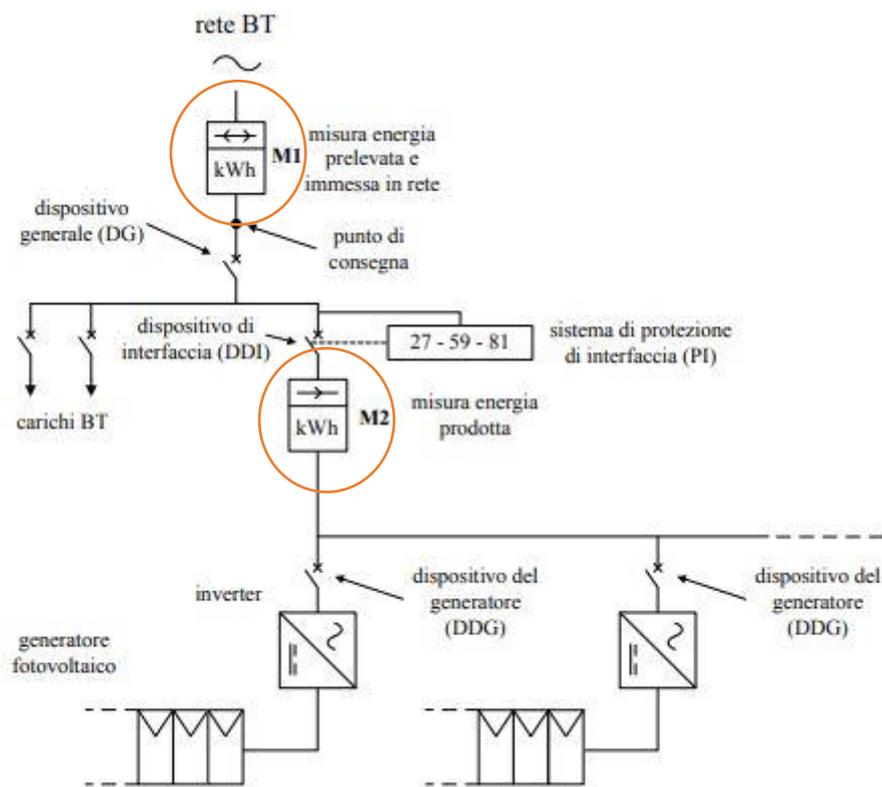


Figura 8.1.6 Posizionamento dei misuratori di energia nello schema di collegamento

8.2 Cenni per l'interfacciamento con la rete MT

Nel caso in cui l'impianto fotovoltaico fosse connesso alla rete di media tensione è necessario seguire le disposizioni previste dalla norma CEI 0 – 16 “Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT e MT delle imprese distributrici di energia elettrica”. Analogamente a quanto visto per il caso in bassa tensione viene prevista una protezione a tre livelli con dispositivo del generatore, dispositivo di interfaccia e dispositivo generale.

Nonostante ci si riferisca ad un caso di connessione in MT gli inverter hanno solitamente un'uscita in bassa tensione non essendo così comune avere tensioni d'uscita lato DC tali da poter alimentare un bus in continua per un inverter di media tensione. Per tali ragioni si rende necessario un trasformatore BT/MT utile ad adeguare la tensione al punto di connessione. Sono, dunque, possibili due soluzioni la prima prevede la presenza di un unico trasformatore e di un parallelo inverter in BT mentre la seconda l'utilizzo di inverter dotati di singoli trasformatori BT/MT [16] [20].

Nel caso di connessione alla rete di media tensione il dispositivo generale è un interruttore di media tensione asservito al comando di una protezione generale che, valutando alcune misure di riferimento, ne può comandare l'apertura. Tale comando deve essere implementato con una logica di “mancanza di tensione” in modo che l'assenza di alimentazione causi indipendentemente l'apertura del dispositivo. Il dispositivo di interfaccia DDI può essere, in modo indifferente, posto sia sul lato di media tensione che sul lato di bassa tensione ma il sistema di protezione di interfaccia che lo comanda presenta rispetto al caso in bassa tensione alcune differenze. Le soglie restrittive sulla frequenza intervengono, come nel caso in BT, direttamente in accordo alle loro tempistiche mentre le soglie permissive sulla frequenza intervengono, in questo caso, se accompagnate da variazioni sulla tensione associabili a situazioni di guasto e non tramite comando esterno del distributore. Le misure che si rendono necessarie per il funzionamento del sistema di protezione di interfaccia e del dispositivo di protezione generale sono ottenute con trasformatori voltmetrici e amperometrici sul lato in media tensione.

Si riporta di seguito un esempio di schema di interfacciamento per il caso di connessione in MT.

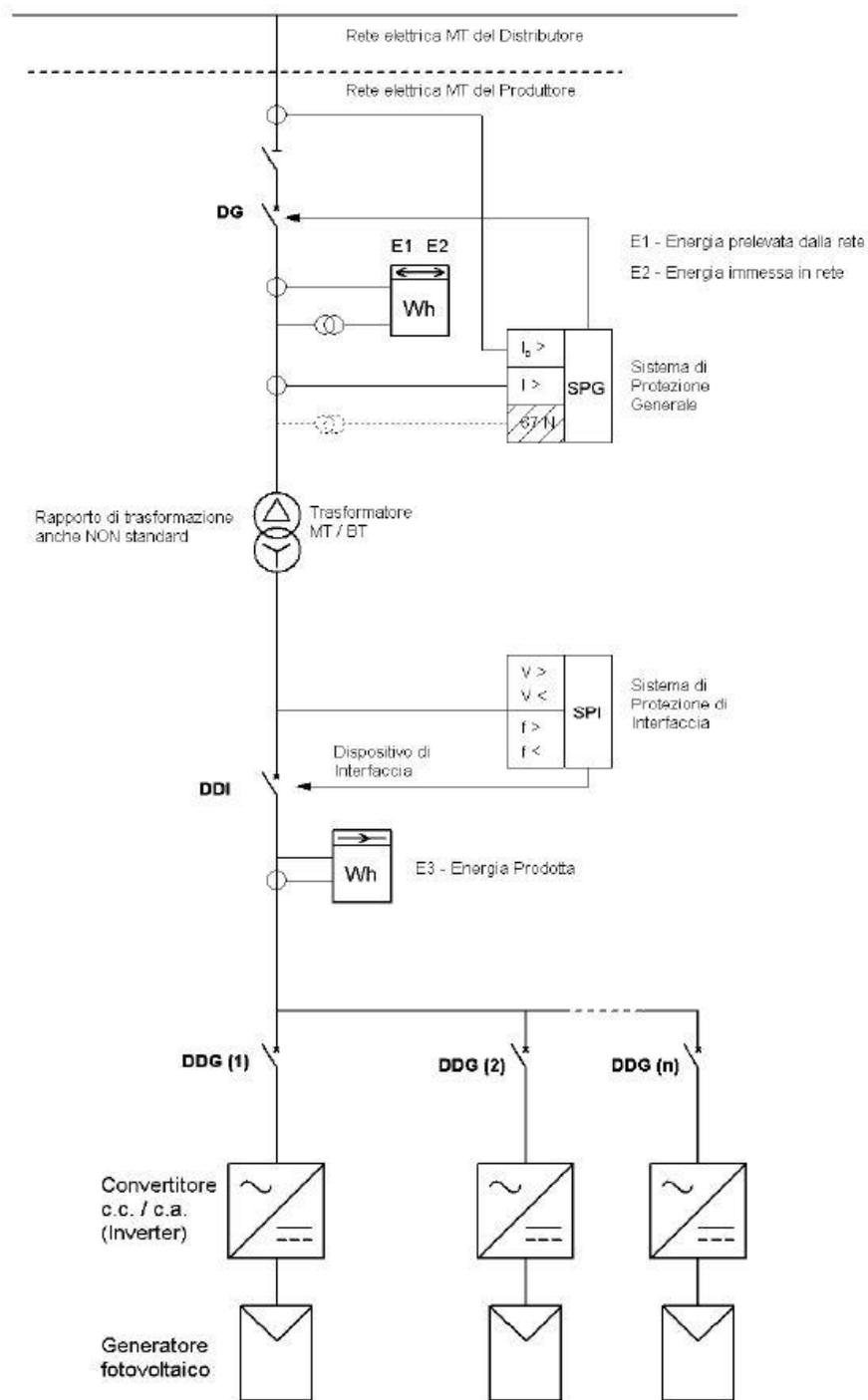


Figura 8.2.7 Schema generale di un impianto in parallelo alla rete MT

9. LA STIMA DELLA PRODUCIBILITA' DI UN IMPIANTO

Nella progettazione di un impianto fotovoltaico assume un'importanza rilevante la stima della producibilità al fine di valutarne la convenienza. Supponendo di voler valutare la producibilità di 1 kW di campo fotovoltaico installato, nota l'irradianza e l'estensione del campo si ottiene:

$$E_{PV} = H \cdot A_{PV} \cdot \eta \cdot PR$$

Equazione 9.1

Dove :

- E_{PV} è la producibilità elettrica annuale del sistema fotovoltaico [kWh/anno];
- H è l'irraggiamento annuale [kWh/m²/anno];
- A_{PV} è la superficie totale occupata dall'impianto [m²]
- η è il rendimento della tecnologia
- PR è il "performance ratio", tiene conto di vari fattori come la sporcizia e la riflessione del vetro frontale, le tolleranze rispetto ai dati STC, le sovra – temperature rispetto ai 25 °C, l'illuminazione non uniforme e le altre perdite di sistema (solitamente tale valore è assunto pari a 0,75).

Il rendimento η può essere scritto come visto nel seguente modo:

$$\eta = \frac{Pn}{G \cdot A}$$

Equazione 9.2

Per cui sostituendo:

$$E_{PV} = H \cdot \frac{Pn}{G} \cdot PR$$

Equazione 9.3

Per valutare la produzione di energia elettrica viene utilizzata la radiazione relativa ad un anno solare, valutata come media su più anni. I valori statistici di radiazione, contenuti in apposite banche dati, fanno, tuttavia, riferimento ad una superficie orizzontale di un metro quadrato, si rende per questo necessaria una modifica di tali valori che tenga conto dell'angolo di inclinazione e orientamento dei vari moduli [11]. A tal fine sono predisposte delle specifiche tabelle di cui di seguito ne viene riportato un esempio:

Tabelle di radiazione solare

Media irraggiamento giornaliero al metro quadro sul piano orizzontale (kWh/m²)

Località	Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic	Media Annuale
Agrigento	2,44	3,47	4,69	6,17	7,47	8,19	8,22	7,50	5,81	4,06	2,81	2,28	1808
Alessandria	1,31	2,08	3,22	4,39	5,14	5,69	6,28	5,00	3,72	2,36	1,50	1,17	1342
Ancona	1,19	2,11	3,36	5,08	6,42	6,69	7,22	6,11	4,44	2,92	1,53	1,14	1458
Aosta	1,47	2,22	3,36	4,36	5,06	5,53	5,83	4,86	3,57	2,42	1,69	1,33	1274
Torino	1,39	2,17	3,39	4,72	5,44	5,97	6,53	5,14	3,75	2,58	1,53	1,31	1353
Trapani	2,36	3,17	4,56	5,97	7,36	7,97	8,03	7,31	5,69	4,03	2,75	2,06	1755
Trento	1,36	2,33	3,81	4,92	5,81	6,44	6,83	5,61	4,31	2,61	1,53	1,14	1371
Treviso	1,25	2,19	3,36	4,42	5,64	6,58	6,81	5,86	4,22	2,67	1,33	1,08	1375
Trieste	1,19	2,00	3,08	4,33	5,56	5,97	6,47	5,56	4,11	2,67	1,42	1,08	1334
Udine	1,22	1,94	3,03	4,25	5,28	5,61	6,11	5,25	3,92	2,61	1,39	1,11	1292
Varese	1,39	2,03	3,17	4,28	5,31	5,69	6,11	5,06	3,81	2,50	1,56	1,31	1315
Venezia	1,25	2,25	3,47	4,69	6,08	7,17	7,53	6,14	4,39	2,72	1,47	1,14	1356
Verbania	1,44	2,06	3,17	4,69	5,06	6,11	6,44	5,08	3,97	2,53	1,64	1,31	1390

Nord Italia

orientamento	tilt 0°	tilt 10°	tilt 15°	tilt 20°	tilt 30°	tilt 40°	tilt 60°	tilt 90°
0° SUD	1,00	1,07	1,09	1,11	1,13	1,12	1,03	0,74
± 15°	1,00	1,06	1,09	1,10	1,12	1,11	0,99	0,74
± 30°	1,00	1,06	1,07	1,09	1,10	1,09	0,96	0,73
± 45°	1,00	1,04	1,06	1,07	1,07	1,05	0,93	0,72
± 90°EST-OVEST	1,00	0,99	0,98	0,96	0,93	0,89	0,77	0,57

Sud Italia

orientamento	tilt 0°	tilt 10°	tilt 15°	tilt 20°	tilt 30°	tilt 40°	tilt 60°	tilt 90°
0° SUD	1,00	1,06	1,08	1,10	1,11	1,10	0,99	0,68
± 15°	1,00	1,06	1,08	1,09	1,10	1,09	0,99	0,68
± 30°	1,00	1,05	1,07	1,08	1,08	1,07	0,96	0,68
± 45°	1,00	1,04	1,05	1,06	1,06	1,03	0,93	0,67
± 90°EST-OVEST	1,00	0,99	0,97	0,96	0,92	0,87	0,75	0,55

Figura 9.1 Tabelle di radiazione solare e fattori di correzione per tilt ed azimut

Al fine di valutare la stima di producibilità di un impianto possono essere usati software dedicati come PVGIS un software fornito dall'Unione Europea che permette di ottenere valori di temperatura e irraggiamento orari per ogni mese dell'anno in funzione delle coordinate geografiche fornite in ingresso. Il software è accessibile gratuitamente all'indirizzo web <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/> viene riportato di seguito un esempio di schermata relativa al calcolo di un impianto da 1 kWp in località Torino con tilt pari a 30° e azimut 0° [14].

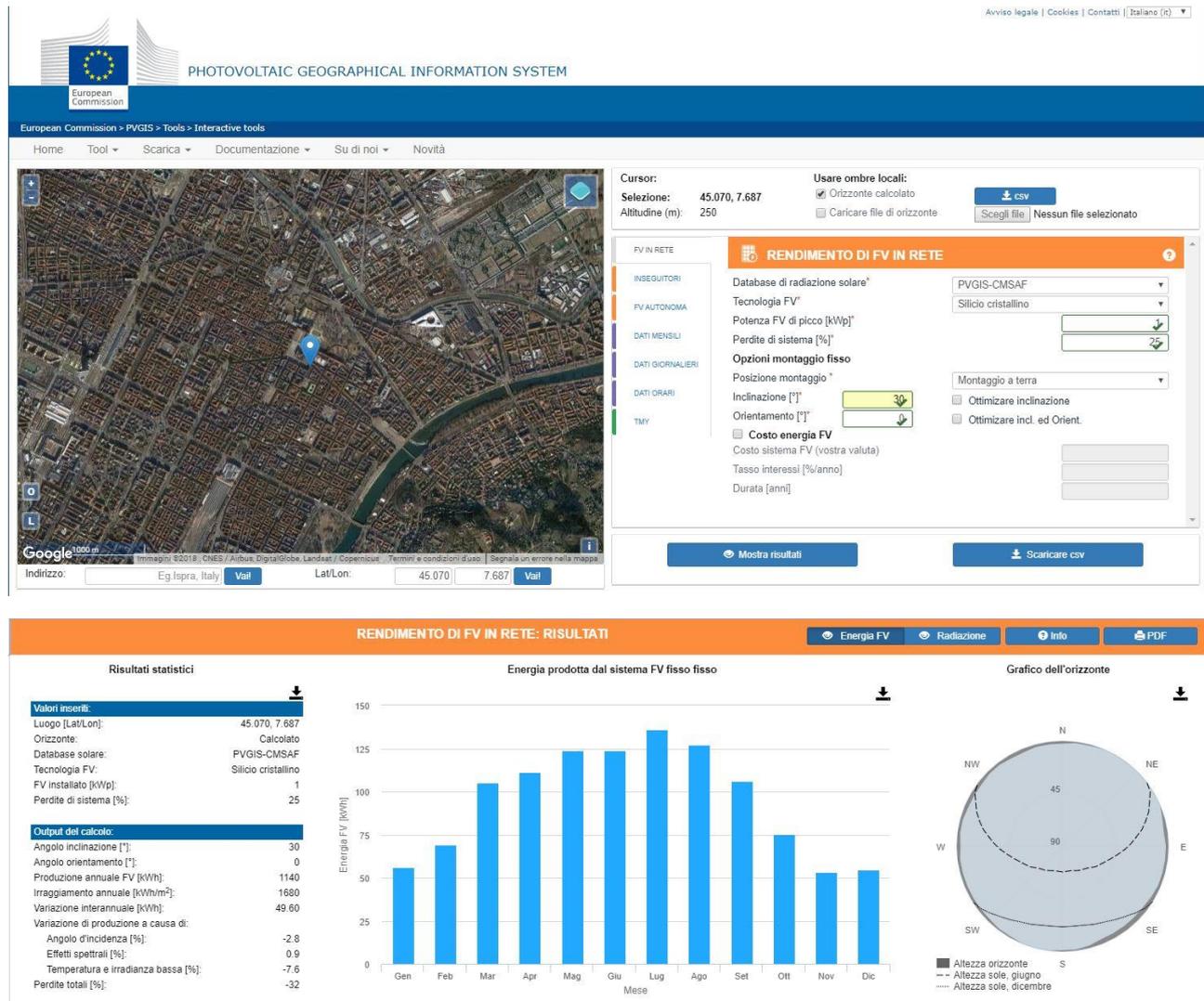


Figura 9.2 Schermata di calcolo del software online PVGIS

Si riporta nell'appendice C la descrizione del software PVsyst utilizzato per la stima della producibilità, con riferimenti precisi alla metodologia di definizione di un progetto.

10. CONDUTTURE PROTEZIONI E QUADRI ELETTRICI

Per poter dimensionare correttamente un impianto elettrico è necessario scegliere i componenti in funzione della loro corrente di impiego I_b definita come quella corrente che, in regime permanente, scorre in un circuito quando esso impegna la sua potenza convenzionale. Il dimensionamento, tuttavia, deve tenere in conto anche delle condizioni anomale di servizio come il sovraccarico ed il corto circuito prevedendo opportuni accorgimenti sia in fase di dimensionamento delle condutture che a riguardo delle protezioni dedicate.

10.1 Cavi elettrici

Nel caso specifico dei cavi elettrici il dimensionamento è vincolato al degrado dell'isolante dovuto alla temperatura assunta. Un cavo, infatti, è caratterizzato da una sua temperatura massima di funzionamento che non deve essere superata nel servizio ordinario al fine di assicurare al cavo una conveniente vita utile (20 – 30 anni). Nota tale temperatura è possibile definire la portata di un cavo come la massima corrente conducibile in condizioni di installazione ed esercizio determinate senza che venga superato tale limite termico [11].

Esiste, infatti, una relazione logaritmica tra la vita utile di un cavo e la sua temperatura di cui nel seguito ne è riportato un esempio:

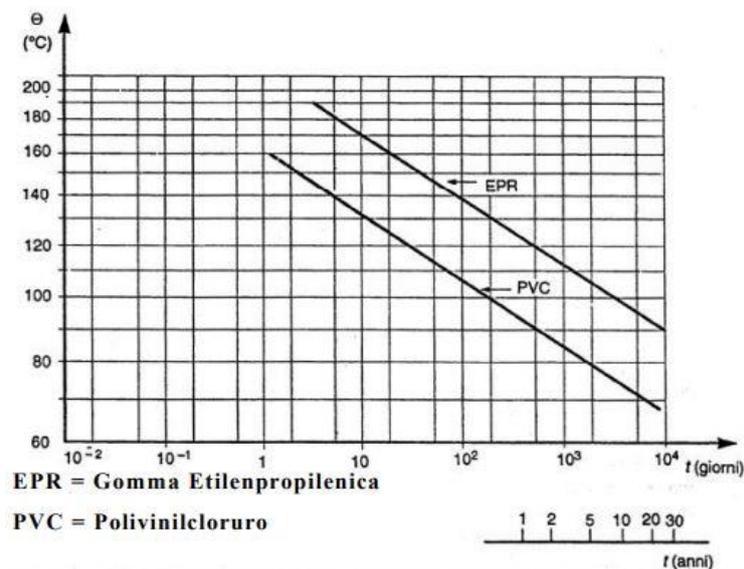


Figura 10.1.1 Curva di durata per un cavo con isolante in PVC e in EPR

I cavi in PVC sono caratterizzati da una perdita di vita utile maggiore all'aumentare della temperatura rispetto ai cavi in EPR, per questo motivo la temperatura massima di funzionamento nei due casi è rispettivamente 70° C e 90° C.

La vita utile di un cavo è definita, dunque, come il tempo per cui l'isolante del cavo può sopportare in modo continuativo una certa temperatura prima che le sue caratteristiche elettriche e meccaniche decadano in modo inaccettabile.

Il legame tra temperatura (o sovratemperatura svincolandosi in tal modo dalla temperatura ambiente) e la portata di un conduttore può essere dedotto tramite un bilancio termico considerando il calore prodotto e quello ceduto. Ad equilibrio termico raggiunto, infatti, il calore prodotto per effetto Joule a seguito del passaggio di corrente viene ceduto all'ambiente esterno.

In una prima analisi semplificata in cui non si tiene conto di vari fattori come l'effetto pelle, la vicinanza di altri conduttori, le perdite dielettriche si può considerare che il calore prodotto (Q_p) dalla corrente I in un certo intervallo di tempo t vale:

$$Q_p = R \cdot I^2 \cdot t = \rho \cdot \frac{l}{S} \cdot I^2 \cdot t$$

Equazione 10.1.1

Dove ρ indica la resistività del conduttore, l la sua lunghezza ed S la sua sezione.

Il calore ceduto (Q_c) all'ambiente nello stesso intervallo di tempo t vale:

$$Q_c = K \cdot A \cdot \Delta\theta \cdot t = K \cdot 2\pi \cdot r \cdot l \cdot \Delta\theta$$

Equazione 10.1.2

Dove K è il coefficiente di trasmissione del calore, A l'area di scambio del conduttore (superficie laterale) e $\Delta\theta$ la sovratemperatura del conduttore rispetto all'ambiente.

Imponendo l'uguaglianza delle due equazioni e con opportune manipolazioni si ottiene:

$$I = \sqrt{\frac{2 \cdot K \cdot r^3 \cdot (\theta_c - \theta_a)}{\rho}}$$

Equazione 10.1.3

Il legame tra corrente e temperatura dipende, quindi, dalla temperatura ambiente, dalle condizioni di posa e dal tipo di conduttore utilizzato. Nota, infine, la temperatura massima di funzionamento imposta è possibile tramite la relazione vista ricavare il valore di portata del cavo e, a condizioni fissate, si ottiene un legame di proporzionalità tra portata e sezione del conduttore così espresso:

$$I_z \propto S^{\frac{3}{4}}$$

Equazione 10.1.4

Se si volesse, dunque, raddoppiare la portata di un cavo si rende necessario più che raddoppiare la sua sezione. La norma CEI 64 – 8 prevede che la portata di un cavo I_z debba essere uguale o superiore alla corrente di impiego dello stesso [18]:

$$I_z \geq I_b$$

Equazione 10.1.5

Tale relazione permette di ottenere una prima verifica di corretto dimensionamento del cavo sotto l'aspetto termico. La stessa norma suggerisce un metodo univoco di calcolo per il valore della portata I_z di un cavo:

$$I_z = I_0 \cdot k_1 \cdot k_2$$

Equazione 10.1.6

Dove:

- I_z è la portata effettiva utilizzata nel dimensionamento;
- I_0 è la portata massima ammissibile per un conduttore alla temperatura ambiente di 30° C ricavabile da specifiche tabelle in funzione della sezione e della posa del conduttore;
- K_1 è il coefficiente di correzione per temperature diverse da 30° C;
- K_2 è il coefficiente di correzione della portata utilizzato per tenere in conto di circuiti vicini;

Tramite la conoscenza della corrente di impiego si stima, dunque, una portata a cui si associa (tramite valori predefiniti) una sezione. Il valore di portata stimato verrà poi corretto con i coefficienti visti e confrontato nuovamente con la corrente di impiego. Nel caso in cui la relazione di disuguaglianza non fosse più verificata si renderà necessaria la scelta di una portata (e dunque sezione) superiore.

I cavi possono essere, inoltre, distinti per il numero di poli presenti nella stessa guaina, in cavi unipolari o multipolari. Le condizioni di posa dei due cavi sono differenti in quanto è diverso lo scambio termico che li caratterizza e sono, per questo, previste tabelle di portata differenti per i due casi. (Con l'aumentare della sezione si tende a privilegiare la scelta di cavi unipolari al fine di rendere più agevole la movimentazione e la posa) [11].



Figura 10.1.2 Esempio di struttura di un cavo unipolare e multipolare

Sia i coefficienti K_1 e K_2 che la portata I_0 sono ricavati da opportune tabelle come quelle riportate nel seguito:

Tab. 1 Cavi unipolari senza guaina (1)

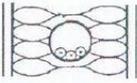
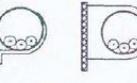
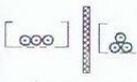
Metodologia tipica di installazione	Altri tipi di posa Rif. Appendice A (4)	Tipo di isolamento	Numero cond. caricati	Portata (A)																			
				Sezione (mm ²)																			
				(5) 1	1,5	2,5	4	6	10	16	25	35	50	70	95	120	150	185	240	300	400	500	630
 Cavi in tubo incassato in parete isolante	1-51-71 73-74	PVC (2)	2 3	- -	14,5 13,5	19,5 18	26 24	34 31	46 42	61 56	80 73	99 89	119 108	151 138	182 164	210 216	240 245	273 245	320 286	-	-	-	-
		EPR (3)	2 3	- -	19 17	26 23	36 31	45 40	61 54	81 73	106 95	131 117	158 141	200 179	241 216	278 249	318 285	362 324	424 380	-	-	-	-
 Cavi in tubo in aria	3-4-5-22 23-24-31-32- 33-34-41-42- 72	PVC (2)	2 3	13,5 12	17,5 15,5	24 21	32 28	41 36	57 50	76 68	101 89	125 110	151 134	192 171	232 207	269 239	309 275	353 314	415 369	-	-	-	-
		EPR (3)	2 3	17 15	23 20	31 28	42 37	54 48	75 66	100 88	133 117	164 144	198 175	253 222	306 269	354 312	402 355	472 417	555 490	-	-	-	-
 Cavi in aria libera in posizione non accessibile	18	PVC (2)	2 3	- -	19,5 15,5	26 21	35 28	46 36	63 57	85 76	112 101	138 125	168 151	213 192	258 232	299 269	344 309	392 353	461 415	-	-	-	-
		EPR (3)	2 3	- -	24 20	33 28	45 37	58 48	80 71	107 96	142 127	175 157	212 190	270 242	327 293	-	-	-	-	-	-	-	-

Figura 10.1.3 Portata di cavi unipolari senza guaina

Temp. ambiente	Tipo di isolamento	
	PVC	EPR
10	1,22	1,15
15	1,17	1,12
20	1,12	1,08
25	1,06	1,04
35	0,94	0,96
40	0,87	0,91
45	0,79	0,87
50	0,71	0,82
55	0,61	0,76
60	0,50	0,71
65	-	0,65
70	-	0,58
75	-	0,50
80	-	0,41

Figura 10.1.4 Valore del fattore k_1 per temperature ambiente diverse da 30° C

Tab. IV Fattori di correzione k_2 per circuiti realizzati con cavi installati in fascio o strato

Appendice A			Numero di circuiti o di cavi multipolari												
	Articolo	Disposizione (cavi a contatto)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	12	16	20	
Condizioni di posa non previste negli articoli 2-3-4-5-seguenti e nelle tabelle V e VI	1	Raggruppati a fascio, annegati	1,00	0,80	0,70	0,65	0,60	0,57	0,54	0,52	0,50	0,45	0,41	0,38	
	11-12-25	2	Singolo strato su muro, pavimento o passerelle non perforate	1,00	0,85	0,79	0,75	0,73	0,72	0,72	0,71	0,70	Nessuna ulteriore riduzione per più di 9 circuiti o cavi multipolari		
	11A	3	Strato a soffitto	0,95	0,81	0,72	0,68	0,66	0,64	0,63	0,62	0,61			
	13	4	Strato su passerelle perforate orizzontali o verticali (perforate o non perforate)	1,00	0,88	0,82	0,77	0,75	0,73	0,73	0,72	0,72			
	14-15 16-17	5	Strato su scala posa cavi o graffiato ad	1,00	0,87	0,82	0,80	0,80	0,79	0,79	0,78	0,78			

Figura 10.1.5 Valore del fattore k_2 per circuiti realizzati in fascio o strato

Anche il conduttore di neutro necessita di un dimensionamento, esso è da considerarsi, infatti, alla stregua di un conduttore di fase. La normativa CEI 64 – 8 in particolare prevede che la sezione venga scelta seguendo il seguente criterio [18]:

- Con sezione del conduttore di fase $S \leq 16 \text{ mm}^2$ si avrà $S_p = S$;
- Con sezione del conduttore di fase $16 \leq S \leq 35 \text{ mm}^2$ si avrà $S_p = 16 \text{ mm}^2$;
- Con sezione del conduttore di fase $S > 35 \text{ mm}^2$ si avrà $S_p = S/2$;

Per il dimensionamento relativo, invece, al conduttore di protezione PE si considera, generalmente, la stesso valore di sezione scelto per il conduttore di neutro.

Quanto visto finora circa il dimensionamento dei cavi elettrici rappresenta solo l'aspetto termico di scelta di un cavo. Si nota, infatti, come non sia stata evidenziata alcuna dipendenza dalla lunghezza la quale, però, assume un valore cruciale per le perdite del sistema. Per tali ragioni nella scelta di un cavo si deve tenere in conto anche di un "criterio funzionale" che permetta di valutare la caduta di tensione del cavo.

La formulazione utile al calcolo della caduta di tensione in alternata è la seguente:

$$\Delta V_{ac} \% = K \cdot \frac{r \cdot l \cdot I_b \cdot \cos \varphi + x \cdot l \cdot I_b \cdot \sin \varphi}{V_n} \cdot 100$$

Equazione 10.1.7

(Con K che per sistemi monofase o trifase assume rispettivamente i valori 2 e $\sqrt{3}$).

I valori di resistenza e reattanza per unità di lunghezza sono forniti dal costruttore e sono ovviamente legati alla sezione del cavo mentre V_n rappresenta la tensione nominale del sistema. La normativa prevede una caduta di tensione totale massima ammissibile pari al 4%.

I cavi possiedono una designazione specifica in modo da sintetizzare in un'unica sigla le loro caratteristiche principali. La norma CEI UNEL 35011 prevede la seguente designazione:

DESIGNAZIONE SECONDO TABELLA CEI UNEL 35011				
NATURA E FORMA DEL CONDUTTORE	A			ALLUMINIO (per il rame = nessuna sigla)
	U			FILO UNICO
	R			CORDA RIGIDA
	F			CORDA FLESSIBILE
	FF			FLESSIBILISSIMO A CORDA ROTONDA
	EF			EXTRAFLESSIBILE A CORDA ROTONDA O DI COSTRUZIONE SPECIALE
MATERIALE ISOLANTE		G		GOMMA SINTETICA PER TEMPERATURA DI 80 °C
		G7		GOMMA EPR AD ALTO MODULO
		G9		ELASTOMERO RETICOLATO SPECIALE
		G10		ELASTOMERO RETICOLATO SPECIALE
		G21		MESCOLA RETICOLATA A BASSO SVILUPPO DI FUMI, GAS TOSSICI E CORROSIVI
		M		MATERIALE PLASTICO A BASSO SVILUPPO DI GAS TOSSICI E CORROSIVI
		M9		MESCOLA TERMOPLASTICA A BASSO SVILUPPO DI FUMI, GAS TOSSICI E CORROSIVI
		R		POLIVINILCLORURO - PVC
		R2		PVC DI QUALITA' SUPERIORE (ANTIINVECCHIANTE)
		R7		PVC PER TEMPERATURA DI ESERCIZIO DI 90°C
		E		POLIETILENE TERMOPLASTICO
	E4		POLIETILENE RETICOLATO	
	T		UNO O PIU' NASTRI DI VETRO MICATO O TRECCIA DI VETRO CHIUSA	
FORMA DEI CAVI			O	ANIME RIUNITE PER CAVO ROTONDO
			X	ANIME RIUNITE AD ELICA VISIBILE
			D	ANIME PARALLELE PER CAVO PIATTO
RIVESTIMENTI METALLICI (SCHERMATURA E ARMATURA)			C	CONDUTTORE CONCENTRICO DI RAME
			AC	CONDUTTORE CONCENTRICO DI ALLUMINIO
			H	SCHERMO ELETTROSTATICO DI ALLUMINIO
			H1	SCHERMATURA A FILI O NASTRI DI RAME
			H2	SCHERMATURA A TRECCIA DI FILI DI RAME
			H3	SCHERMO A DOPPIA TRECCIA O DOPPIA CALZA DI RAME
			F	ARMATURA A FILI
			Z	ARMATURA A PIATTINE
		N	ARMATURA A NASTRI	
		A	ARMATURA A FILI DI ACCIAIO	
GUAINA			R	POLIVINILCLORURO - PVC
			E	POLIETILENE
			E4	POLIETILENE RETICOLATO
			G	GOMMA SINTETICA
			K	POLICLOROPRENE
			M	MATERIALE PLASTICO A BASSO SVILUPPO DI GAS TOSSICI E CORROSIVI
			M1	TERMOPLASTICA SPECIALE
		M2	MESCOLA ELASTOMERICA A BASSO SVILUPPO DI FUMI, GAS TOSSICI E CORROSIVI	
		M3	MESCOLA ELASTOMERICA A BASSO SVILUPPO DI FUMI, GAS TOSSICI E CORROSIVI	
		M21	MESCOLA RETICOLATA A BASSO SVILUPPO DI FUMI, GAS TOSSICI E CORROSIVI	

Figura 10.1.6 Designazione cavi secondo la CEI UNEL 35011

A partire dal 1° luglio 2017 la Commissione Europea ha imposto, all'interno del "regolamento prodotti da costruzione" (CPR), la classificazione dei cavi in relazione alla reazione e alla resistenza al fuoco in caso di incendio. I cavi vengono, dunque, classificati in sette classi di reazione al fuoco in ordine decrescente di resistenza: "Aca, B1ca, B2ca, Cca, Dda, Eca, Fca". Oltre a questa prima classificazione generale gli organi europei preposti hanno previsto la presenza dei seguenti parametri aggiuntivi:

- a = acidità (definisce la pericolosità dei fumi per le persone e la corrosività per le cose, varia da a1 ad a3);
- s = opacità dei fumi (varia da s1 ad s3);
- d = gocciolamento di particelle incandescenti che possono propagare incendio (varia da d0 a d2); [21]

10.2 Canalizzazioni elettriche

Una condotta elettrica non è costituita esclusivamente dai cavi elettrici ma è bensì generalmente intesa come l'insieme costituito dai cavi e dal loro eventuale sostegno. Un ruolo molto importante in un impianto elettrico è, infatti, assunto dai sistemi di canalizzazione. Le canaline elettriche sono pensate per poter rivestire i cavi al fine di garantirne un passaggio ordinato e sicuro. A tal riguardo la norma CEI 64 – 8 richiede quanto segue [18]:

“...Si raccomanda di prevedere la sfilabilità dei cavi; a tal fine si consiglia che il diametro interno dei tubi protettivi di forma circolare sia pari almeno a 1,3 volte il diametro del cerchio circoscritto al fascio di cavi che essi sono destinati a contenere, con un minimo di 10 mm.

Per i canali e le passerelle a sezione diversa dalla circolare si consiglia che il rapporto tra la sezione stessa e l'area della sezione retta occupata dai cavi non sia inferiore a 2.



Figura 10.2.1 Esempio di una porzione di canalina metallica senza coperchio

Le canaline elettriche possono essere costituite da diversi materiali, dal PVC all'acciaio inox, a seconda dello scopo a cui sono destinate. Nel caso particolare di canaline utilizzate in ambienti esterni, come accade spesso negli impianti fotovoltaici, si predilige l'utilizzo di canaline metalliche al fine di garantire una maggiore affidabilità e resistenza negli anni.

Quanto espresso dalla normativa precedentemente citata è in realtà valido, come visto, anche per tubazioni a scopo di passaggio cavi. Anche in questo caso esiste la possibilità in commercio di trovare una gamma variegata di prodotti differenziati non solo da caratteristiche geometriche ma anche dal tipo di materiale a seconda degli scopi prefissati.

10.3 Protezioni elettriche

Un circuito elettrico è percorso nel suo funzionamento ordinario da correnti il cui valore massimo è definito in fase progettuale. In caso di anomalie transitorie o guasti possono, tuttavia, crearsi delle condizioni tali da generare delle sovracorrenti pericolose per il sistema e per la sicurezza. L'avvio di grossi motori asincroni, l'inserzione di circuiti induttivi o di banchi di condensatori sono condizioni che possono generare una sovracorrente transitoria detta di "sovraccarico". Generalmente in tali situazioni le correnti non hanno valori elevati ma saranno comunque superiori alle correnti di impiego dell'impianto. I transitori che si generano a seguito di un sovraccarico possono, però, portare ad un invecchiamento precoce dell'isolante, ogni evento di sovracorrente abbrevia, infatti, la vita utile del cavo. Convenzionalmente si ritiene tollerabile una perdita totale di vita del cavo del 10% per l'insieme di tutti gli eventi di sovracorrente. Si considera, inoltre, che il cavo possa subire non più di cento eventi di sovracorrente pertanto si tollererà una perdita di vita dello 0,1% per ogni singolo evento di sovracorrente. Al fine di individuare tale limite è sufficiente effettuare una traslazione della curva di durata di un fattore 1000 in modo da ottenere una curva che permetta di non eccedere la perdita di vita dello 0,1% per ogni evento. [11] [8]

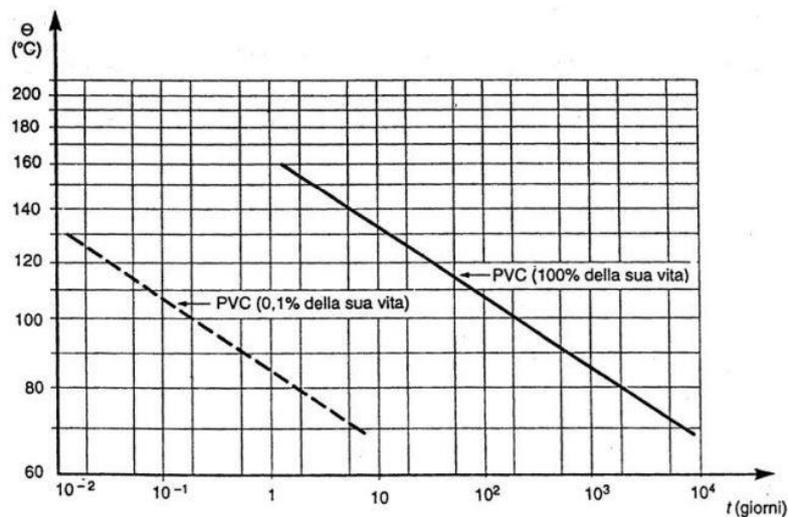


Figura 10.3.1 Esempio di traslazione della curva di durata di un cavo in PVC

In tal modo una sovracorrente I che perdura per il tempo t è tollerabile se genera una temperatura non superiore a quella corrispondente allo stesso tempo t sulla caratteristica traslata relativa allo 0,1 % della vita utile. Per ciascun punto della curva di durata è possibile ricavare la relazione tempo corrente ottenendo in tal modo la curva di sovraccaricabilità.

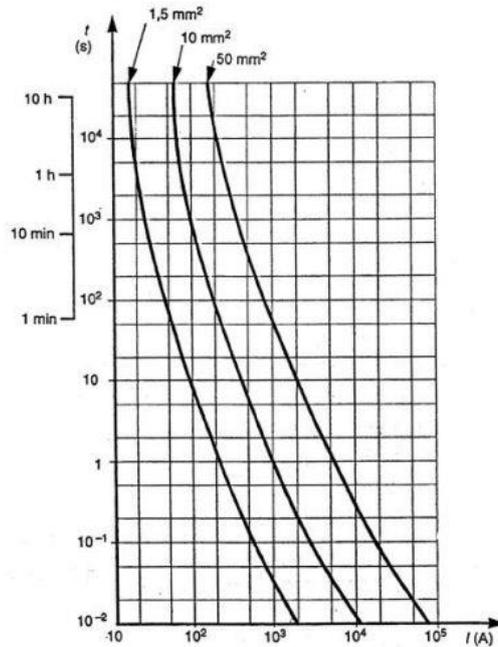


Figura 10.3.2 Esempio di curva di sovraccaricabilità di cavi tripolari in rame, isolati in PVC

L'asintoto è dato dalla portata del cavo che può essere sostenuta per un tempo idealmente infinito. Se la corrente, invece, supera la portata si rende necessaria una protezione che interrompa il circuito entro il tempo stabilito. Nel caso del sovraccarico non è necessaria un'interruzione istantanea sia per i valori non eccessivi di corrente sia per poter tollerare brevi sovraccarichi temporali caratteristici del normale funzionamento. La caratteristica di intervento del dispositivo dedicato alla protezione dal sovraccarico deve essere al di sotto della caratteristica di sovraccaricabilità vista in modo da rispettare il limite sul calo di vita utile. [11]

La norma CEI 64 – 8 richiede che la protezione scelta per il sovraccarico (nel caso più consueto viene scelto un interruttore automatico) rispetti le seguenti relazioni:

$$\begin{cases} I_b \leq I_n \leq I_z \\ I_f \leq 1,45 \cdot I_z \end{cases}$$

Equazione 10.3.1

Dove I_f è la corrente di sicuro intervento entro il tempo convenzionale ed è pari a $1,45 \cdot I_n$ nel caso di interruttori magnetotermici e $1,6 \cdot I_n$ nel caso di fusibili. Per tale motivo nel caso di protezione tramite un interruttore magnetotermico è sufficiente verificare la prima delle due relazioni.

La protezione contro il cortocircuito è eseguita tramite fusibili o interruttori automatici. Nel caso dell'interruttore automatico il cortocircuito viene interrotto dal relè magnetico in modo da avere una protezione tempestiva del circuito. L'interruttore automatico, dunque, permette di avere una protezione completa sia da sovraccarico che da cortocircuito tramite rispettivamente il relè termico e magnetico. Al fine di effettuare una corretta protezione dal cortocircuito è necessario che:

- Il dispositivo di protezione protegga se stesso, cioè il suo potere di interruzione sia superiore alla massima corrente presunta di cortocircuito ($I_{cc} \ll I_{cu}$);
- Il dispositivo limiti l'energia specifica passante nella conduttura entro i limiti previsti

$$\int_{t_0}^{t_i} i^2 dt \leq K^2 S^2$$

Equazione 10.3.2

Dove:

- T_0 è l'istante iniziale di guasto;
- T_i è l'istante finale di guasto dovuto all'interruzione;
- K è una costante che tiene conto del tipo di materiale;
- S è la sezione del cavo da proteggere

L'energia specifica passante deve essere, dunque, inferiore alla massima energia specifica ammissibile data dal rapporto $K^2 S^2$. Si riporta nel seguito un esempio grafico di confronto tra l'energia specifica passante e quella tollerabile da un cavo in condizioni di adiabaticità.

La protezione del sistema deve essere, infine, garantita anche in riferimento a possibili sovratensioni di origine atmosferica. A tale scopo vengono utilizzati degli scaricatori di sovratensione (SPD) che possono essere visti come delle impedenze teoricamente infinite tra fase e conduttore di protezione in modo da poter svolgere la loro funzione senza modificare il circuito in cui sono inseriti. Il sopraggiungere di una sovratensione fa calare bruscamente l'impedenza dello scaricatore, poiché solitamente costituito da varistori, permettendo così l'assorbimento della corrente e la protezione del circuito [8].

10.4 Condotture e protezioni negli impianti fotovoltaici

Quanto esposto sul dimensionamento delle condutture elettriche e sul coordinamento delle protezioni assume validità generale, tuttavia, nell'ambito specifico della progettazione fotovoltaica si rende necessario esplicitare i differenti criteri di dimensionamento relativi alla porzione di impianto in continua oltreché agli gli opportuni accorgimenti in alternata per dimensionamento corretto ed efficiente.

Prima di analizzare nel dettaglio le condutture e le protezioni idonee ad un impianto fotovoltaico si riporta una schema di impianto tramite cui poter evidenziare i necessari collegamenti tra i vari elementi.

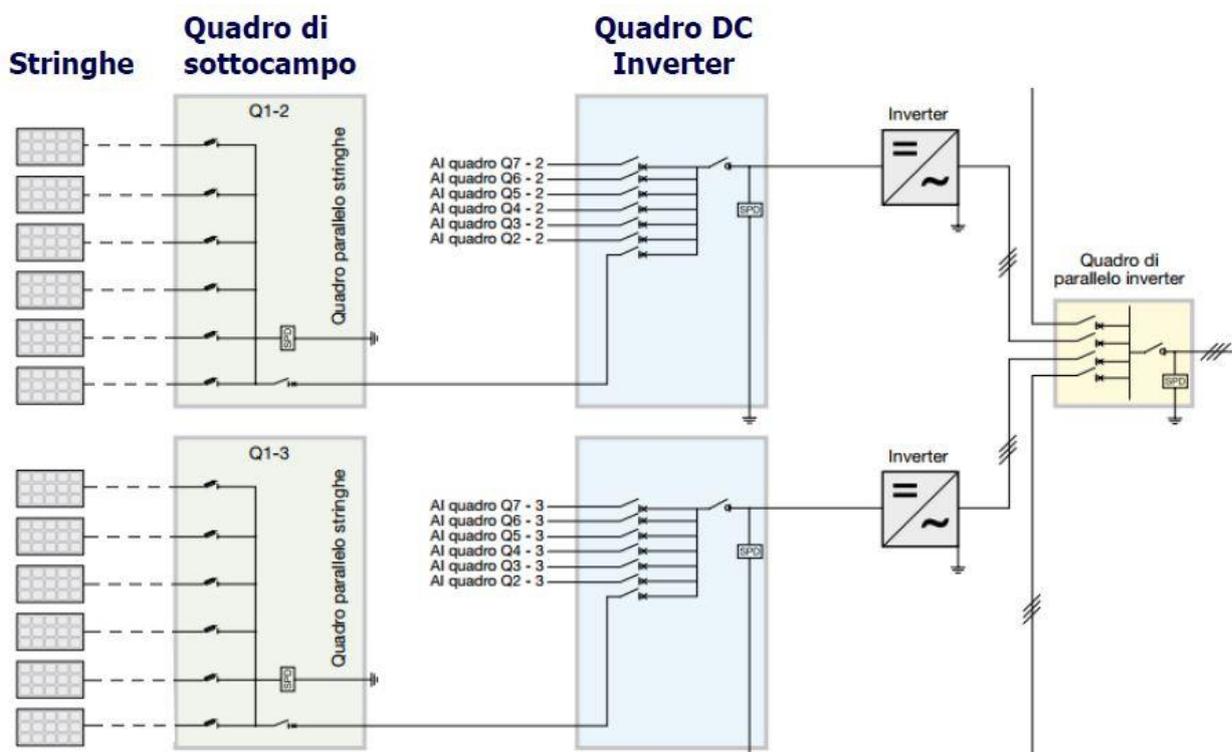


Figura 10.4.1 Configurazione impiantistica generale di un in impianto fotovoltaico

I cavi utilizzati sul lato in continua dell'impianto fotovoltaico sono distinti in :

- Cavi solari che permettono il collegamento tra le stringhe e il quadro di sotto campo o l'inverter di competenza. Tali cavi devono essere in grado di sopportare condizioni ambientali estreme come temperature elevate, precipitazioni e devono presentare una notevole resistenza ai raggi ultravioletti.
- Cavi non solari utilizzati a valle del primo quadro solitamente soggetti a temperature non superiori a 30 – 40 °C e per questo non presentano particolari proprietà di resistenza a condizioni climatiche estreme.

I cavi solari sono cavi usualmente unipolari con isolamento e guaina in gomma, temperatura massima di funzionamento non inferiore ai 90 °C, tensione nominale solitamente compresa tra 0,6 e 1 kV e con una buona resistenza ai raggi ultravioletti. Si riporta di seguito un esempio di scheda tecnica per il cavo solare H1Z2Z2-K prodotto da “Baldassari Cavi”.

Bassa Tensione Low Voltage		H1Z2Z2-K		Fotovoltaico Photovoltaic	
CPR (UE) n° 305/11 Eca		Regolamento Prodotti da Costruzione/Construction Products Regulation Classe conforme norme EN 50575:2014 + A1:2016 e EN 13501-6:2014 Class according to standards EN 50575:2014 + A1:2016 and EN 13501-6:2014		DoP n° 1036/17	
EN 50618 CEI EN 60332-1-2 CEI EN 50525 CEI EN 50289-4-17 A CEI EN 50396 2014/35/UE 2011/65/CE CA 01.00546		Costruzione e requisiti/Construction and specifications Propagazione fiamma/Flame propagation Emissione gas/Gas emission Resistenza raggi UV/UV resistance test Resistenza ozono/Ozone resistance Direttiva Bassa Tensione/Low Voltage Directive Direttiva RoHS/RoHS Directive Certificato WQ/WQ Certificate			
				   NB 0051	
DESCRIZIONE		DESCRIPTION			
Cavo unipolare flessibile stagnato per collegamenti di impianti fotovoltaici. Isolamento e guaina realizzati con miscela elastomerica senza alogeni non propagante la fiamma.		Flexible single-core cable for connection in photovoltaic installations. Insulation and sheath made of elastomeric compound, halogen free and flame retardant.			
Conduttore Corda flessibile di rame stagnato, classe 5		Conductor Tinned copper flexible wire, class 5			
Isolante Miscela LSOH di gomma reticolata speciale di qualità conforme alla norma EN 50618 LSOH = Low Smoke Zero Halogen		Insulation Special LSOH cross-linked rubber compound according to EN 50618 quality LSOH = Low Smoke Zero Halogen			
Guaina esterna Miscela LSOH di gomma reticolata speciale di qualità conforme alla norma EN 50618		Outer sheath Special LSOH cross-linked rubber compound according to EN 50618 quality			
Colore anime Nero		Cores colour Black			
Colore guaina Blu, rosso, nero		Sheath colour Blue, red or black			
Marchatura a inchiostro BALDASSARI CAVI IEMMEQU <HAR> H1Z2Z2-K 1/1 kV (sez) (anno) (m) (tracciabilità)		Inkjet marking BALDASSARI CAVI IEMMEQU <HAR> H1Z2Z2-K 1/1 kV (section) (year) (m) (traceability)			
CARATTERISTICHE TECNICHE		TECHNICAL CHARACTERISTICS			
Tensione massima: 1800 V c.c. - 1200 V a.c.		Maximum voltage U_0/U : 1800 V d.c. - 1200 V a.c.			
Temperatura massima di esercizio: 90°C		Maximum operating temperature: 90°C			
Temperatura minima di esercizio: -40°C		Minimum operating temperature: -40°C			
Temperatura minima di posa: -40°C		Minimum installation temperature: -40°C			
Temperatura massima di corto circuito: 250°C		Maximum short circuit temperature: 250°C			
Sforzo massimo di trazione: 15 N/mm ²		Maximum tensile stress: 15 N/mm ²			
Raggio minimo di curvatura: 4 volte il diametro esterno massimo		Minimum bending radius: 4 x maximum external diameter			
Condizioni di impiego Per l'interconnessione di elementi di impianti fotovoltaici. Adatti per l'installazione fissa all'esterno e all'interno, entro tubazioni in vista o incassate o in sistemi chiusi similari. Adatti per la posa direttamente interrata o entro tubo interrato e per essere utilizzati con apparecchiature di classe II.		Use and installation For interconnection of photovoltaic elements. Suitable for fixed installation indoor and outdoor, in pipes exposed or embedded or in similar closed systems. Suitable for laying directly underground or in pipe underground and to be used for class II equipment.			

Figura 10.4.2 Scheda tecnica del cavo solare H1Z2Z2-K prodotto da “Baldassari Cavi”

Per il circuito di stringa si assume convenzionalmente una corrente di impiego I_b pari a:

$$I_b = 1,25 \cdot I_{sc}$$

Equazione 10.4.1

Dove “ I_{sc} ” è la corrente di cortocircuito in condizioni di prova standard (STC). La maggiorazione introdotta del 25 % è un ulteriore fattore di sicurezza in quanto tiene conto di casi di irraggiamento superiori allo standard di 1000 W/m².

Nel caso di un impianto fotovoltaico suddiviso in sotto campi i cavi di collegamento tra quadri di sotto campo e quadro di inverter condurranno una corrente di impiego che sarà data dalla relazione:

$$I_b = m \cdot 1,25 \cdot I_{sc}$$

Equazione 10.4.2

Dove m è il numero di stringhe del sotto campo.

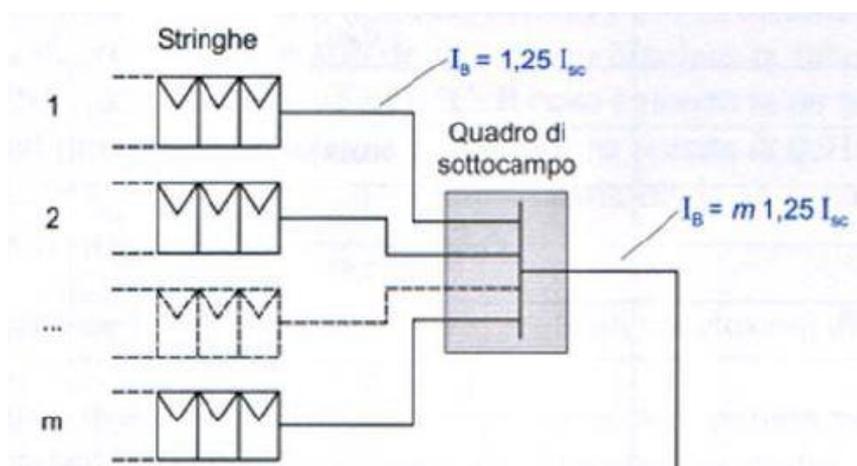


Figura 10.4.3 Esempio di porzione di un impianto con indicazione sulle correnti di impiego

Come già esposto precedentemente per il dimensionamento dei cavi è opportuno, nota la corrente di impiego, calcolare la portata standard degli stessi. Nel caso dei cavi in corrente continua, la portata standard I_0 dei cavi è indicata usualmente in riferimento ad una temperatura di $30\text{ }^\circ\text{C}$ con posa in aria libera dalla norma UNI UNEL 35024/1. Per tenere, però, conto delle differenti condizioni termiche e di posa vengono applicati i seguenti fattori correttivi:

- $K_1 = 0,58 \cdot 0,9 = 0,52$ per i cavi solari;
- $K_1 = 0,58 \cdot 0,91 = 0,53$ per i cavi non solari;

Dove il fattore 0,58 tiene conto della posa sul retro dei pannelli mentre il fattore 0,9 della posa in tubo o canale dei cavi solari (0,91 nel caso di cavi non solari). Un ulteriore fattore correttivo K_2 tiene, poi, conto della possibilità di avere cavi in posa in fascio. I valori utilizzati per tale coefficiente sono riportati di seguito [11] [13].

NUMERO DI CIRCUITI IN FASCIO	COEFFICIENTE DI CORREZIONE k_2
2	0,80
3	0,70
4	0,65
5	0,60
6	0,57
7	0,54
8	0,52
9	0,50
12	0,45
16	0,41
20	0,38

Figura 10.4.4 Valori del fattore di correzione K_2 al variare del numero di circuiti in fascio

Come visto per un corretto dimensionamento delle condutture elettriche è necessario rispettare un “criterio termico” ed un “criterio funzionale”. Nel caso di cavi in continua si ottiene:

$$\left\{ \begin{array}{l} I_z \geq I_b \\ \Delta V_{dc} \% = 2 \cdot \frac{r \cdot l \cdot I_{MPP}}{V_{dc \min}} \cdot 100 \end{array} \right.$$

Equazione 10.4.3

Come si nota, in continua, l’espressione della caduta di tensione si semplifica non dovendo considerare il contributo dato dalla reattanza presente nel caso in alternata. Un’ulteriore aspetto molto importante è dato dalla coincidenza tra l’espressione della caduta di tensione e quella di perdita di potenza percentuale in quanto:

$$\Delta V_{dc} \% = 2 \cdot \frac{r \cdot l \cdot I_{MPP}}{V_{dc \min}} \cdot 100 = P_L \% = 2 \cdot \frac{r \cdot l \cdot I_{MPP}^2}{P_{max}} \cdot 100$$

Equazione 10.4.4

Per questo motivo la caduta di tensione ammessa nel lato in continua dell’impianto deve essere al limite compresa tra 1% – 1,5% per non generare una perdita di potenza significativa. Il criterio funzionale risulta, dunque, prevalente rispetto al criterio termico sia per la necessità di avere sezioni maggiori per poter ottenere una perdita di potenza contenuta sia per le scelte cautelative di calcolo della corrente di impiego che fanno in modo che la portata sia usualmente maggiore della corrente di cortocircuito massima della stringa [11] [8].

Il fenomeno di corto circuito in un generatore fotovoltaico non è, infatti, gravoso in quanto la I_{sc} è dello stesso ordine di grandezza della corrente nominale. Tuttavia, come già visto, il mismatch delle caratteristiche corrente tensione dei moduli richiede diodi di bypass ed eventualmente diodi di blocco. La presenza di numerose stringhe in parallelo può generare criticità dovute ad un doppio guasto a terra di una stringa o ad un suo ombreggiamento. Per il caso di doppio guasto a terra i cavi di stringa potrebbero essere attraversati dalla somma delle correnti delle altre stringhe poste in parallelo, l'utilizzo di moduli fotovoltaici, condutture e quadri in classe II permette di ovviare a tale problema [8]. Nel caso, invece, di ombreggiamento o guasto di una stringa la stessa può diventare "passiva" dissipando la potenza elettrica prodotta dalle restanti stringhe poste in parallelo. I moduli, tuttavia, possono sopportare una corrente inversa compresa tra $2,5 - 3 I_{sc}$ dunque considerando N stringhe in parallelo la corrente massima inversa sarà:

$$I_{inv} = (N - 1) \cdot 1,25 \cdot I_{sc}$$

Equazione 10.4.5

Non essendo necessario proteggere le stringhe per una corrente inversa minore di $2,5 I_{sc}$ si ottiene:

$$(N - 1) \cdot 1,25 \cdot I_{sc} \leq 2,5 \cdot I_{sc}$$

Equazione 10.4.6

Da cui:

$$N \leq 3$$

Equazione 10.4.7

Per questo un numero di stringhe in parallelo minore o uguale a 3 permette di evitare la protezione di stringa. Nel caso, invece, in cui la protezione fosse necessaria la corrente nominale del dispositivo di protezione (interruttore magnetotermico o fusibile) dovrà rispettare la seguente relazione:

$$1,25 \cdot I_{sc} \leq I_n \leq 2 \cdot I_{sc}$$

Equazione 10.4.8

Con una tensione nominale di impiego uguale o maggiore della massima tensione del generatore fotovoltaico maggiorata del 20% ($1,2 \cdot U_{oc}$). Il dispositivo di protezione scelto deve, inoltre, soddisfare la protezione contro il cortocircuito tramite un adeguato potere di interruzione ed una corretta energia specifica passante secondo le seguenti relazioni:

$$\begin{cases} i^2 dt \leq K^2 S^2 \\ I_{cu} \geq 1,25 \cdot I_{sc} \end{cases}$$

Equazione 10.4.9

Essendo gli impianti fotovoltaici installati all'esterno degli edifici possono essere soggetti a sovratensioni di origine atmosferica sia di tipo diretto che indiretto. Generalmente un impianto fotovoltaico non altera in modo significativo la sagoma di un edificio e, dunque, non si rende necessaria una specifica precauzione per il caso di fulminazione diretta. Nel caso, tuttavia, in cui ciò avvenisse sarebbe necessario realizzare un "Lightning Protection System" (LPS). Occorre, invece, adottare sempre delle misure di precauzione per il caso di sovratensioni indotte da fulminazioni indirette. Si rende necessaria una riduzione dell'area della spira del circuito indotto collegando ove possibile nella maniera opportuna i moduli come proposto in figura [11] [8].

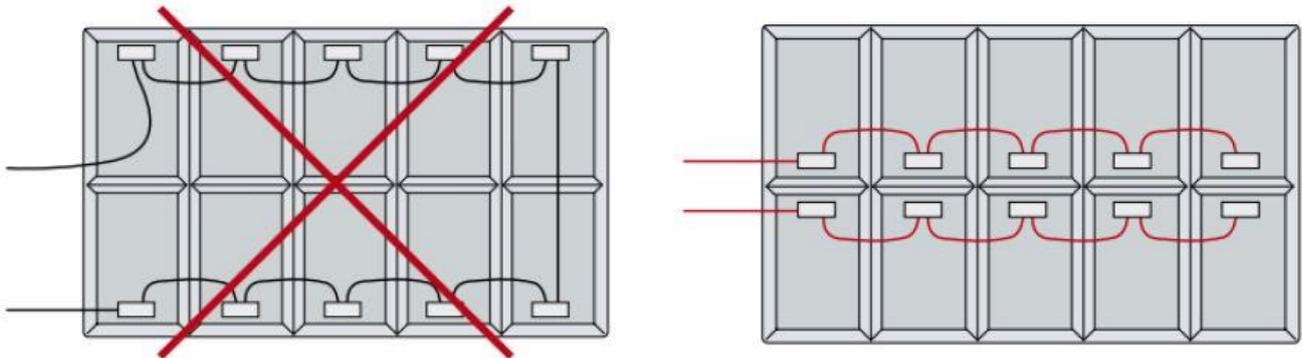


Figura 10.4.5 Esempio di collegamento errato e corretto dei moduli al fine di ridurre le sovratensioni indotte

Gli inverter possiedono delle proprie protezioni contro le sovratensioni ma a fini cautelativi vengono generalmente aggiunti degli scaricatori ai morsetti in modo da evitare anche la discontinuità di produzione elettrica dovuta all'intervento delle protezioni interne all'inverter. Gli SPD devono possedere le seguenti caratteristiche:

- Tipo 2;
- Tensione massima di esercizio continuativo $U_c > 1,25 U_{oc}$;
- Corrente nominale di scarica $I_n = 20 \text{ kA}$;
- Livello di protezione $U_{prot} < U_{inv}$;
- Tenuta alla corrente di corto circuito superiore alla corrente di cortocircuito nel punto di installazione o coordinamento con un'ideale protezione di back – up.

Ritornando a considerare lo schema visto in figura 9.4.1, e riproposto in seguito, è possibile ora effettuare un'analisi dettagliata delle componenti elettriche necessarie. I cavi di stringa sono, come detto, costituiti da cavi solari spesso utilizzati anche nel collegamento tra le stringhe e il quadro di parallelo stringa (se presente) detto “quadro di sotto campo”. Tale quadro è realizzato in doppio isolamento e può contenere al suo interno interruttori di sezionamento stringa, fusibili, SPD e diodi di blocco. Dai quadri di sotto campo si giunge poi al “quadro DC” di inverter solitamente tramite cavi in gomma EPR. La norma CEI 64 – 8 afferma che “ogni circuito deve essere sezionabile in corrispondenza della sua alimentazione” per questo l’inverter deve prevedere un sezionamento sia sul lato in continua che su quello in alternata al fine di poterne eseguire anche un’eventuale manutenzione. Il quadro elettrico DC di inverter contiene, dunque, dei dispositivi di sezionamento come interruttori di manovra – sezionatori e può permettere il parallelo di stringhe al suo interno nei casi di assenza di quadri di sotto campo. Dall’inverter si giunge, poi, (generalmente tramite cavi in gomma EPR) al quadro di parallelo inverter detto “quadro AC” in cui saranno presenti degli interruttori automatici a protezione di ogni inverter oltreché un interruttore generale di quadro. Gli interruttori automatici sono scelti in funzione della tensione dell’impianto, della corrente relativa alla potenza massima in uscita dall’inverter e della corrente di corto circuito nel punto di installazione. Nel caso di un impianto senza trasformatore di separazione i dispositivi di protezione devono essere costituiti da interruttori magnetotermici differenziali di classe B (o di classe A nel caso in cui l’inverter sia per costruzione tale da non iniettare correnti continue di guasto a terra). Il quadro AC sarà, inoltre, affiancato da un contatore di energia unidirezionale al fine di valutare la produzione dell’impianto e un dispositivo di protezione di interfaccia utile ad assolvere alle richieste normative in termini di tensione e frequenza. Dal quadro AC di parallelo inverter si giungerà, infine, (seguendo lo schema di connessione previsto da normativa) al quadro generale di bassa tensione corredato da un secondo contatore di tipo bidirezionale per valutare l’energia assorbita ed eventualmente ceduta alla rete elettrica [11] [16].

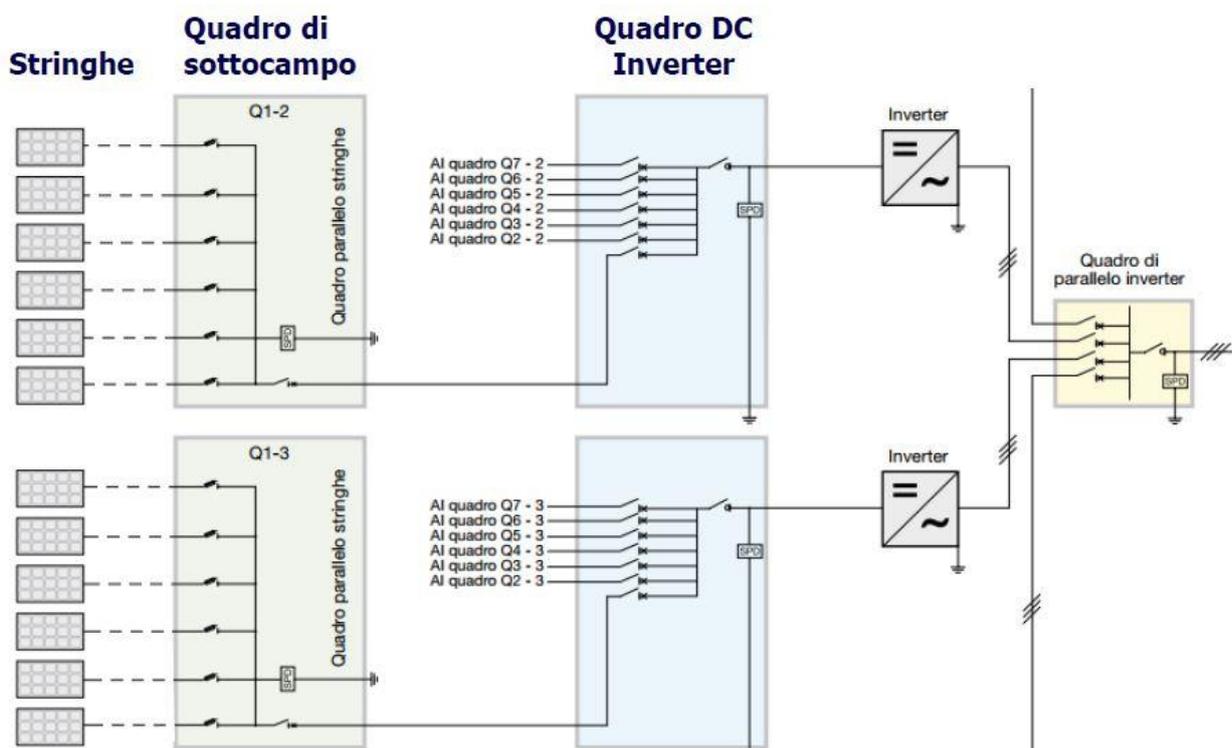


Figura 10.4.1 Configurazione impiantistica generale di un in impianto fotovoltaico

10.5 La sicurezza elettrica

Ogni impianto elettrico, per essere progettato a “regola d’arte”, necessita di opportuni accorgimenti in termini di sicurezza per le cose e le persone. Le cause di rischio previste dalla normativa sono relative ai contatti diretti ed indiretti, alle correnti di sovraccarico, alle correnti di corto circuito e alle sovratensioni. Le protezioni per il sovraccarico, il cortocircuito o per eventi di sovratensione sono state analizzate in precedenza mentre si valuteranno ora gli accorgimenti previsti per la protezione dai contatti diretti ed indiretti. Affinché una persona sia attraversata da una corrente elettrica è necessario che due punti del suo corpo assumano un potenziale differente. Si definisce, in particolare contatto diretto il contatto con una parte attiva dell’impianto, ovvero normalmente in tensione, e contatto indiretto il contatto con parti metalliche accidentalmente in tensione dette masse elettriche. La massa elettrica è, infatti, rappresentata da *un corpo conduttore, accessibile con facilità e potenzialmente soggetto ad una tensione non nulla a seguito di un guasto di un suo componente interno*. La protezione contro i contatti diretti avviene tramite l’utilizzo di isolamenti, impedendo così il contatto con parti normalmente in tensione, mentre la protezione contro i contatti indiretti viene realizzata principalmente con la messa a terra di tutte le masse. In questo modo le masse sono rese equipotenziali evitando così la possibilità di un contatto con due masse caratterizzate da una differenza di potenziale pericolosa [11] [22].

Gli impianti elettrici in bassa tensione a frequenza industriale sono classificati in base allo stato del collegamento del neutro e delle masse. Il neutro può essere messo a terra (T) o isolato (I), le masse, invece, possono essere collegate a terra (T) o al neutro (N). Le combinazioni possibili sono [22]:

- *TT neutro a terra e masse a terra*, il neutro viene collegato alla terra della società distributrice, all’utente è richiesta la realizzazione di un proprio impianto di terra distinto. Le masse vengono collegate all’impianto di terra tramite il conduttore di protezione PE. Tale sistema viene utilizzato per impianti elettrici alimentati in bassa tensione dall’azienda fornitrice;
- *TN neutro a terra e masse al neutro*, diviso in TN – C in cui il neutro viene usato anche come PE e TN-S con neutro e PE separati. In questo caso all’impianto di terra dell’utente è connesso sia il neutro che le masse quest’ultime tramite il conduttore di protezione PE. Tale sistema viene utilizzato negli impianti industriali in cui la cabina di trasformazione è parte dell’impianto;
- *IT neutro isolato e masse a terra*, le masse sono collegate all’impianto di terra di resistenza R_e mentre il neutro è isolato. Tale sistema viene utilizzato nei casi di necessità di continuità di servizio;

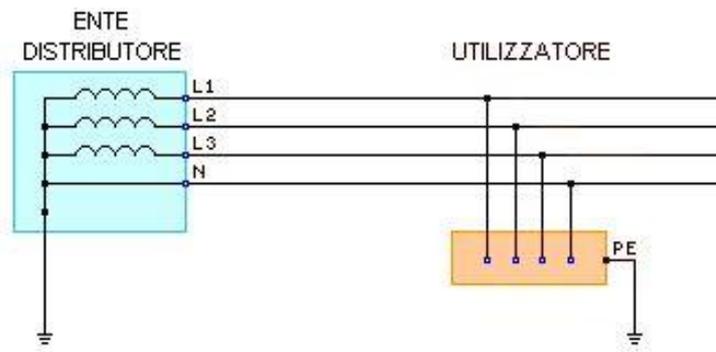


Figura 10.5.1 Esempio di sistema TT

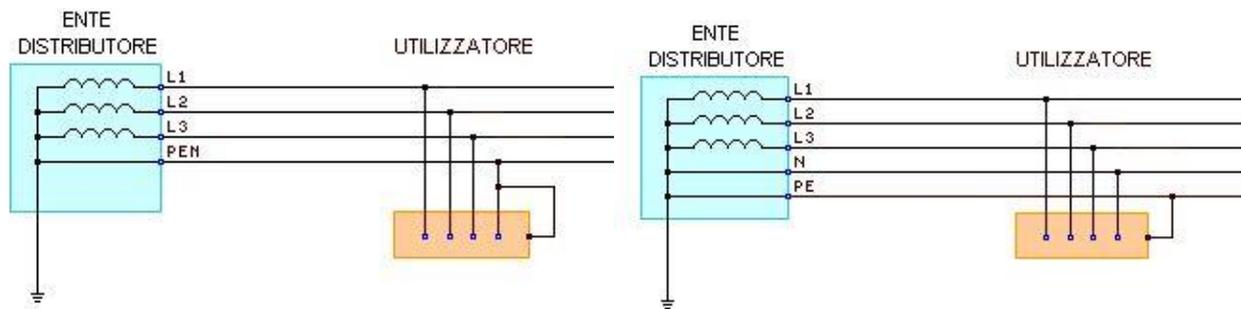


Figura 10.5.2 Esempio di sistema TN-C e TN-S

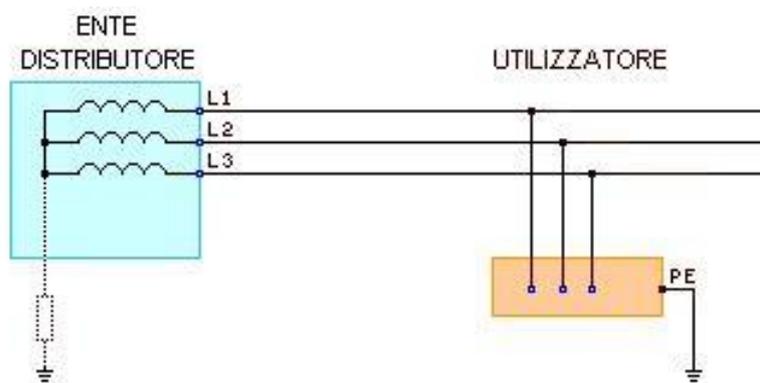


Figura 10.5.3 Esempio di sistema IT

Per il caso specifico degli impianti fotovoltaici la normativa (CEI 82 – 4) impone la messa a terra delle masse metalliche come le cornici dei moduli e la struttura di supporto tuttavia se tutti i componenti sono dotati di doppio isolamento la messa a terra delle masse è vietata dalla norma CEI 64 – 8. Al fine di valutare le diverse possibilità di messa a terra e protezione dai contatti indiretti per un impianto fotovoltaico è opportuno distinguere tra sistemi con trasformatore di isolamento e senza trasformatore di isolamento. Nel caso di presenza del trasformatore sul lato DC le parti attive risultano isolate da terra mentre le masse sono connesse a terra, si utilizza pertanto un sistema di tipo IT [11] [8]. La norma CEI 64 – 8 prevede per tale caso una resistenza di messa a terra delle masse pari a:

$$R_e \leq \frac{120}{I_d}$$

Equazione 10.5.1

Con I_d corrente di primo guasto a terra, solitamente molto piccola pertanto la resistenza di messa a terra è di facile dimensionamento. Nel caso avvenga un doppio guasto a terra la tensione a cui si portano le masse deve essere inferiore a:

$$I_{cc} \cdot R_{eq} \leq 120 \text{ V}$$

Equazione 10.5.2

Dove I_{cc} è la corrente di corto circuito delle celle interessate e R_{eq} la resistenza rappresentante il collegamento tra le masse interessate.

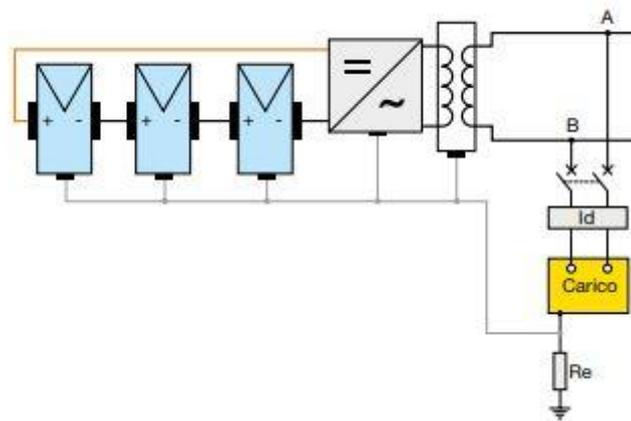


Figura 10.5.4 Lato DC dell'impianto con sistema IT

A valle del convertitore DC/AC si può avere un sistema di tipo TT o TN. Nel primo caso le masse elettriche presenti sono protette dalla rete e dal generatore fotovoltaico tramite un interruttore differenziale posto a monte dell'impianto utilizzatore e da un ulteriore interruttore differenziale a protezione della massa del trasformatore e dell'inverter [11].

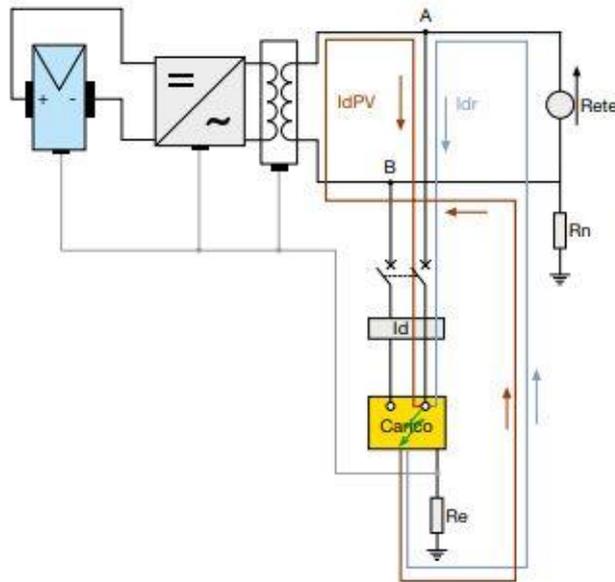


Figura 10.5.5 Lato AC dell'impianto con sistema TT (caso incompleto con singolo differenziale)

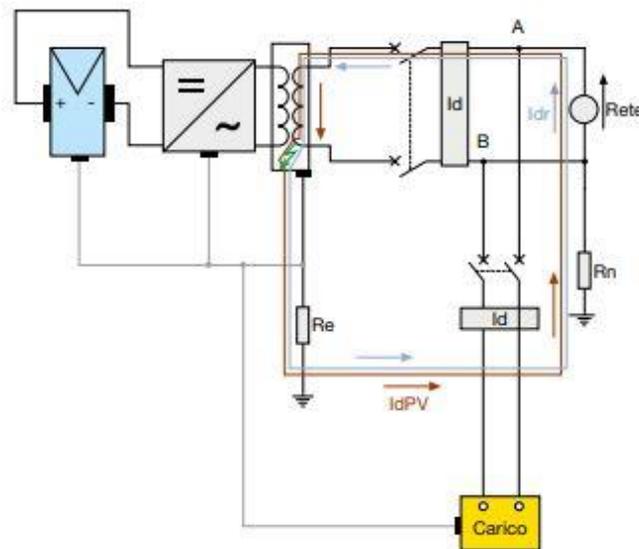


Figura 10.5.6 Lato AC dell'impianto con sistema TT (caso completo con doppio differenziale)

Nel caso, invece, di sistema TN sia che l'alimentazione provenga dalla rete che dal generatore fotovoltaico non si rendono necessari interruttori differenziali purché la corrente di guasto lato alternata sia di entità tale da far intervenire i dispositivi di protezione entro i tempi prescritti da normativa. Solitamente nel caso di utilizzo di interruttori automatici è necessario che la corrente di guasto sia uguale o superiore alla soglia di intervento magnetico [11].

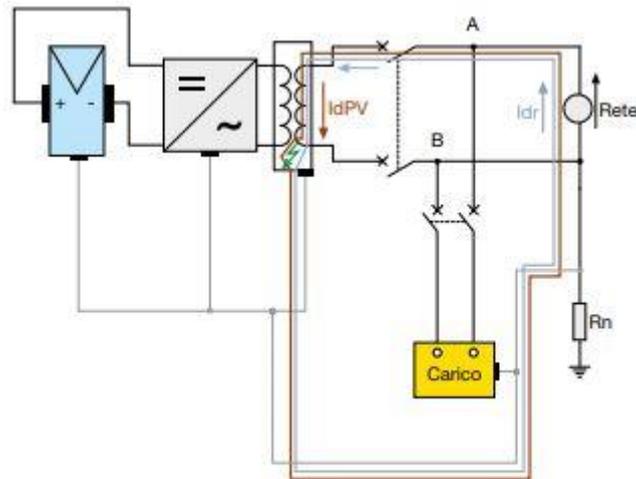


Figura 10.5.7 Lato AC dell'impianto con sistema TN

Nel caso di assenza del trasformatore di isolamento tra l'impianto fotovoltaico e la rete il lato in continua dell'impianto può essere considerato come un'estensione della rete stessa la quale possiede un punto di messa a terra sia nel caso di sistema TT che di sistema TN. Un possibile guasto a terra sulle masse nel lato DC dell'impianto causa, dunque, l'intervento dell'interruttore differenziale posto a valle dell'inverter. Tale dispositivo deve essere, per questo motivo, di classe B al fine di rilevare sia correnti alternate (con frequenze fino a 1000 Hz) che pulsanti unidirezionali e continue. Nel caso in cui, tuttavia, il produttore dell'inverter rilasci una certificazione che attesti l'impossibilità di iniezione di correnti continue di guasto a terra il dispositivo differenziale può essere di classe A il cui intervento è assicurato per correnti alternate sinusoidali differenziali e per correnti unidirezionali differenziali pulsanti applicate improvvisamente o lentamente crescenti [13].

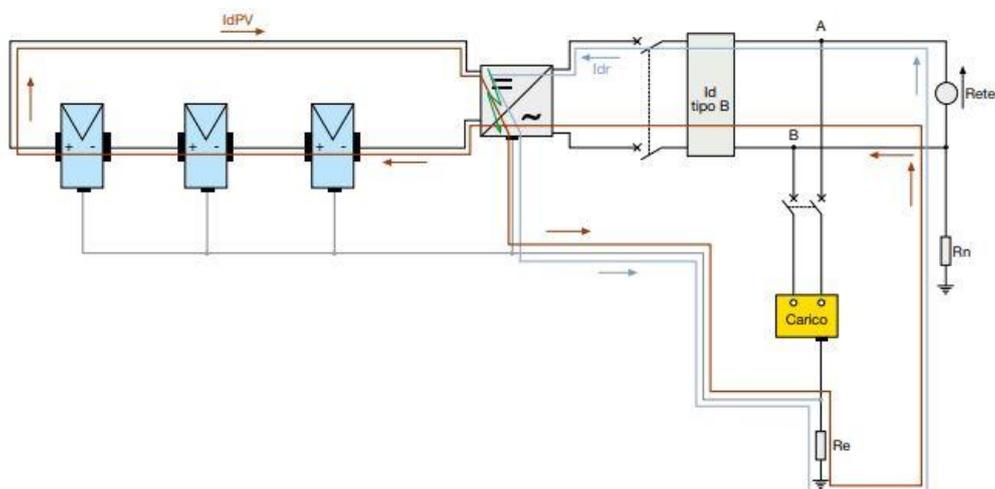


Figura 10.5.8 Schema di protezione nel caso di soluzione transformerless

10.6 Il quadro elettrico

Il quadro elettrico è un elemento fondamentale in un impianto poiché permette di poter riunire in uno o più involucri sia le apparecchiature di protezione e di manovra che eventuali dispositivi di misura. Un quadro elettrico è fondamentalmente costituito dai seguenti componenti [11]:

- Un involucro con lo scopo di protezione e supporto per le apparecchiature presenti;
- L'equipaggiamento elettrico costituito da apparecchiature di protezione, manovra e controllo;
- I collegamenti e le morsettiere per l'interfacciamento in ingresso e in uscita;



Figura 10.6.1 Esempio di quadro elettrico ad armadio

Le norma di riferimento per i quadri elettrici è la CEI EN 61439, articolata nel seguente modo:

- 61439 – 1 stabilisce le prestazioni obbligatorie valide per tutti i tipi di quadri in bassa tensione;
- 61439 – 2 stabilisce le prescrizioni relative ai quadri di potenza;
- 61439 – 3 stabilisce le prescrizioni relative ai quadri di distribuzione per personale non addestrato;
- 61439 – 4 stabilisce le prescrizioni relative ai quadri per cantieri;
- 61439 – 5 stabilisce le prescrizioni relative ai quadri di distribuzione in reti pubbliche;
- 61439 – 6 stabilisce le prescrizioni relative ai quadri per sistemi di condotti sbarre;

La normativa permette di classificare i quadri elettrici secondo diversi parametri come la configurazione esterna, le condizioni di installazione, la destinazione d'uso e il livello di segregazione [11].

In primo luogo i quadri elettrici sono distinti in :

- “Chiuso” nel caso di quadro con pannelli protettivi su tutti i lati, solitamente impiegati negli ambienti ordinari;
- “Aperto” nel caso di quadro con parti in tensione accessibili, solitamente impiegati nelle officine elettriche;

I quadri elettrici sono, inoltre, distinti a seconda del loro involucro in:

- “Ad armadio” con involucri generalmente in lamiera d'acciaio, modulari, con altezze 1400 o 2000 mm e larghezze 600 850 mm usati per elevate potenze;
- “A banco” utilizzati principalmente in impianti industriali;
- “A cassetta” utilizzati per la distribuzione di energia da parte del Distributore;

La norma permette, come detto, di distinguere i quadri anche in base al luogo di installazione (interno o esterno) o alla posizione (fissa o mobile) oltreché alla destinazione d'uso. Esistono quadri detti “principali di distribuzione” posti a valle dei trasformatori MT/BT che rappresentano il primo livello della distribuzione in bassa tensione costituiti una struttura idonea a sopportare eventuali sforzi elettromeccanici. I “quadri secondari di distribuzione” sono, invece, installati presso l'utenza e rappresentano il secondo livello della distribuzione in bassa tensione. Altri tipi di quadro distinti per destinazione d'uso sono i quadri di comando motori, i quadri di comando e misura, i quadri a bordo macchina, i quadri per cantiere e i quadri per applicazioni speciali [11].

Infine i quadri sono distinti e caratterizzati dalla forma di segregazione intesa come il tipo di suddivisione prevista al suo interno. La segregazione assicura protezione contro i contatti diretti, e riduce la probabilità di propagazione di un arco interno. Nell'immagine seguente, presente nella Norma CEI EN 61439 -2 , è possibile distinguere le diverse forme di segregazione previste.

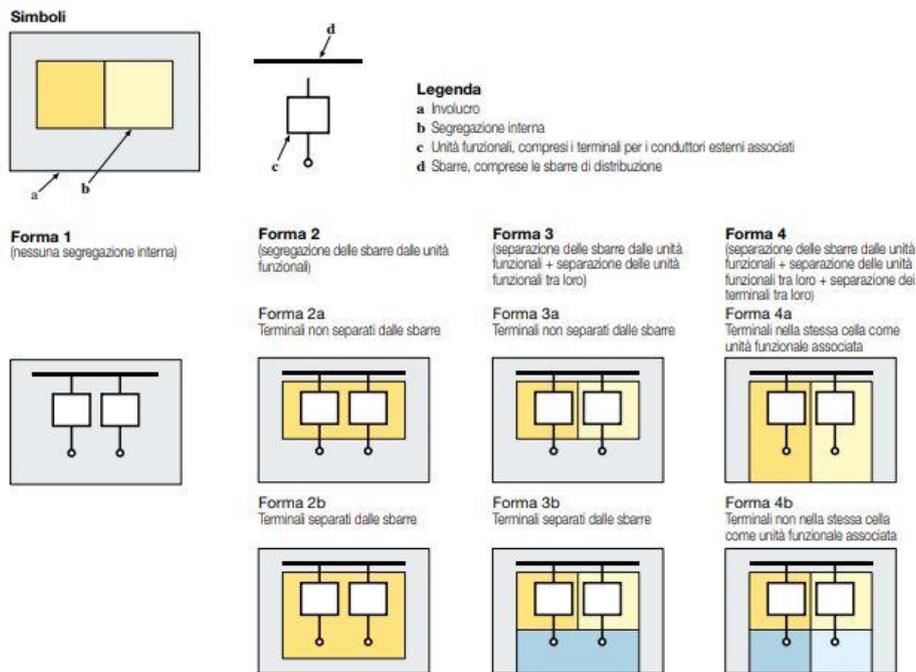


Figura 10.6.2 Livelli di segregazione di un quadro elettrico

In un quadro elettrico è possibile, inoltre, indicare il grado di protezione IP dell'involucro che caratterizza la protezione contro l'accesso a zone eventualmente in tensione di corpi estranei solidi e liquidi. La codifica di tale codice, riportata nella norma CEI 60529 è riportata di seguito.

	Protezione dell'apparecchiatura	Contro l'accesso a parti pericolose con:
Prima cifra caratteristica (ingresso di corpi solidi)	0	non protetto
	1 ≥ 50 mm di diametro dorso della mano	dorso della mano
	2 $\geq 12,5$ mm di diametro dito	dito
	3 $\geq 2,5$ mm di diametro attrezzo	attrezzo
	4 ≥ 1 mm di diametro filo	filo
	5 protetto contro la polvere	filo
	6 totalmente protetto contro la polvere	filo
Seconda cifra caratteristica (penetrazione dell'acqua)	0 non protetto	
	1 caduta verticale	
	2 caduta di gocce d'acqua (inclinazione 15°)	
	3 pioggia	
	4 spruzzi d'acqua	
	5 getti d'acqua	
	6 getti potenti (simili a ondate marine)	
	7 immersione temporanea	
8 immersione continua		
Lettera addizionale (opzionale)	A	dorso della mano
	B	dito
	C	attrezzo
	D	filo
Lettera supplementare (opzionale)	H	Apparecchiatura ad alta tensione
	M	Prova con acqua con apparecchiatura in moto
	S	Prova con acqua con apparecchiatura in moto
	W	Condizioni atmosferiche

Figura 10.6.3 Codifica del grado di protezione IP

Dopo aver esposto i principali fattori di diversificazione dei quadri elettrici si propongono le specifiche nominali, da normativa, che caratterizzano le prestazioni del quadro.

- *Tensione nominale del quadro* (U_n) è il più alto valore di tensione con cui può essere alimentato il circuito principale del quadro;
- *Tensione nominale di impiego di un circuito* (U_e) è il valore di tensione nominale che, insieme alla corrente nominale, permette di definire l'utilizzazione del quadro;
- *Tensione di isolamento nominale* (U_i) è il valore di tensione di un circuito del quadro al quale fanno riferimento le prove di tensione ed esprime il valore che ogni circuito non deve superare;
- *Tensione nominale di tenuta ad impulso* (U_{imp}) è il valore di picco di un impulso di tensione che un circuito può sopportare senza danni;
- *Corrente nominale del quadro* (I_{nA}) è la più alta corrente di carico permanente e sopportabile dal quadro;
- *Corrente nominale di un circuito* (I_{nC}) è il valore di corrente che un circuito deve sostenere senza generare sovratemperature superiori ai limiti previsti;
- *Corrente nominale ammissibile di picco* (I_{pk}) è il valore di picco della corrente di corto circuito sopportabile dal quadro;
- *Corrente di cortocircuito condizionata* (I_{cc}) è il valore efficace della corrente presunta di corto circuito che il circuito protetto da un opportuno dispositivo di protezione può sopportare durante il tempo di funzionamento del dispositivo stesso;
- *Frequenza nominale* (f) è il valore di frequenza di funzionamento dei componenti elettrici del quadro;

Un quadro elettrico per poter essere conforme alla normativa deve poter soddisfare dei criteri specifici valutati tramite prove di laboratorio, regole di progetto e calcoli. Per la tenuta alla corrosione e all'urto, ad esempio, la verifica avviene solo tramite prove di laboratorio. Al fine di stabilire l'onere della verifica la norma identifica due entità distinte: il costruttore originale colui, cioè, che realizza la linea dei quadri a cui il quadro in analisi appartiene e il costruttore del quadro che costruisce fattivamente lo stesso assemblando i vari componenti. Al primo soggetto sono richieste le verifiche sui singoli elementi del quadro mentre al secondo i controlli a vista, meccanici, elettrici e strumentali a seguito dell'assemblaggio e del cablaggio del quadro stesso.

Nel caso delle applicazioni fotovoltaiche sul lato in continua dell'impianto sarà presente, come visto, almeno un quadro elettrico. Se, infatti, il numero di stringhe è ridotto il sistema fa capo ad un solo quadro che permette di effettuare il parallelo, al contrario nel caso di un numero di stringhe elevato è possibile effettuare una scelta progettuale basata sulla presenza di un primo livello di quadri, dedicati ad un parallelo parziale, e di un quadro generale utile al parallelo finale delle stringhe. Il quadro DC permette, dunque, di effettuare il parallelo ed il sezionamento delle stringhe e la loro eventuale protezione da correnti inverse e sovratensioni indotte. L'armadio contenitore del quadro in corrente continua, nel caso di posizionamento all'esterno, deve inoltre prevedere una resistenza maggiore ai raggi ultravioletti e a possibili condizioni atmosferiche estreme.



Figura 10.6.4 Esempio di quadro DC parallelo stringhe

Per gli impianti normalmente connessi alla rete di bassa tensione sono previsti, sul lato in alternata dell'impianto, un primo quadro elettrico di parallelo inverter con funzione di protezione, misura dell'energia prodotta e specifiche di interfacciamento e un quadro generale di bassa tensione a cui farà capo l'intero impianto fotovoltaico.



Figura 10.6.5 Esempio di quadro AC con interfaccia di rete

11. IL DIMENSIONAMENTO DELL'IMPIANTO

In tale lavoro sono stati valutati i criteri tecnici ed economici utili nella scelta della migliore soluzione per la realizzazione di un impianto fotovoltaico su capannone industriale. La scelta del numero di inverter da utilizzare, la disposizione dei moduli, l'analisi del miglior accoppiamento array – inverter, la valutazione delle ombre, l'analisi economica e la progettazione elettrica descritte nel seguito hanno valenza generale pur se riferite ad un caso studio specifico. Quanto esposto nel seguito, dunque, può essere applicato, con le dovute proporzioni, ad installazioni simili in termini di potenza e superficie disponibile che si prefiggano l'obiettivo di realizzare un impianto, di taglia anche considerevole, che, nell'assenza attuale di incentivazioni, punti a massimizzare l'autoconsumo. Alcune prescrizioni utili al corretto dimensionamento tecnico e alle possibili soluzioni economiche di valorizzazione dell'investimento sono state, inoltre, già presentate nei capitoli precedenti con valenza del tutto generale.

Nel caso studio analizzato sono state valutate tre diverse tecnologie di moduli fotovoltaici al fine di determinare la migliore soluzione per l'installazione di un impianto da 180 kW su un capannone industriale situato in località Casarza Ligure (GE). La potenza nominale scelta è pari alla potenza di fornitura in bassa tensione dello stabilimento. Per ognuna delle tre tecnologie è stata valutata la disposizione dei moduli, il corretto accoppiamento tra array ed inverter e, tramite l'utilizzo del software PVsyst, la produzione dell'impianto. Per le tre le soluzioni è stata, poi, svolta un'analisi economica che, valutando i possibili flussi positivi e negativi, ha permesso di individuare l'investimento più conveniente. Dopo aver individuato il caso più remunerativo tra i tre proposti si è proceduto alla definizione del progetto elettrico.

11.1 L'analisi del sito

Il primo passo utile per il dimensionamento dell'impianto è la caratterizzazione del sito di interesse. Lo stabilimento industriale è situato a Casarza Ligure (GE) ed è costituito da cinque strutture, la cui copertura è a falda. Due strutture sono disposte in modo da avere una falda esposta a sud ovest e l'altra esposta a nord est, le altre tre posseggono, invece, una falda con orientamento nord ovest e l'altra con orientamento sud est. Si riportano di seguito alcune viste dello stabilimento in analisi.

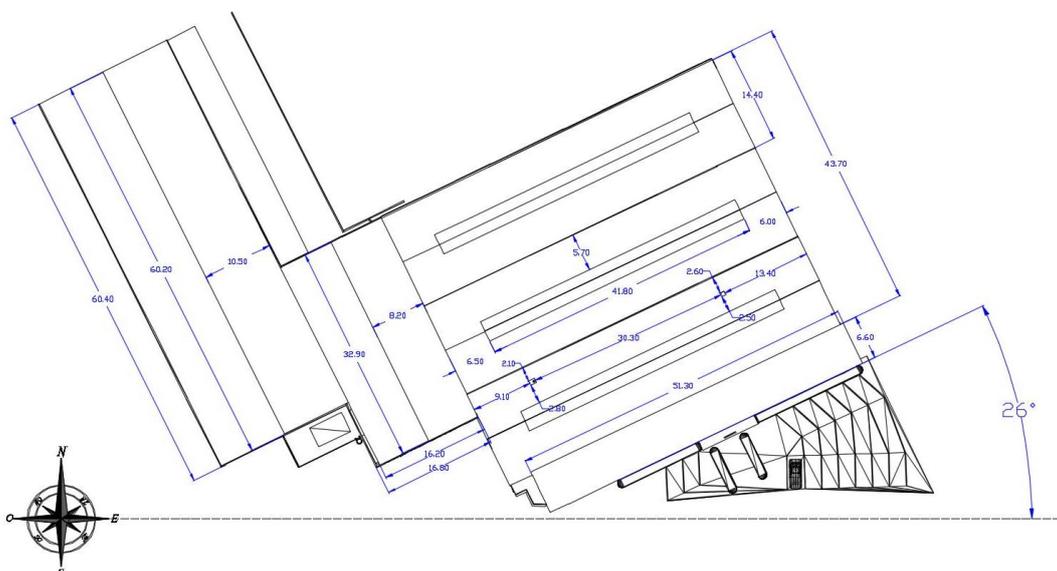


Figura 11.1.1 Vista dall'alto dello stabilimento industriale

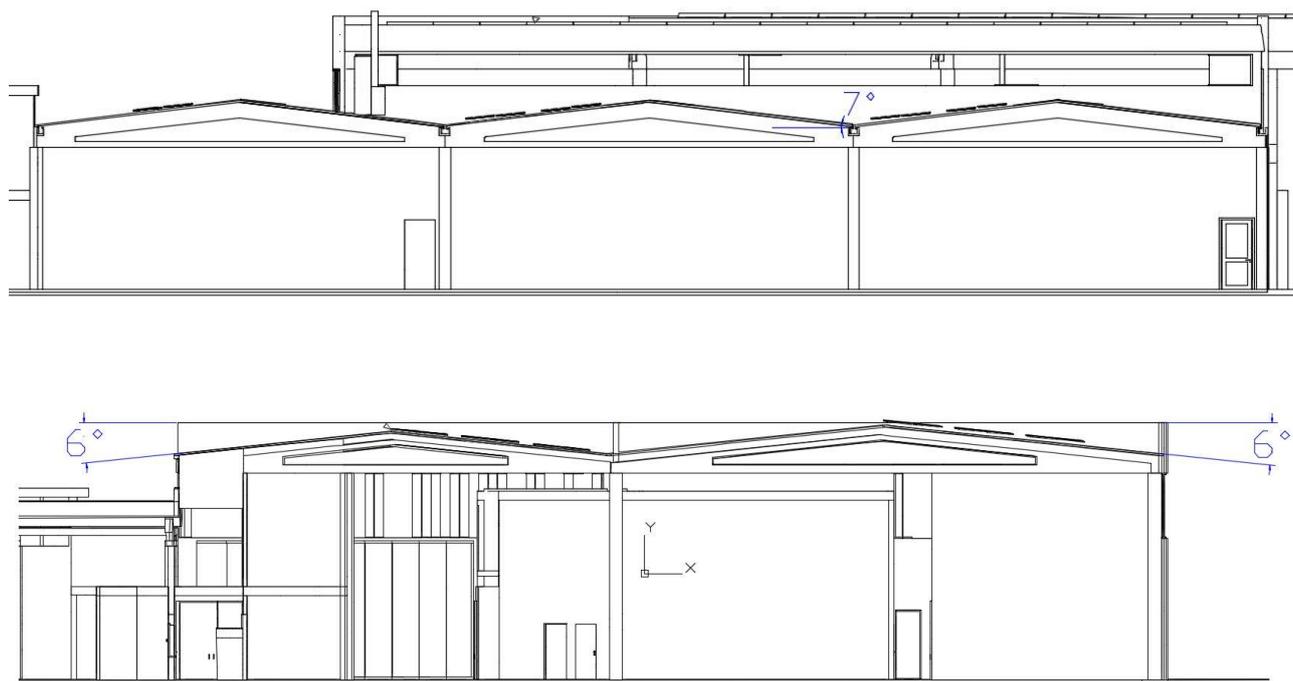


Figura 11.1.2 Inclinazione delle falde

Le viste proposte sono utili alla comprensione delle dimensioni dello stabilimento, delle sue caratteristiche strutturali e dello spazio eventualmente disponibile per l'installazione di un impianto fotovoltaico. A tal fine è necessario tenere in conto di tutti quegli elementi presenti sul tetto dell'edificio che possono generare un ostacolo fisico per l'impianto o la possibilità di zone d'ombra che ne penalizzerebbero la produzione. Per poter, dunque, analizzare in modo più specifico la parte della struttura dedicata ad ospitare l'impianto si è reso necessario un modello tridimensionale che permetta di considerare con più facilità gli eventuali ostacoli presenti. Il modello tridimensionale della struttura è stato ricavato da un precedente lavoro svolto dall'Ing. Alessandro Ciocia tramite l'ausilio del software "SketchUp".

SketchUp è un software di modellazione 3 – D disponibile sulle piattaforme più comuni (Windows e Mac) utile alla creazione di forme bidimensionali e tridimensionali tramite un'interfaccia particolarmente intuitiva. Il software permette, inoltre, di indicare per il modello generato la sua posizione geografica ed un'eventuale analisi delle ombre generate dagli elementi della struttura.

Si riportano di seguito alcune viste tridimensionali dello stabilimento industriale ottenute tramite il software "SketchUp".



Figura 11.3 Esempio di vista tridimensionale dello stabilimento



Figura 11.4 Esempio di vista tridimensionale dello stabilimento



Figura 11.5 Vista dall'alto dello stabilimento

Come si nota, dagli esempi proposti, la struttura presenta lucernari, parapetti ed ostacoli che limitano lo spazio utile all'impianto. Nella progettazione svolta in questo lavoro, dopo aver completato la struttura con l'inserimento del modello tridimensionale dei moduli fotovoltaici, si è utilizzato il software "SketchUp" per valutare eventuali ombreggiamenti causati dalla struttura. Il software permette, inoltre, di fornire un'ubicazione precisa al modello in questo caso la località di Casarza Ligure in provincia di Genova. La conoscenza del luogo di installazione dell'impianto fotovoltaico e, dunque, della radiazione globale annuale del sito, incide, come noto, in modo significativo sulla producibilità.

Si riporta di seguito l'andamento della irraggiamento medio mensile su piano orizzontale e della temperatura media mensile per il sito di interesse a Casarza Ligure di cui, per motivi di privacy, non è indicata la posizione specifica. Tali dati sono stati ottenuti dal software online, già citato, "PVGis" in riferimento ad un anno medio. Per tali coordinate geografiche il software online fornisce un valore di irraggiamento medio su piano orizzontale annuale di 1480 kWh/m^2 ed una temperatura media annuale di $17 \text{ }^\circ\text{C}$.

Mese	H [Wh/m2/giorno]
Jan	1310
Feb	2270
Mar	3710
Apr	4920
May	6200
Jun	6950
Jul	7190
Aug	6110
Sep	4510
Oct	2700
Nov	1570
Dec	1100
Year	4050

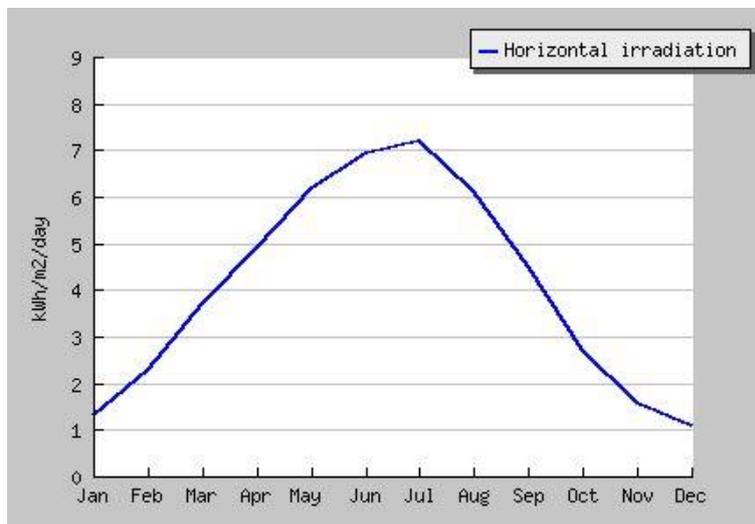


Figura 11.6 Irraggiamento medio mensile su piano orizzontale per il sito di interesse

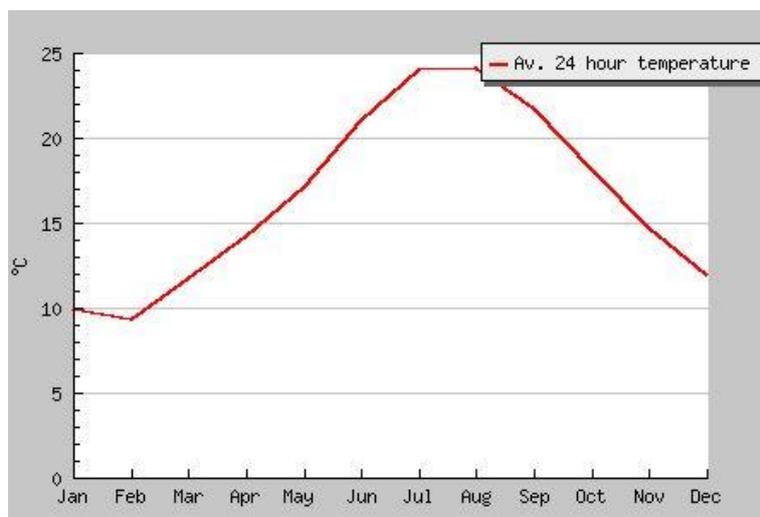


Figura 11.7 Temperatura media mensile per il sito di interesse

11.2 Caratteristiche dei moduli fotovoltaici

L'impianto fotovoltaico richiesto dovrà, come detto, essere collocato sul tetto della struttura cercando di sfruttare al meglio le superfici e limitare eventuali perdite dovute all'ombreggiamento. Si rende, dunque, necessario il confronto delle tre diverse tipologie di moduli scelti per la realizzazione dell'impianto. Le marche e le tecnologie scelte per il confronto sono le seguenti:

- TrinaSolar monocristallino
- SunPower monocristallino
- TrinaSolar policristallino

Di seguito si riportano le schede tecniche dei tre modelli scelti per svolgere l'analisi comparativa.

	Trina Solar mono	SunPower	Trina Solar poli
Modello	TSM-DD05A.08	SPR-X22-360	TSM-PD05
Potenza di picco [Wp]	315	360	285
Tolleranza potenza	0/+5W	+5/-0%	0/+5W
V_{mpp} [V]	33,3	59,1	31,6
I_{mpp} [A]	9,46	6,09	9,02
V_{oc} [V]	40,5	69,5	38,3
I_{sc} [A]	10	6,48	9,49
Efficienza [%]	19,2	22,2	17,4
Disposizione celle	60 (6x10)	96 (8x12)	60 (6x10)
Dimensioni modulo	1650x992x35	1559x1046x46	1650x992x35
Superficie [m²]	1,637	1,631	1,637
Peso [Kg]	18,6	18,6	18,6
Coefficiente termico P_m [%]	-0,39%	-0,29%	-0,41%
Coefficiente termico I_{sc} [A/°C]	0,005	0,0029	0,004745
Coefficiente termico V_{oc} [V/°C]	-0,11745	-0,1674	-0,12256
Fill Factor FF	77,8%	79,9%	78%
Rapporto potenza/peso	16,9	19,4	15,3

Tabella 11.2.1 Confronto delle caratteristiche dei moduli fotovoltaici scelti

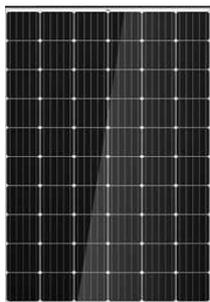


Figura 11.2.1 TSM-DD05A.08

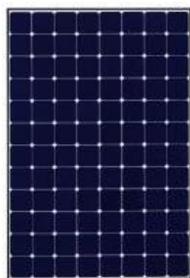


Figura 11.2.2 SPR-X22-360



Figura 11.2.3 TSM-PD05

Come si evince dalla Tabella 11.2.1, è presente una differenza in termini di efficienza nei tre modelli, in particolare il SunPower presenta le migliori prestazioni con un'efficienza del 22,2% seguono poi il TrinaSolar monocristallino (19,2%) e il TrinaSolar policristallino (17,4%). Si nota, inoltre, come siano differenti anche le potenze di picco dei tre moduli scelti con una sequenza analoga a quella vista per l'efficienza. I moduli scelti sono nella rispettiva gamma di appartenenza, "Honey" per i Trina Solar e "X- Series" per i SunPower, quelli a potenza nominale più elevata. Il differente valore di efficienza è dettato dalla diversa tecnologia utilizzata, il modello SunPower sfrutta la tecnologia "Maxeon" di tipo "All back surface contacts" mentre i TrinaSolar hanno rispettivamente una tecnologia mono e poli cristallina. Le schede tecniche commerciali dei tre moduli proposti sono disponibili nei siti web delle case costruttrici¹.

Si è valutata, dunque, la differenza presente tra le tre casistiche sia in termini di producibilità che di ritorno economico mettendo così in luce i vantaggi e gli svantaggi delle soluzioni proposte. Nella realizzazione dell'impianto fotovoltaico si otterranno, in linea generale, tre disposizioni differenti a causa della diversa potenza di picco dei singoli moduli. Si riporta inizialmente una planimetria semplificata dello stabilimento per poterne osservare le falde utili e la relativa posizione.

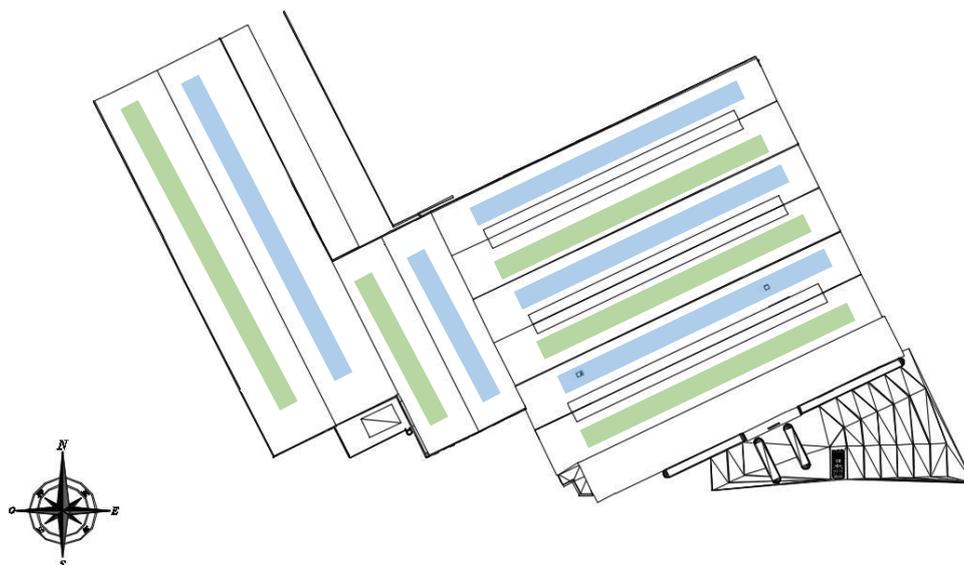


Figura 11.2.4 Planimetria semplificata dello stabilimento industriale con indicazione delle falde più produttive (meglio esposte)

Le falde idonee al posizionamento dei moduli sono quelle con la migliore esposizione verso sud cercando, in tal modo, di massimizzare la produzione dell'impianto. Per questo motivo nelle tre casistiche si è cercato di coprire in primo luogo le falde "meglio esposte" (in verde) per poi utilizzare le restanti (in blu) solo nel caso di necessità al fine di raggiungere la potenza richiesta. I moduli sono stati collegati in serie tra loro al fine di formare delle stringhe che sono, poi, opportunamente connesse in parallelo e collegate al corrispondente inverter. Si sono individuati, pertanto, degli "Array" intesi come gruppi di stringhe che condividono lo stesso inverter. Gli inverter, generalmente di diversa taglia a seconda dell'array considerato, sono stati scelti per questioni di omogeneità dallo stesso produttore "SMA Solar Technology AG".

¹ <https://www.trinasolar.com/it/product/honey> <https://www.sunpowercorp.it/downloads/>

12. CASO STUDIO MONOCRISTALLINO

Questa soluzione, con moduli monocristallini di potenza di picco 315 Wp ed efficienza 19,2%, prevede una disposizione dei moduli come in figura:

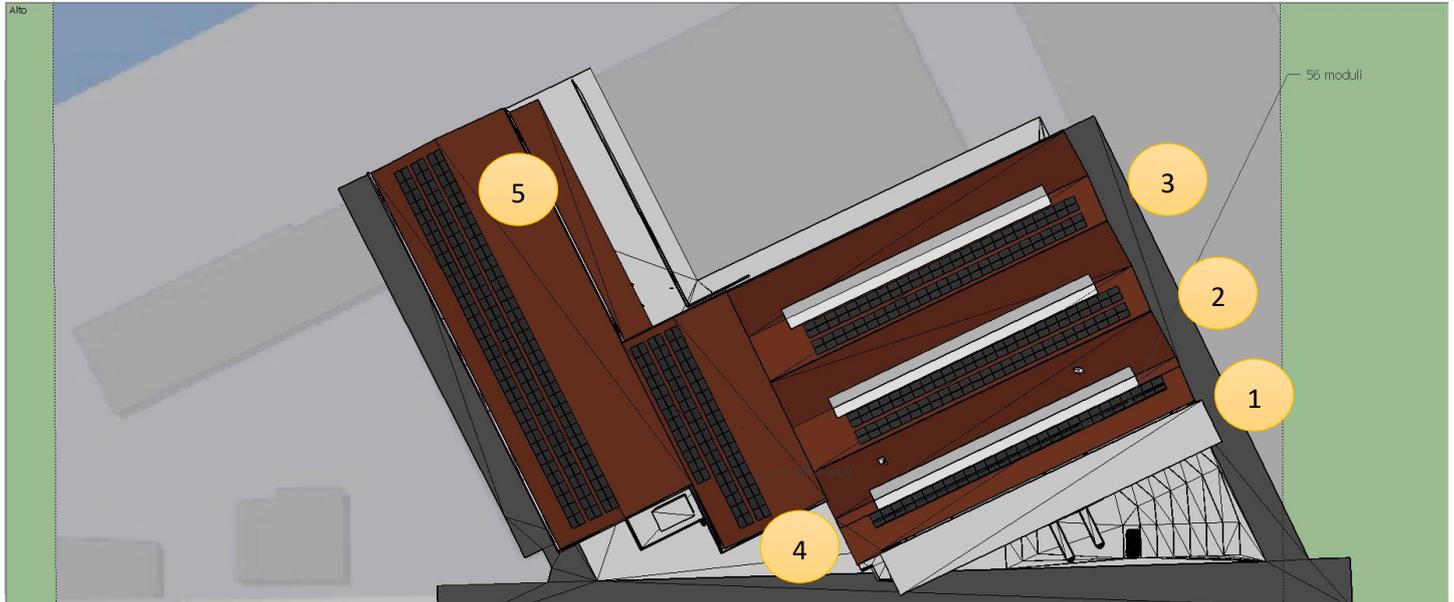


Figura 12.1 Disposizione dei moduli TrinaSolar monocristallini con numerazione delle falde utilizzate

E' stata scelta una disposizione che coprisse il più possibile le falde esposte più a sud, tenendo conto delle ombre generate dagli ostacoli vicini che possono limitare la produzione. Nella tabella seguente è riportato il numero di moduli inseriti per ogni falda e la relativa potenza:

Falda	N moduli	P tot [kW]
1	56	17,64
2	104	32,76
3	104	32,76
4	96	30,24
5	204	64,26
totale	564	178

Tabella 12.1 Numero moduli e potenza per ogni falda

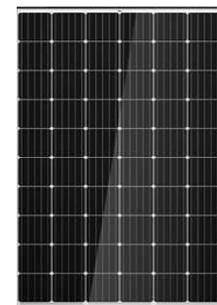


Figura 12.2 TSM-DD05A.08

Tale configurazione prevede una superficie coperta dai moduli di quasi 990 m², sulle falde i moduli sono affiancati mantenendo una distanza reciproca di 2 cm, nel caso di falde con più file di moduli la distanza tra le file è pari a circa 70 cm. La superficie per unità di potenza per tale tecnologia è pari a 5,5 m²/kW

Per poter limitare il numero di inverter presenti, e al tempo stesso ottenere un accoppiamento migliore, gli array comprendono, in linea generale, moduli relativi anche a falde contigue con il vincolo che tali falde abbiano la stessa inclinazione. Una diversa inclinazione, infatti, porterebbe ad esposizioni diverse dei moduli e se per una stessa stringa ci fossero moduli esposti in maniera differente si avrebbe un indesiderato calo di prestazioni. Nel caso in analisi si è ottenuta una

configurazione da sei array, sono presenti, dunque, sei inverter con taglia 50 kW 20kWe 15kW. Si riporta una breve scheda tecnica degli inverter utilizzati per poter porre in evidenza oltre che taglia e dimensioni anche il numero di ingressi MPPT indipendenti con il relativo numero di stringhe per ingresso, informazione indispensabile per un corretto accoppiamento. Le relative schede tecniche commerciali sono disponibili nel sito web del costruttore².

SMA Sunny Tripower 15000TL	
Potenza nominale Pac [VA]	15000
min MPPT (V)	240
max MPPT (V)	800
Tensione massima Vdc [V]	1000
Corrente massima Idc per MPPT [A]	33
Tensione ingresso minima [V]	150
ingressi MPP indipendenti	2
Stringhe per ingresso	A:3 B:3
Efficienza Europea	98,0%
Tensione di rete Vac	230V 400 V -50Hz
Fattore di potenza PF	1
Dimensioni LxAxP [mm]	661/682/264

Tabella 12.2 Inverter SMA Sunny Tripower 15000TL



SMA Sunny Tripower 20000TL	
Potenza nominale Pac [VA]	20000
min MPPT (V)	320
max MPPT (V)	800
Tensione massima Vdc [V]	1000
Corrente massima Idc per MPPT [A]	33
Tensione ingresso minima [V]	150
ingressi MPP indipendenti	2
Stringhe per ingresso	A:3 B:3
Efficienza Europea	98,0%
Tensione di rete Vac	230V 400 V -50Hz
Fattore di potenza PF	1
Dimensioni LxAxP [mm]	661/682/264

Tabella 12.3 Inverter SMA Sunny Tripower 2000TL



² <https://www.sma-italia.com/prodotti/inverter-trifase-senza-trasformatore.html>

SMA Sunny Tripower 50000TL	
Potenza nominale Pac [VA]	50000
min MPPT (V)	500
max MPPT (V)	800
Tensione massima Vdc [V]	1000
Corrente massima Idc per MPPT [A]	20
Tensione ingresso minima [V]	150
ingressi MPP indipendenti	6
Stringhe per ingresso	2
Efficienza Europea	98,0%
Tensione di rete Vac	230V 400 V -50Hz
Fattore di potenza PF	1
Dimensioni LxAxP [mm]	621/773/569



Tabella 12.4 SMA Sunny Tripower CORE1

Gli inverter SMA Sunny Tripower utilizzati appartengono alla gamma “SMA Sunny Tripower 15000TL/20000TL/25000TL” tipica di impianti di tipo commerciale ed industriale. Tali inverter presentano un rendimento molto elevato (98%) sono di tipo transformerless e garantiscono una buona flessibilità di servizio grazie all’elevata tensione disponibile in ingresso. L’inverter “SMA Sunny Tripower CORE1” è un inverter di tipo “free standing”, con rendimento del 98%, caratterizzato da un’elevata potenza e dalla possibilità di collegare in ingresso fino a dodici stringhe. Tale inverter, inoltre, rende superflua la presenza del sezionatore lato corrente continua in quanto integrato al suo interno. Come noto la norma CEI 0 – 21 (art. 8.4.4.1) ha dato la possibilità di escludere l’immissione in rete di componenti continue anche tramite l’utilizzo di una funzione di protezione adeguata, per questo gli inverter scelti di tipo “transformerless” prevedono una protezione tramite interruttore differenziale di classe B o classe A nel caso in cui la specifica scheda tecnica dell’inverter lo consenta. Per gli inverter dotati di più inseguitori MPP è necessario prevedere per ogni ingresso una protezione dalle sovratensioni data da un SPD. Nel caso degli inverter scelti, si ha una soluzione integrata con degli SPD interni posti in una sezione schermata al fine di evitare eventuali interazioni con i circuiti interni all’inverter. Nella realizzazione dell’impianto, tuttavia, resta consigliabile l’utilizzo di scaricatori di sovratensioni esterni all’inverter. Per quanto riguarda la tipologia di sistema di connessione, in relazione alla sicurezza elettrica, avendo scelto inverter di tipo “transformerless” il lato in continua dell’impianto rappresenta un’estensione della rete stessa la quale possiede un punto di messa a terra sia nel caso di sistema TT che di sistema TN. Un possibile guasto a terra sulle masse nel lato DC dell’impianto causa l’intervento dell’interruttore differenziale posto a valle dell’inverter. Sia gli inverter della gamma “SMA Sunny Tripower 15000TL/20000TL/25000TL” che l’inverter “SMA Sunny Tripower CORE1” sono dichiarati dal costruttore conformi sia alla norma CEI 0 – 16 che alla norma CEI 0 – 21.

12.1 Accoppiamento array – inverter

Ai fini del progetto è necessario avere un accoppiamento adeguato tra array ed inverter tenendo conto della tensione massima sostenibile dallo stesso, della massima corrente, del valore minimo e massimo di tensione a richiesto dal Maximum Power Point Tracking (MPPT) e del massimo numero di stringhe in ingresso. Per ogni array, dunque, sono stati svolti i calcoli di verifica per poter ottenere il miglior accoppiamento tenendo conto anche di una sottostima della taglia dell'inverter fino al 10% rispetto alla potenza nominale generabile dall'array. Questa scelta si giustifica dalla necessità di avere un inverter sempre ben sfruttato e non sovradimensionato, noto che la potenza nominale dell'array è raggiunta solo in condizioni particolarmente favorevoli.

La scelta degli array è riportata nella seguente figura:

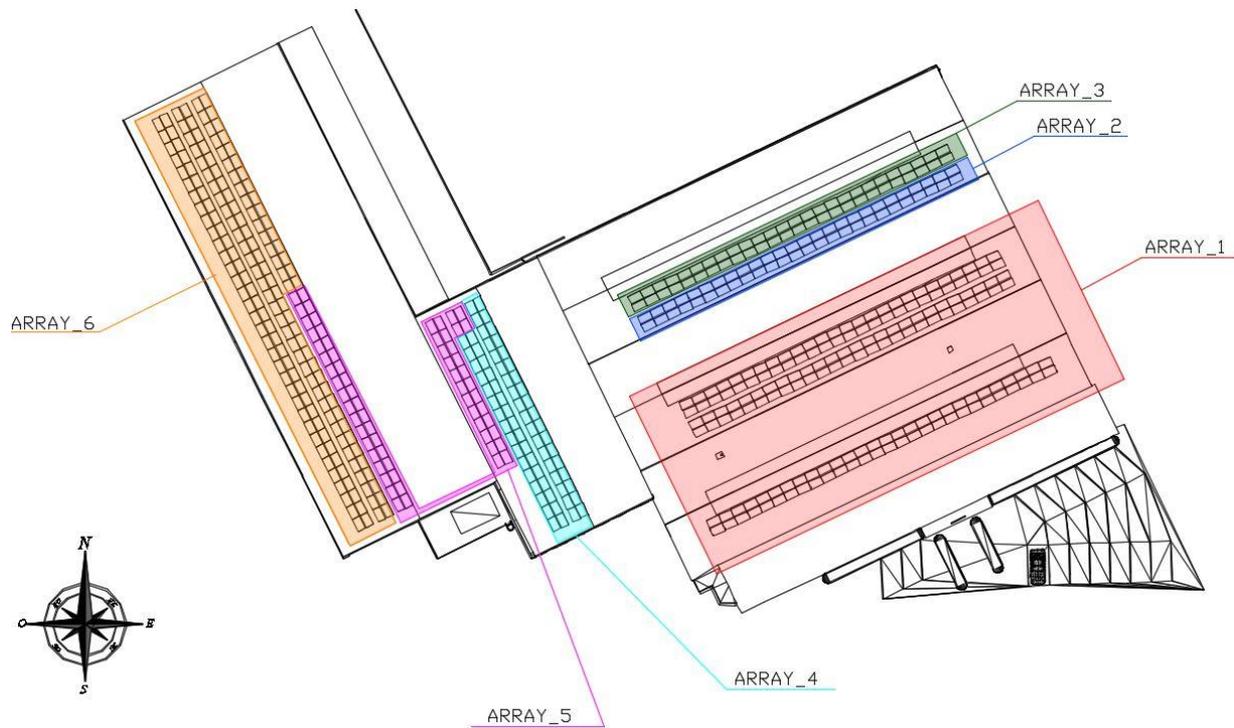


Figura 12.1.1 Configurazione degli array nel caso di installazione dei moduli TrinaSolar monocristallino

Ciascun array ha, in linea generale, un diverso numero di stringhe con pari numero di moduli posti in serie ed un inverter di riferimento. Gli inverter scelti sono quelli con taglia prossima alla potenza totale prodotta dall'array tra quelli proposti in precedenza e le connessioni tengono conto del massimo numero di stringhe ammesse in ingresso. Le scelte fatte in tal senso sono proposte nella successiva figura, in seguito saranno poi riportate, in modo schematico, le verifiche di accoppiamento corretto unitamente alle caratteristiche dell'array.

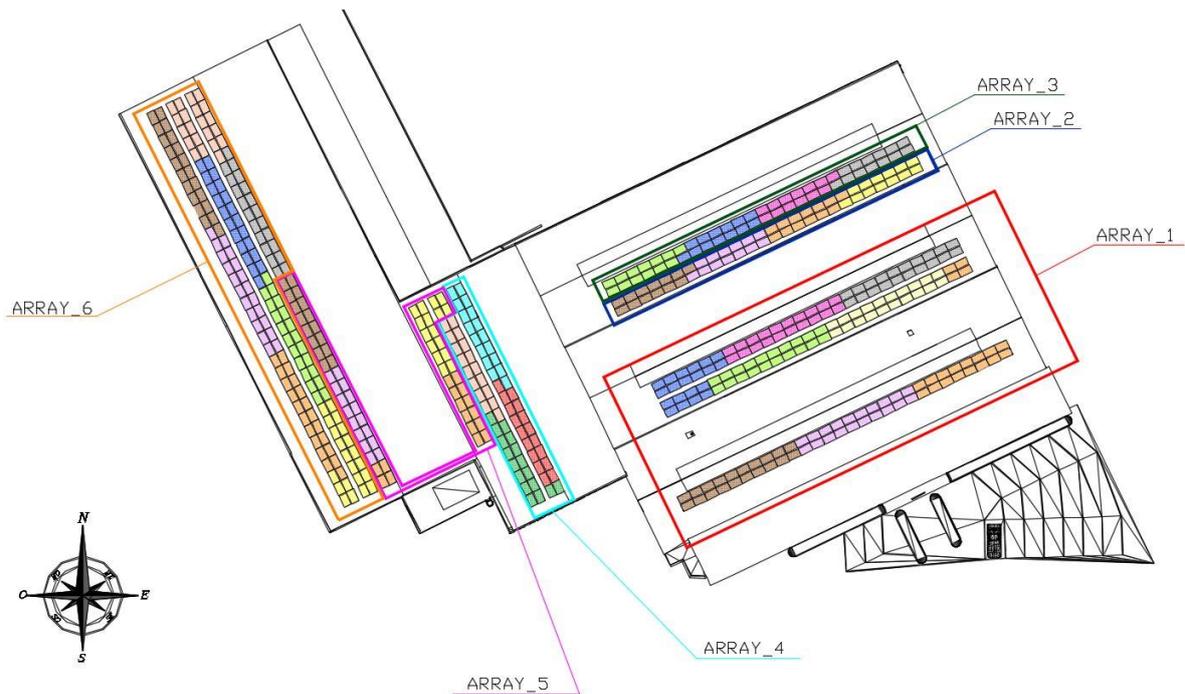


Figura 12.1.2 Configurazione delle stringhe negli array nel caso TrinaSolar Monocristallino

Al fine di avere un corretto accoppiamento è stato verificato che tra l'array e l'inverter sussistono le seguenti relazioni:

$$V_{min} (75\text{ }^{\circ}\text{C}) > V_{mppt_min}$$

$$V_{max} (-10\text{ }^{\circ}\text{C}) < V_{mppt_max}$$

$$V_{n_vuoto} < V_{max}$$

$$I_{n_max} (75\text{ }^{\circ}\text{C}) < I_{max}$$

$$0.9 < \frac{P_{inverter}}{P_{array}} < 1.1$$

Equazioni 12.1.1

Per l'ultima relazione, per quanto detto, si è cercato di essere sempre al di sotto del valore unitario, al fine di massimizzare le prestazioni del convertitore. Dopo tali premesse si propongono le caratteristiche degli array conformi alle equazioni sopra indicate.

Array fotovoltaico INVERTER 1		
N° totale di moduli	160	
N° di moduli / stringa	20	
N° di stringhe	8	
Potenza totale array Pm(a) tot	50400	Wp
Superficie totale	262	m ²
Peso totale	2976	kg
Tensione nominale di stringa Vn	666	V
Tensione nominale a vuoto Voc (di stringa)	810	V
Tensione minima Vn (+75 °C)	549	V
Tensione massima Vn (-10 °C)	748	V
Tensione massima a vuoto Voc (-10 °C)	892	V
Corrente massima a canale (+75°C, 1000 W/m ²)	19,42	A
Corrente massima In (+75°C, 1000 W/m ²)	77,7	A
Rapporto Pinv / Pm tot (0.9-1.1)	99,2%	

Tabella 12.1.1 Caratteristiche Array 1

Array fotovoltaico INVERTER 2		
N° totale di moduli	52	
N° di moduli / stringa	13	
N° di stringhe	4	
Potenza totale array Pm(a) tot	16380	Wp
Superficie totale	85	m ²
Peso totale	967,2	kg
Tensione nominale di stringa Vn	433	V
Tensione nominale a vuoto Voc (di stringa)	527	V
Tensione minima Vn (+75 °C)	357	V
Tensione massima Vn (-10 °C)	486	V
Tensione massima a vuoto Voc (-10 °C)	580	V
Corrente massima a canale (+75°C, 1000 W/m ²)	19,42	A
Corrente massima In (+75°C, 1000 W/m ²)	38,8	A
Rapporto Pinv / Pm tot (0.9-1.1)	91,6%	

Tabella 12.1.2 Caratteristiche Array 2

Array fotovoltaico INVERTER 3		
N° totale di moduli	52	
N° di moduli / stringa	13	
N° di stringhe	4	
Potenza totale array Pm(a) tot	16380	Wp
Superficie totale	85	m ²
Peso totale	967,2	kg
Tensione nominale di stringa Vn	433	V
Tensione nominale a vuoto Voc (di stringa)	527	V
Tensione minima Vn (+75 °C)	357	V
Tensione massima Vn (-10 °C)	486	V
Tensione massima a vuoto Voc (-10 °C)	580	V
Corrente massima canale (+75°C, 1000 W/m ²)	19,42	A
Corrente massima In (+75°C, 1000 W/m ²)	38,8	A
Rapporto Pinv / Pm tot (0.9-1.1)	91,6%	

Tabella 12.1.3 Caratteristiche Array 3

Array fotovoltaico INVERTER 4		
N° totale di moduli	68	
N° di moduli / stringa	17	
N° di stringhe	4	
Potenza totale array Pm(a) tot	21420	Wp
Superficie totale	111	m ²
Peso totale	1264,8	kg
Tensione nominale di stringa Vn	566	V
Tensione nominale a vuoto Voc (di stringa)	689	V
Tensione minima Vn (+75 °C)	466	V
Tensione massima Vn (-10 °C)	636	V
Tensione massima a vuoto Voc (-10 °C)	758	V
Corrente massima canale (+75°C, 1000 W/m ²)	19,42	A
Corrente massima In (+75°C, 1000 W/m ²)	38,8	A
Rapporto Pinv / Pm tot (0.9-1.1)	93,4%	

Tabella 12.1.4 Caratteristiche Array 4

Array fotovoltaico INVERTER 5		
N° totale di moduli	64	
N° di moduli / stringa	16	
N° di stringhe	4	
Potenza totale array Pm(a) tot	20160	Wp
Superficie totale	105	m ²
Peso totale	1190,4	kg
Tensione nominale di stringa Vn	533	V
Tensione nominale a vuoto Voc (di stringa)	648	V
Tensione minima Vn (+75 °C)	439	V
Tensione massima Vn (-10 °C)	599	V
Tensione massima a vuoto Voc (-10 °C)	714	V
Corrente massima canale (+75°C, 1000 W/m ²)	19,42	A
Corrente massima In (+75°C, 1000 W/m ²)	38,8	A
Rapporto Pinv / Pm tot (0.9-1.1)	99,2%	

Tabella 12.1.5 Caratteristiche Array 5

Array fotovoltaico INVERTER 6		
N° totale di moduli	168	
N° di moduli / stringa	21	
N° di stringhe	8	
Potenza totale array Pm(a) tot	52920	Wp
Superficie totale	275	m ²
Peso totale	3124,8	kg
Tensione nominale di stringa Vn	699	V
Tensione nominale a vuoto Voc (di stringa)	851	V
Tensione minima Vn (+75 °C)	576	V
Tensione massima Vn (-10 °C)	786	V
Tensione massima a vuoto Voc (-10 °C)	937	V
Corrente massima canale (+75°C, 1000 W/m ²)	19,42	A
Corrente massima In (+75°C, 1000 W/m ²)	77,7	A
Rapporto Pinv / Pm tot (0.9-1.1)	94,5%	

Tabella 12.1.6 Caratteristiche Array 6

La seguente tabella riepilogativa permette di richiamare la composizione di ogni array e di evidenziare la scelta effettuata sul collegamento in ingresso all'inverter delle stringhe.

Array	Stringhe	Moduli per stringa	P [kW]	Taglia inverter [kW]	MPPT indipendenti	Numero massimo di stringhe per MPPT
1	8	20	50,4	50	6	2
2	4	13	16,38	15	2	3
3	4	13	16,38	15	2	3
4	4	17	21,42	20	2	3
5	4	16	20,16	20	2	3
6	8	21	52,92	50	6	2

Inverter_1						
	Canale_1	Canale_2	Canale_3	Canale_4	Canale_5	Canale_6
Stringa_array	1,2	3,4	5	6	7	8

Inverter_2		
	Canale_1	Canale_2
Stringa_array	1,2	3,4

Inverter_3		
	Canale_1	Canale_2
Stringa_array	1,2	3,4

Inverter_4		
	Canale_1	Canale_2
Stringa_array	1,2	3,4

Inverter_5		
	Canale_1	Canale_2
Stringa_array	1,2	3,4

Inverter_6						
	Canale_1	Canale_2	Canale_3	Canale_4	Canale_5	Canale_6
Stringa_array	1,2	3,4	5	6	7	8

Tabella 12.1.7 Disposizione stringhe per MPPT dell'inverter

Note le caratteristiche della struttura, degli array, la loro disposizione ed i relativi inverter è possibile calcolare la producibilità annuale dell'impianto. I calcoli di producibilità tengono conto dell'inclinazione delle falde, del loro azimut e delle ombre date dagli ostacoli vicini (quando presenti). Il tilt delle falde 1-2-3 è pari a 7° mentre quello relativo alle falde 4 e 5 è di 6°. L'azimut, invece, risulta essere per le prime tre falde di -25° e per le restanti due di 65°. Si è cercato, per quanto possibile, di disporre i moduli in modo tale da non essere affetti da ombre significative durante il giorno, a prova di ciò si propone l'andamento delle ombre, ricavato tramite l'utilizzo del software SketchUp, di una giornata del mese di dicembre e del mese di aprile alle ore 10.00 e alle ore 15.00.

12.2 Analisi delle ombre con il software SketchUp

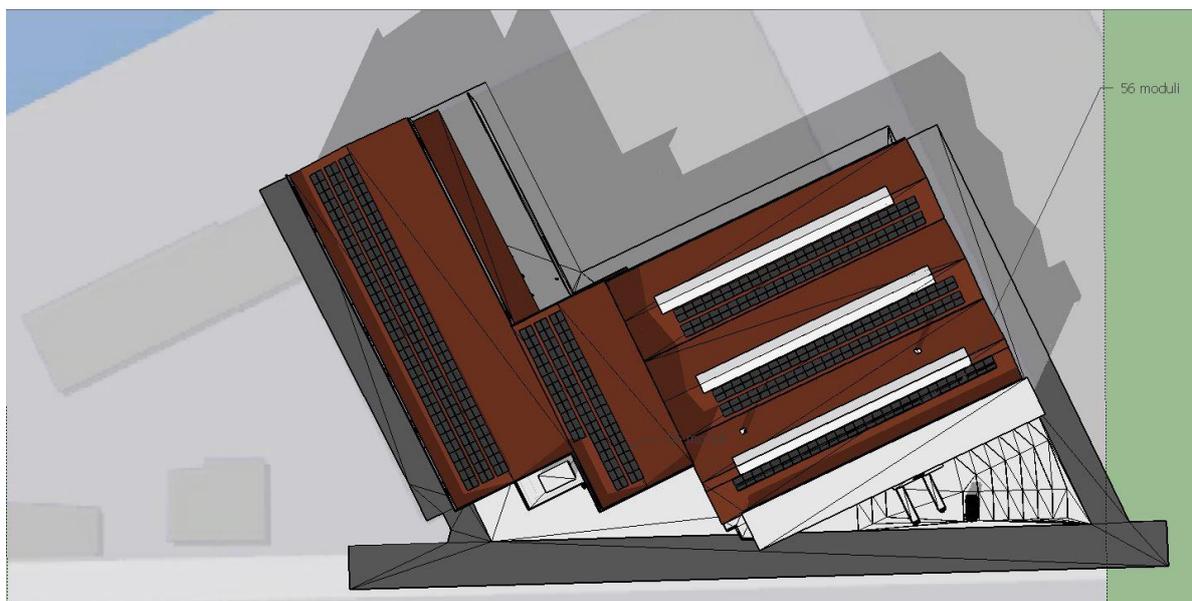


Figura 12.2.1 Andamento delle ombre in una giornata di dicembre alle ore 15.00



Figura 12.2.2 Andamento delle ombre in una giornata di aprile alle ore 15.00

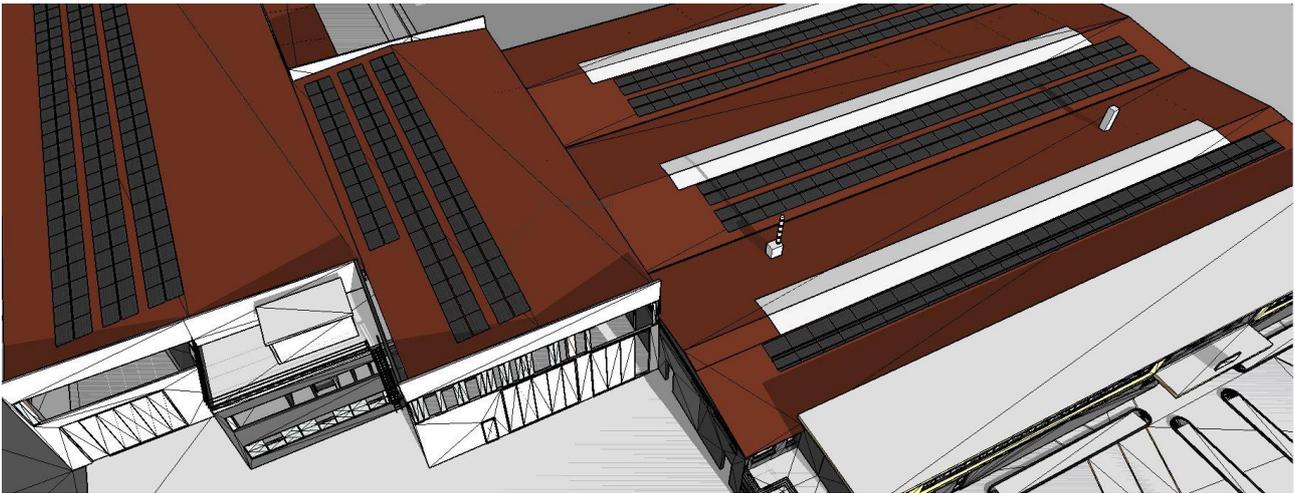


Figura 12.2.3 Andamento delle ombre in una giornata di dicembre alle ore 11.00

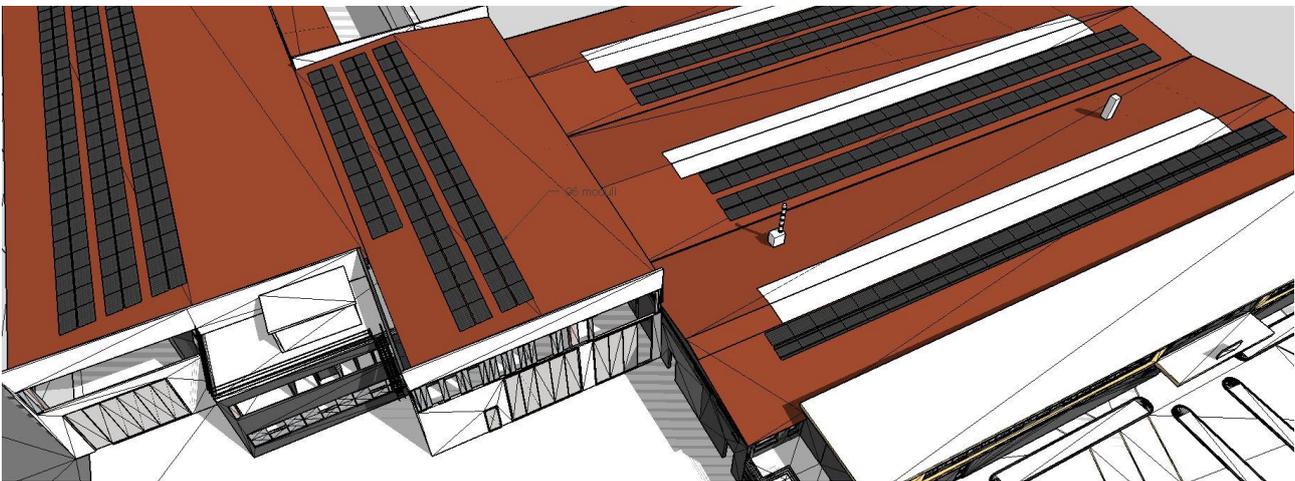


Figura 12.2.4 Andamento delle ombre in una giornata di aprile alle ore 11.00

Tramite l'ausilio del software SketchUp, avendo effettuato la localizzazione della struttura, è stato possibile effettuare una simulazione delle ombre in una giornata di aprile e in una di dicembre. Come si nota dalle figure proposte la disposizione dei moduli ha tenuto conto delle zone che, specialmente nei mesi invernali, siano più affette dalla presenza di ombre causate dal dislivello tra le strutture e dalla presenza dei parapetti. Si è, dunque, preferito disporre i moduli non a ridosso del limite della falda per non generare scompensi sulla producibilità facilmente evitabili. I due ostacoli posti nella falda centrale generano porzioni d'ombra nel caso dei mesi invernali tuttavia si è preferito disporre comunque i moduli in tale falda poiché le ombre generate non sono eccessive. La scelta di utilizzare un sistema multi inverter permette a quest'ultima casistica di non gravare eccessivamente sulla produzione generale ed inoltre non risulterebbe più conveniente un eventuale spostamento di tali moduli nella rispettiva falda nord ovest.

12.3 Analisi della producibilità

L'analisi della producibilità dell'impianto viene effettuata tramite l'utilizzo del software PVsyst. Per il caso in analisi, con moduli TrinaSolar monocristallini, il modello della struttura e dell'impianto realizzato è riportato di seguito.

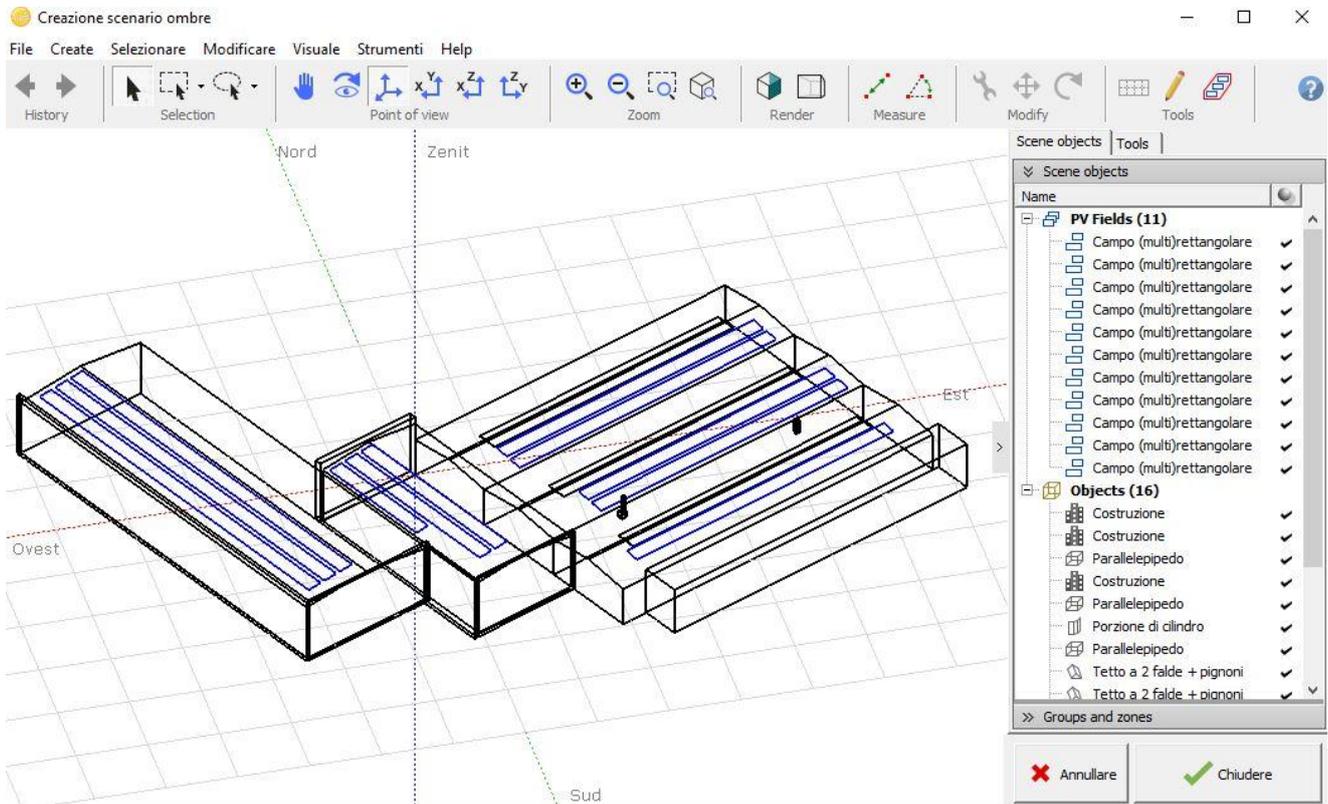


Figura 12.3.1 Modello della struttura e dell'impianto realizzato con il software PVsyst

Dopo aver diviso il progetto in sei sotto casi differenti, rappresentativi dei sei array, per ognuno di questi si è reso necessario definire il numero di moduli e la loro configurazione, l'accoppiamento array - inverter ed, infine, la collocazione dei singoli moduli nelle rispettive stringhe come richiesto per un'analisi delle ombre più accurata. Si riportano nell'appendice A i modelli relativi ai sei sotto casi utilizzati nella simulazione.

Tramite la sezione “Risultati dettagliati”, presente negli strumenti utili alla simulazione del software PVsyst, sono stati estrapolati i valori di produzione oraria dell’impianto per l’intero anno, supponendo che tali valori si mantengano costanti all’interno dell’ora. Tali dati sono stati, poi, inseriti in un foglio di calcolo che, ora per ora, rende disponibile l’informazione sulla produzione dei singoli array e su quella totale dell’intero impianto.

A titolo di esempio si riportano i valori di produzione per ogni singolo array e dell’intero impianto fotovoltaico in tre giornate tipiche dell’anno 21/12, 21/04 e 21/07.

Data e ora	Produzione_1 [kWh]	Produzione_2 [kWh]	Produzione_3 [kWh]	Produzione_4 [kWh]	Produzione_5 [kWh]	Produzione_6 [kWh]	Produzione_tot [kWh]
21/12/2017 00:00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
21/12/2017 01:00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
21/12/2017 02:00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
21/12/2017 03:00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
21/12/2017 04:00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
21/12/2017 05:00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
21/12/2017 06:00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
21/12/2017 07:00	1,0	0,3	0,3	1,0	0,3	0,4	3,2
21/12/2017 08:00	3,7	1,2	1,2	3,7	1,4	1,5	12,7
21/12/2017 09:00	5,9	1,9	1,9	6,0	2,3	2,4	20,5
21/12/2017 10:00	8,2	2,7	2,7	8,1	3,1	3,3	28,1
21/12/2017 11:00	7,6	2,5	2,5	7,8	3,0	3,2	26,5
21/12/2017 12:00	6,5	2,1	2,1	6,8	2,6	2,8	22,9
21/12/2017 13:00	4,6	1,5	1,5	4,8	1,9	2,0	16,2
21/12/2017 14:00	2,3	0,8	0,8	2,5	0,9	1,0	8,3
21/12/2017 15:00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
21/12/2017 16:00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
21/12/2017 17:00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
21/12/2017 18:00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
21/12/2017 19:00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
21/12/2017 20:00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
21/12/2017 21:00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
21/12/2017 22:00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
21/12/2017 23:00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Tabella 12.3.1 Valori di produzione per ogni array e dell’intero impianto per il 21/12

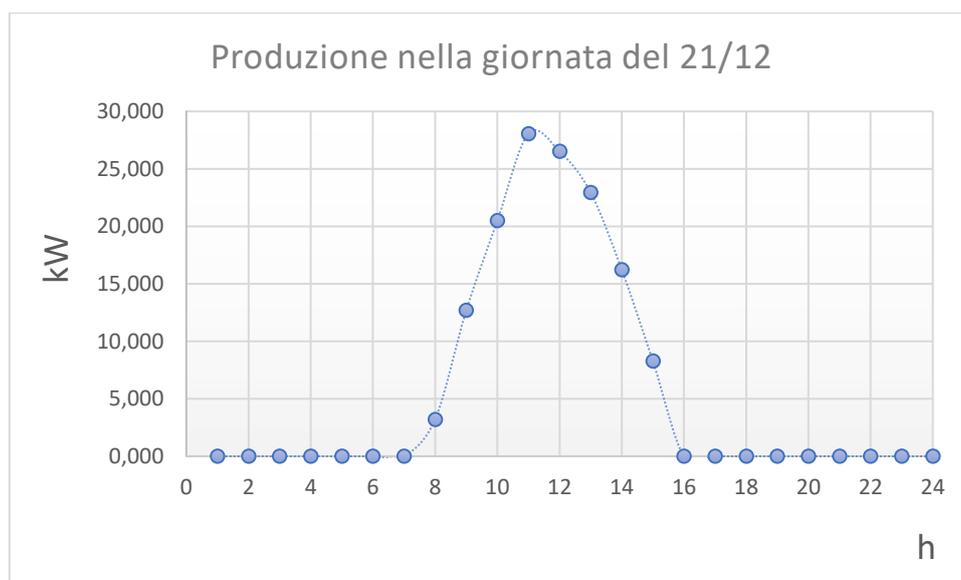


Figura 12.3.2 Andamento della produzione dell’impianto per la giornata del 21/12

Data e ora	Produzione_1 [kWh]	Produzione_2 [kWh]	Produzione_3 [kWh]	Produzione_4 [kWh]	Produzione_5 [kWh]	Produzione_6 [kWh]	Produzione_tot [kWh]
21/04/2017 00:00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
21/04/2017 01:00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
21/04/2017 02:00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
21/04/2017 03:00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
21/04/2017 04:00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
21/04/2017 05:00	2,9	0,9	0,9	0,9	0,9	2,3	8,8
21/04/2017 06:00	5,5	1,8	1,8	2,2	2,0	5,3	18,5
21/04/2017 07:00	9,9	3,2	3,2	3,9	3,7	9,6	33,6
21/04/2017 08:00	12,7	4,1	4,2	5,2	4,8	12,6	43,6
21/04/2017 09:00	14,6	4,7	4,8	6,0	5,6	14,7	50,4
21/04/2017 10:00	16,9	5,5	5,5	7,1	6,6	17,3	58,8
21/04/2017 11:00	16,3	5,3	5,3	6,9	6,5	16,8	57,0
21/04/2017 12:00	14,6	4,7	4,8	6,3	5,9	15,3	51,6
21/04/2017 13:00	12,6	4,1	4,1	5,5	5,2	13,5	45,1
21/04/2017 14:00	11,9	3,9	3,9	5,3	5,0	13,0	42,9
21/04/2017 15:00	4,9	1,6	1,6	2,2	2,1	5,4	17,7
21/04/2017 16:00	1,5	0,5	0,5	0,7	0,6	1,7	5,4
21/04/2017 17:00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
21/04/2017 18:00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
21/04/2017 19:00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
21/04/2017 20:00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
21/04/2017 21:00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
21/04/2017 22:00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
21/04/2017 23:00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Tabella 12.3.2 Valori di produzione per ogni array e dell'intero impianto per il 21/04

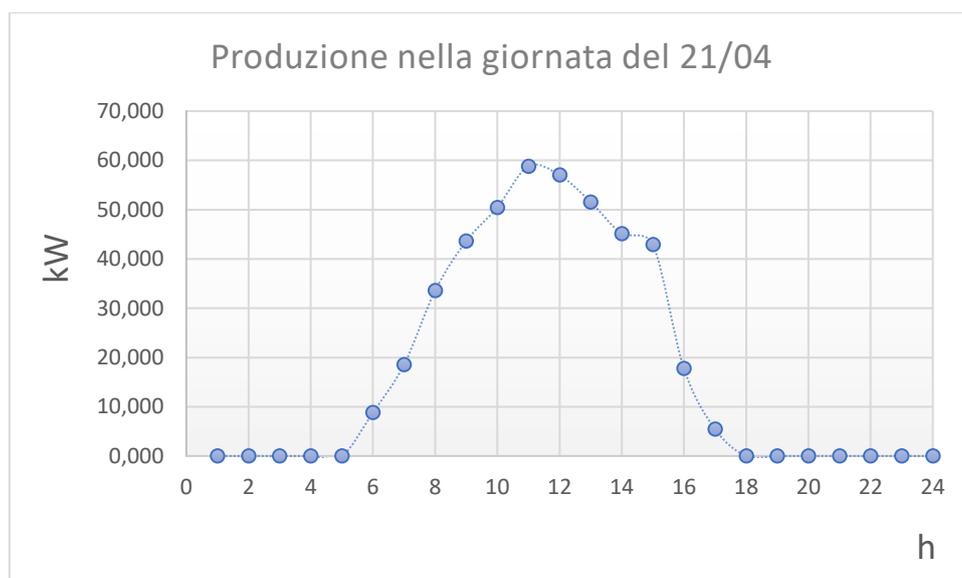


Figura 12.3.3 Andamento della produzione dell'impianto per la giornata del 21/04

Data e ora	Produzione_1 [kWh]	Produzione_2 [kWh]	Produzione_3 [kWh]	Produzione_4 [kWh]	Produzione_5 [kWh]	Produzione_6 [kWh]	Produzione_tot [kWh]
21/07/2017 00:00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
21/07/2017 01:00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
21/07/2017 02:00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
21/07/2017 03:00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
21/07/2017 04:00	0,7	0,2	0,2	0,7	0,2	0,3	2,3
21/07/2017 05:00	8,2	2,6	2,7	5,4	2,0	2,2	23,1
21/07/2017 06:00	17,3	5,6	5,6	13,0	5,0	5,3	51,7
21/07/2017 07:00	25,5	8,2	8,2	21,9	8,3	8,9	81,0
21/07/2017 08:00	31,8	10,2	10,2	29,3	11,1	11,8	104,5
21/07/2017 09:00	34,8	11,6	11,6	34,2	13,2	14,1	119,6
21/07/2017 10:00	35,9	12,3	12,3	35,9	14,5	15,5	126,5
21/07/2017 11:00	36,0	12,4	12,4	36,6	15,0	16,0	128,3
21/07/2017 12:00	35,3	11,9	11,9	36,4	14,9	15,8	126,3
21/07/2017 13:00	33,7	10,9	10,9	35,4	14,1	15,0	120,0
21/07/2017 14:00	28,5	9,2	9,2	33,0	12,5	13,3	105,6
21/07/2017 15:00	21,3	6,9	6,9	26,7	10,1	10,8	82,6
21/07/2017 16:00	12,7	4,1	4,1	18,5	7,0	7,5	53,9
21/07/2017 17:00	4,7	1,7	1,7	8,7	3,1	3,7	23,6
21/07/2017 18:00	0,5	0,1	0,1	0,6	0,2	0,2	1,7
21/07/2017 19:00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
21/07/2017 20:00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
21/07/2017 21:00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
21/07/2017 22:00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
21/07/2017 23:00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Tabella 12.3.3 Valori di produzione per ogni array e dell'intero impianto per il 21/04

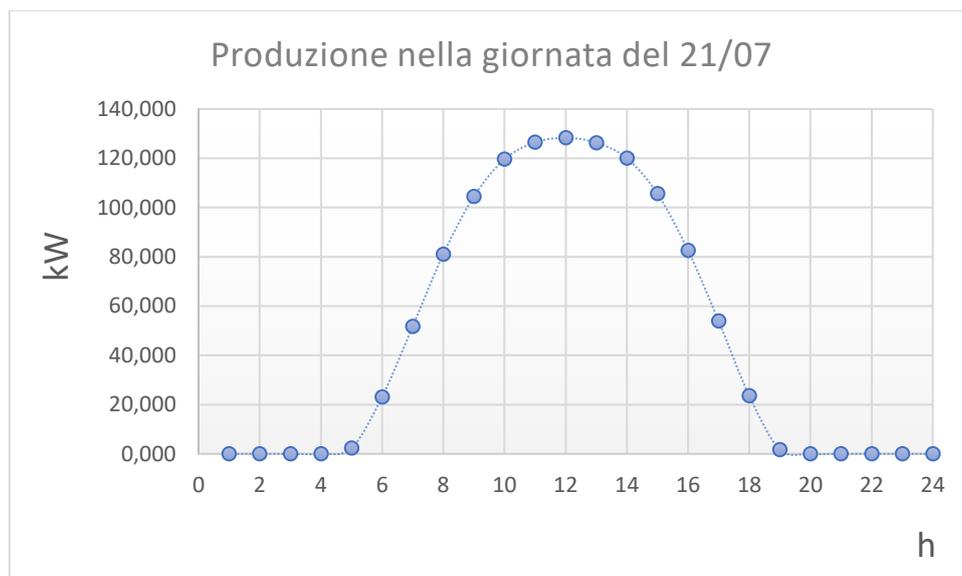


Figura 12.3.4 Andamento della produzione dell'impianto per la giornata del 21/07

Dai dati resi disponibili dalla simulazione si evince come il valore massimo di produzione stimato sia di 138 kWh riferito alle ore 10.00 del 03/08. Si propone, infine, nella seguente tabella l'energia prodotta annualmente e l'energia prodotta al kWp per ogni array e per l'impianto fotovoltaico complessivo.

TRINASOLAR MONOCRITALLINO				
Array	Potenza [kW]	Taglia inverter [kW]	E prodotta [MWh/anno]	E prodotta/kWp [kWh/KWp/anno]
1	50,4	50	66,794	1325
2	16,38	15	21,823	1332
3	16,38	15	21,871	1335
4	21,42	20	27,94	1304
5	20,16	20	26,203	1300
6	52,92	50	67,778	1281
Totale	177,66	170	232,409	1308³

Tabella 12.3.4 Energia prodotta all'anno ed energia prodotta al kWp all'anno

Nota la produzione dell'impianto si è resa necessaria la conoscenza dei consumi elettrici dello stabilimento industriale al fine di valutare la reale incidenza dell'installazione di un impianto fotovoltaico con le caratteristiche viste. L'azienda titolare dello stabilimento ha, dunque, reso disponibili i suoi consumi orari in termini di energia attiva e reattiva per l'anno 2017. Tali dati sono stati inseriti nello stesso foglio di calcolo relativo alla produzione dell'impianto per poter effettuare un'analisi sull'autoconsumo e sull'energia eventualmente immessa o prelevata dalla rete.

Lo stabilimento industriale, nell'anno 2017, ha registrato un consumo annuale di energia attiva e reattiva rispettivamente di 643 MWh/anno e 331 MVarh/anno. Il picco di consumo di energia attiva si è registrato il 23/01 alle ore 9.00 con 144 kWh assorbiti, mentre il picco di energia reattiva si è registrato il 13/06 alle ore 12.00 con 75 kVarh assorbiti.

CONSUMI ELETTRICI			
Ea anno [MWh/anno]	Er anno [MVarh/anno]	Ea max [kWh]	Er max [kVarh]
643	331	144	75

Tabella 12.3.5 Sintesi dei consumi elettrici dello stabilimento

Avendo a disposizione la produzione oraria dell'impianto e i consumi dello stabilimento si è reso possibile il calcolo dell'energia immessa o prelevata dalla rete per ogni ora del giorno e il valore di autoconsumo ottenuto. Nel foglio di calcolo si sono, dunque, predisposte delle colonne dedicate per la valutazione di tali energie. Nel caso in cui, in una determinata ora, la produzione ecceda il consumo la quota eccedente rappresenta un'energia immessa in rete, in caso contrario l'energia immessa in rete è ovviamente nulla. Analogamente, ma con criterio opposto, è stata completata la colonna relativa all'energia prelevata da rete in cui nel caso di eccedenza di produzione rispetto ai consumi l'energia prelevata risulta essere nulla. L'autoconsumo è stato, invece, ricavato come differenza tra la richiesta di energia dell'utenza, rappresentata dai consumi, e l'energia realmente prelevata dalla rete. Nel caso

³ Media pesata dell'energia prodotta all'anno al kWp rispetto alla potenza di picco

di tale impianto dai valori di produzione ottenuti e noti i consumi annuali dello stabilimento si è ottenuto un valore massimo di energia immessa in rete pari a 122 kWh registrato alle ore 11.00 del 01/05 ed un valore massimo di energia prelevata da rete pari a 141 kWh registrato alle ore 9.00 del 23/01. Il valore più alto di richiesta di energia totalmente soddisfatta dalla produzione dell'impianto è di 119 kWh registrato alle ore 12.00 del 15/05. Nell'intero anno si è ottenuta un'energia immessa di 64 MWh ed un'energia prelevata di 474 MWh.

Eimm anno [MWh/anno]	Epre anno [MWh/anno]	Eimm max [kWh]	Epre max [kWh]	Eauto max [kWh]
64	474	122	141	119

Tabella 12.3.6 Sintesi dell'energia massima prelevata, immessa e auto consumata

Si riportano di seguito, per quattro mesi caratteristici dell'anno, gli andamenti dei consumi elettrici e della produzione dell'impianto e i valori percentuali di autoconsumo rispetto ai consumi e rispetto alla produzione. I restanti grafici sono riportati in appendice B.

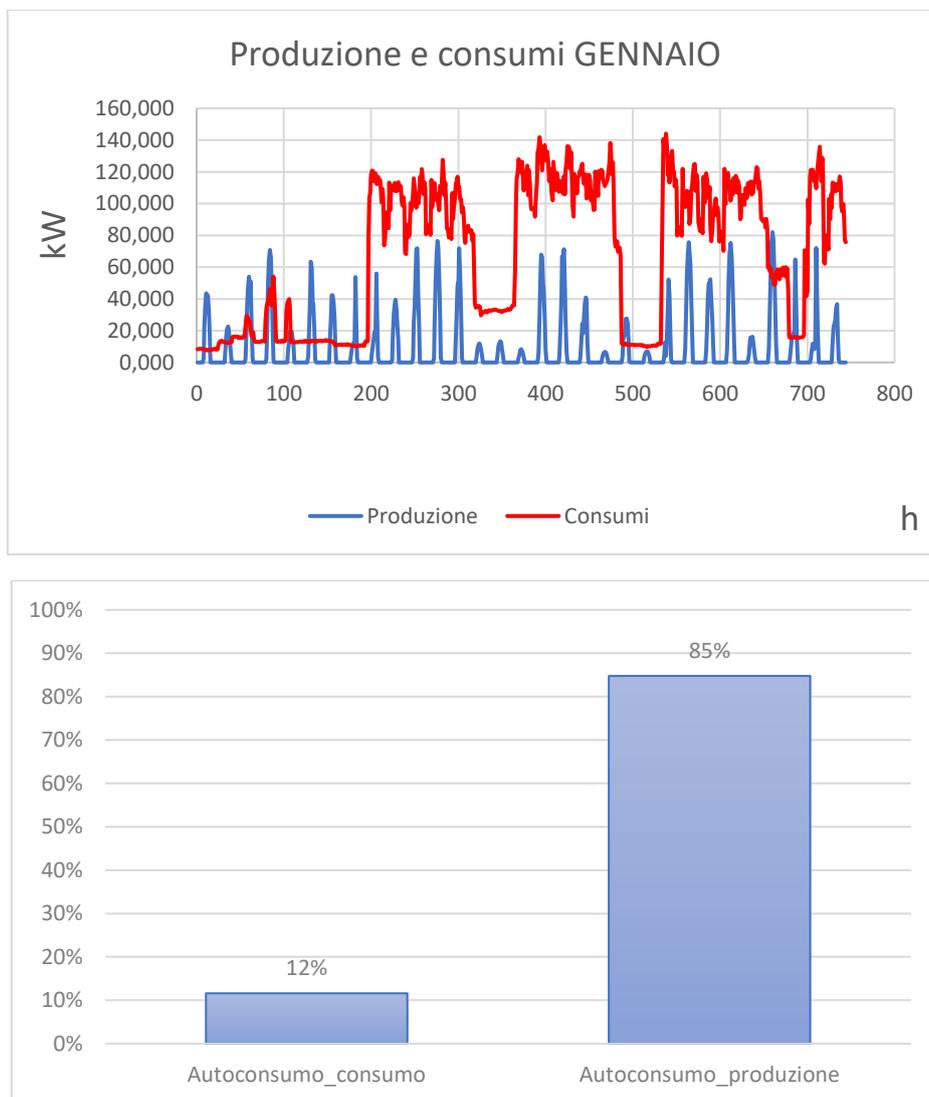


Figura 12.3.5 Produzione, consumo ed autoconsumo del mese di Gennaio

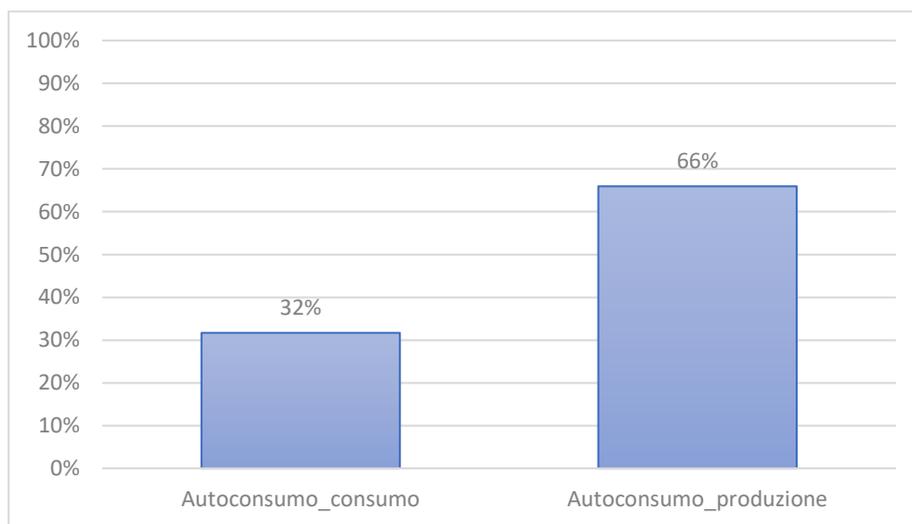
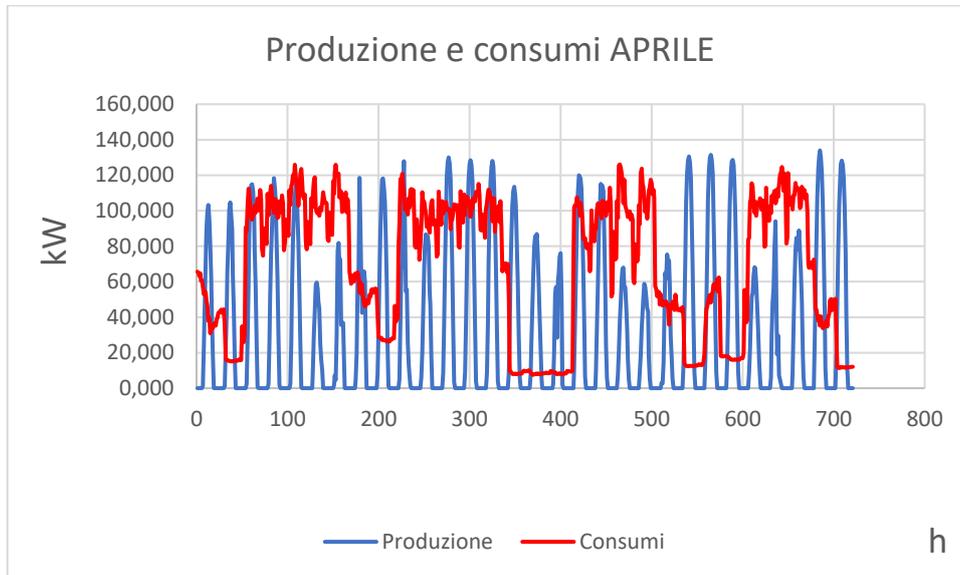


Figura 12.3.6 Produzione, consumo ed autoconsumo del mese di Aprile

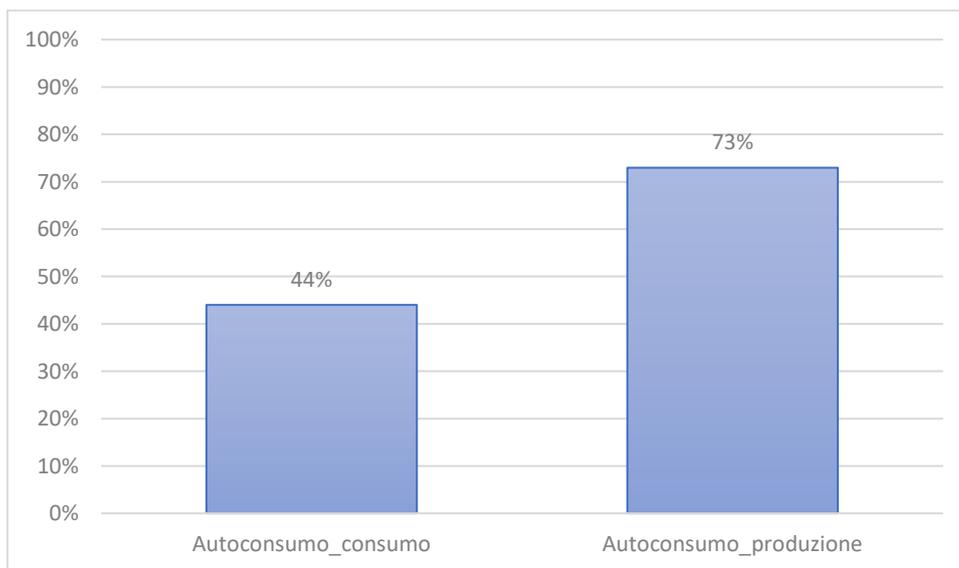
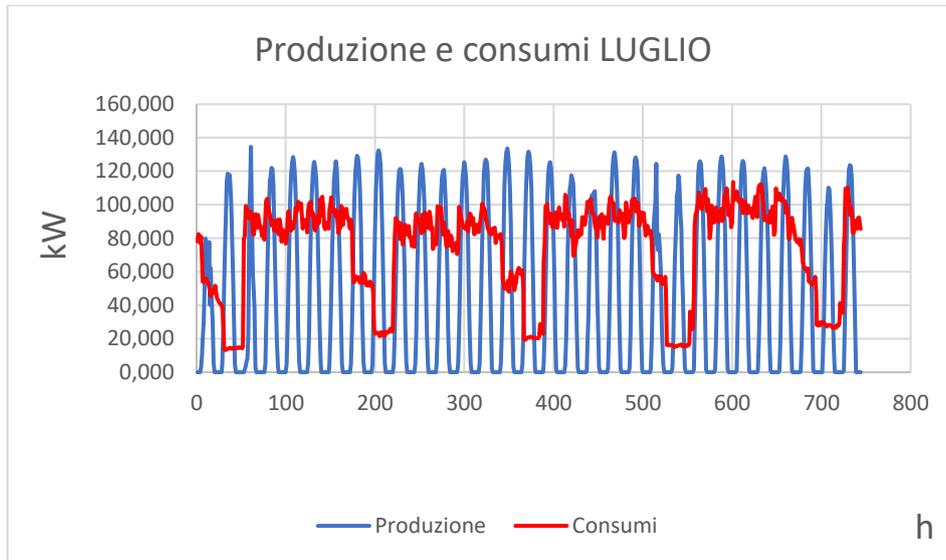


Figura 12.3.7 Produzione, consumo ed autoconsumo del mese di Luglio

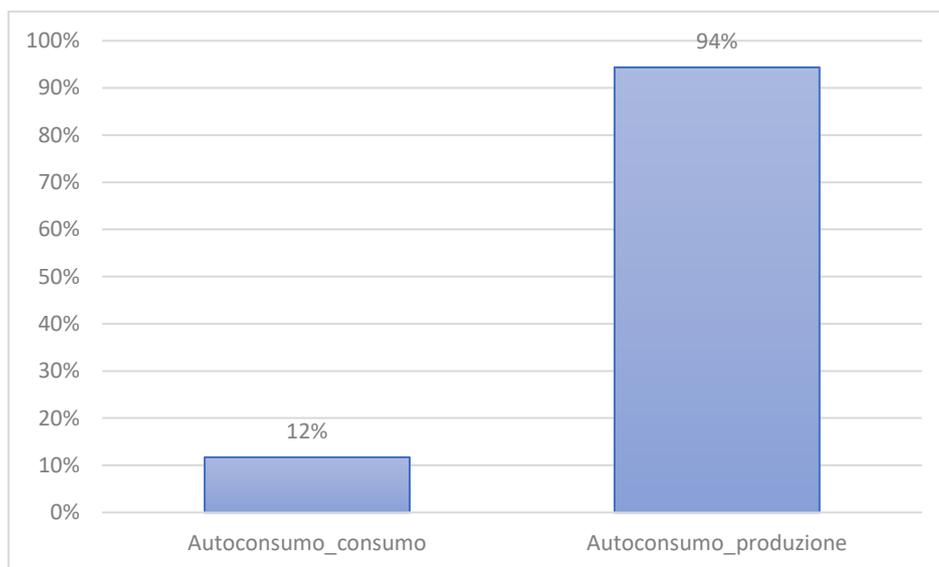
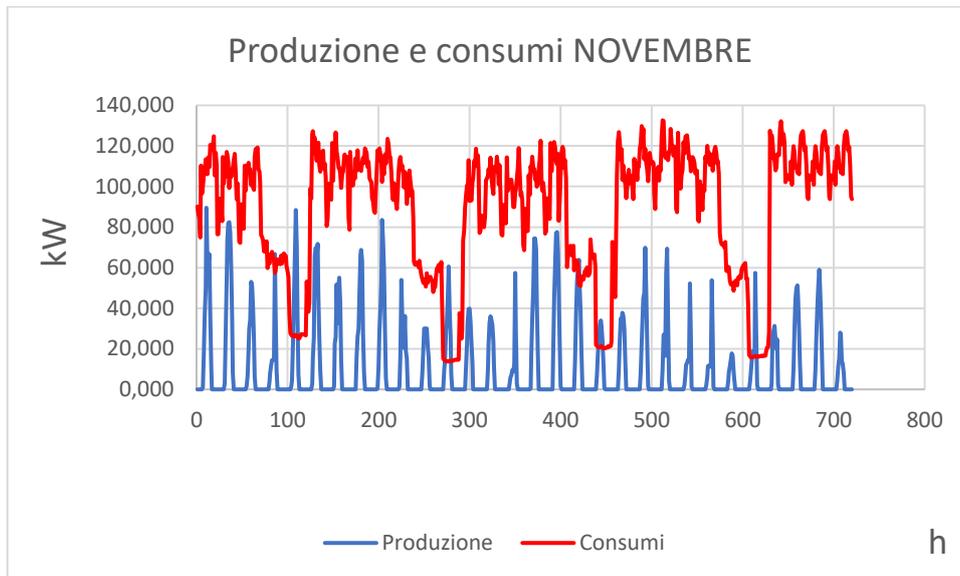


Figura 12.3.8 Produzione, consumo ed autoconsumo del mese di Novembre

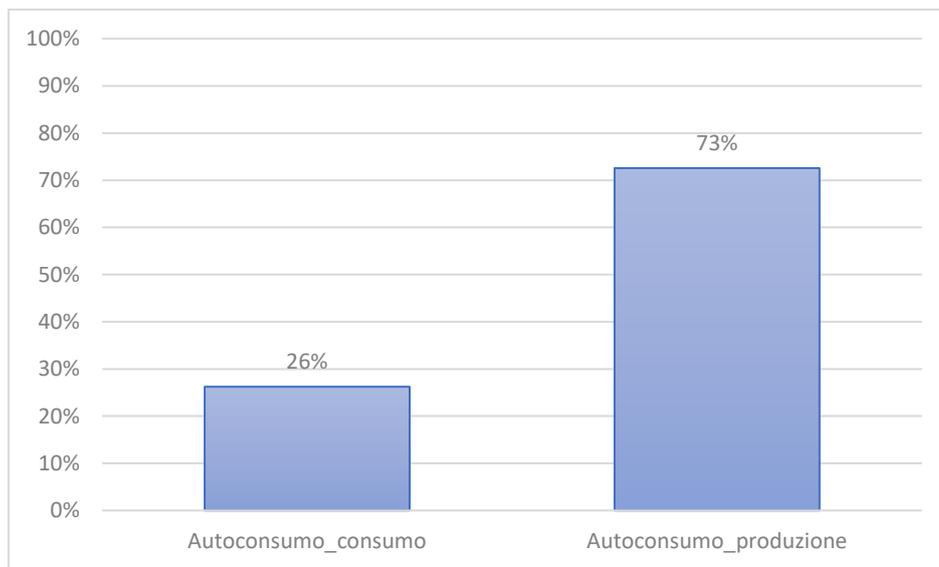
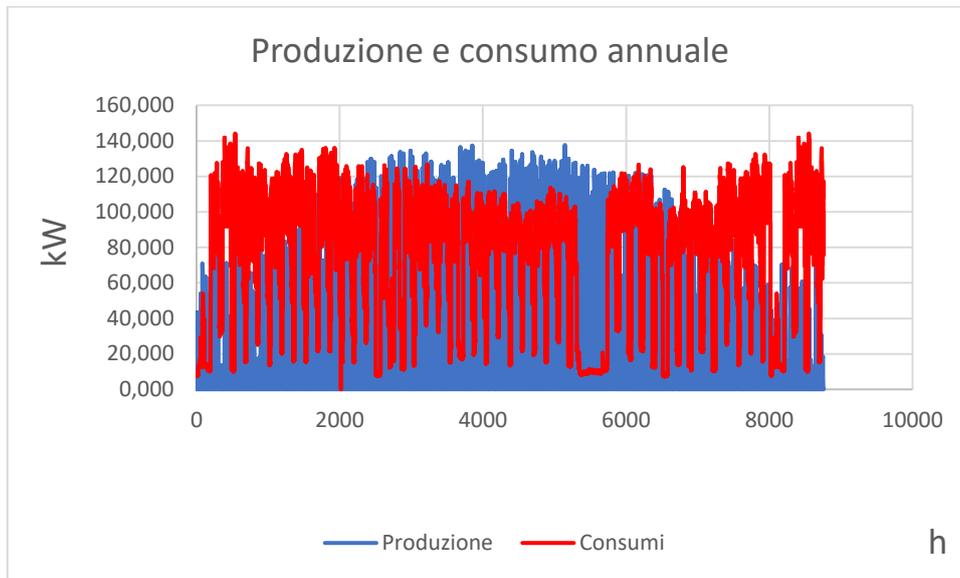


Figura 12.3.9 Produzione, consumo ed autoconsumo annuale

Da quanto esposto si nota, dunque, che:

- L'autoconsumo rispetto ai consumi assume il valore massimo nel mese di luglio (44%);
- L'autoconsumo rispetto alla produzione assume il valore massimo nel mese di novembre (94%);
- L'autoconsumo rispetto ai consumi annuale è del 26%;
- L'autoconsumo rispetto alla produzione annuale è del 73%;

Tale impianto presenta, dunque, un valore di autoconsumo rispetto alla produzione più che soddisfacente in quanto annualmente la quantità di energia elettrica prodotta viene in buona parte utilizzata per sopperire ai consumi. Essendo, tuttavia, tali consumi considerevoli l'autoconsumo valutato rispetto ai consumi totali non ha un valore elevato essendo in un anno approssimativamente del 26%.

12.4 Analisi economica dell'investimento

Per poter effettuare il completo confronto tra le soluzioni proposte oltre che l'analisi della producibilità dell'impianto è necessaria una valutazione economica dell'investimento. Tale analisi, esposta nel dettaglio per il seguente caso, sarà utilizzata, senza essere nuovamente richiamata, anche per i restanti casi. L'analisi economica ha come obiettivo il calcolo del valore attuale netto (VAN) dell'investimento su 25 anni ipotizzando l'utilizzo del servizio di scambio sul posto garantito dal GSE e valutando il risparmio in bolletta, le spese di manutenzione e l'investimento iniziale. In tal modo si è reso possibile un confronto omogeneo tra le tre soluzioni.

I flussi di cassa considerati sono elencati di seguito:

Flussi Positivi:

- Corrispettivo di scambio sul posto (Cs)
- Autoconsumo (Risparmio in bolletta)
- Eccedenze

Flussi Negativi:

- Investimento iniziale
- Manutenzione

Nel caso in cui alla fine dell'anno l'energia immessa superi l'energia prelevata l'energia in eccedenza ha diritto ad una valorizzazione. Il credito ottenibile da tale valorizzazione per l'anno i -esimo può essere calcolato nel seguente modo:

$$C_i = \max(0; C e_i - O e_i)$$

Equazione 12.4.1

Dove:

- Ci è il credito ottenibile all'anno i-esimo dal GSE;
- Cei è il controvalore dell'energia immessa all'anno i-esimo;
- Oei è l'onere dell'energia prelevata nell'anno i-esimo;

Nel caso in analisi, tuttavia, non saranno presenti eccedenze essendo l'energia annualmente prelevata sempre superiore rispetto a quella prodotta.

Nella valutazione dei flussi positivi, quindi, si è tenuto in conto solo delle due voci relative al corrispettivo di scambio sul posto e all'autoconsumo. Si è, però, valutata anche la possibile variazione di producibilità dell'impianto dovuta al degrado dei moduli negli anni. Tale degrado è un ulteriore discriminante tra i tre casi in analisi essendo differente a seconda delle tecnologie.

Per i moduli TrinaSolar monocristallini "TSM-DD05A.08" tali perdite sono indicate nella corrispettiva scheda tecnica:

- Perdita del 3% nel primo anno;
- Perdita dello 0.68 % dal secondo anno fino al venticinquesimo;

Si è ipotizzato che questa perdita di efficienza si traduca in una perdita di produzione che segua le stesse percentuali indicate. Nel foglio di calcolo contenente i dati relativi alla produzione oraria si è, dunque, tenuto in conto di un fattore di riduzione pari alla perdita percentuale dovuta al degrado. Tale perdita di produzione, valutata ora per ora, causa inevitabilmente anche delle variazioni sull'energia prelevata o immessa in rete. Queste variazioni incideranno sia sull'autoconsumo che sul calcolo del corrispettivo di scambio sul posto.

13.4.1 Metodo di calcolo del contributo di scambio sul posto

Per il calcolo del corrispettivo di scambio sul posto (Cs) ci si è attenuti alle regole tecniche proposte dal GSE [9] per cui si avrà:

$$Cs = \min (OE; CEi) + CUSf * ES$$

Equazione 12.4.1.1

Dove:

- Oe è l' *onere energia* rappresenta il prezzo dell'energia elettrica prelevata dalla rete e pagata dall'utente. Il prezzo dell'energia è dato dal prodotto tra l'energia prelevata e il prezzo unico nazionale (PUN) calcolato come media dei prezzi zonali.
- Cei è il *controvalore dell'energia immessa* rappresenta il valore economico dell'energia immessa in rete. Tale valore è ottenibile come prodotto tra l'energia immessa e il prezzo zonale nel mercato del giorno prima.
- Cusf è il *corrispettivo unitario di scambio forfettario* rappresenta un valore in centesimi di euro fornito dal GSE secondo diversi parametri.
- Es è l' *energia scambiata* è data dal minimo tra l'energia immessa e quella prelevata nell'arco di un anno

Il calcolo viene quindi svolto come segue:

$$OE = Ep * PUN$$
$$CEi = \sum_{h=1}^{8760} Eimmh * Pzmgph$$

Equazione 12.4.1.2

Il corrispettivo unitario di scambio forfettario CUsf è composto da due termini:

- Il corrispettivo unitario di scambio relativo alle reti, pari alla somma algebrica, arrotondata alla terza cifra decimale, dalle parti unitarie variabili, espresse in c€/kWh, delle tariffe di trasmissione, di distribuzione, dei corrispettivi di dispacciamento nonché delle componenti UC3 e UC6;
- Il corrispettivo unitario di scambio relativo agli oneri generali di sistema, pari alla somma algebrica, arrotondata alla terza cifra decimale, delle parti unitarie variabili, espresse in c€/kWh, delle componenti tariffarie A, e UC, ad eccezioni delle componenti UC3 e UC6.

La formulazione generale del CUsf, espresso in c€/kWh, assume poi valori differenti anche a seconda della taglia dell'impianto:

- Nel caso di impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza fino a 20 kW, il CUsf è fornito dalla somma tra il corrispettivo unitario di scambio forfettario annuale relativo alle reti (CUsfreti) e il corrispettivo unitario di scambio forfettario annuale relativo agli oneri generali di sistema (CUsfogs):

$$CUsf = CUsfreti + CUsfogs$$

- Nel caso di impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza superiore ai 20 kW, il CUsf è fornito dalla somma tra il corrispettivo unitario di scambio forfettario annuale relativo alle reti (CUsfreti) e il corrispettivo unitario di scambio forfettario annuale relativo agli oneri generali di sistema (CUsfogs), quest'ultimo caratterizzato dalla presenza di un limite:

$$CUsf = CUsfreti + \min(CUsfogs; Limite\ annuale)$$

Dal 2014, i valori del limite annuale nel caso di punto di scambio con impianti alimentati da fonti rinnovabili per una potenza complessiva superiore a 20 kW sono determinabili in funzione di [9]:

- Impianti fotovoltaici che ricevono incentivi;
- Impianti fotovoltaici che non percepiscono incentivazione;
- Impianti eolici, idroelettrici e alimentati da biomasse che beneficiano di certificati verdi;
- Impianti eolici, idroelettrici e alimentati da biomasse che non beneficiano di certificati verdi;
- Impianti che non rientrano nei casi precedenti.

Il caso in analisi rientra nella seconda categoria non prevedendo la presenza di alcun incentivo per cui le regole tecniche fornite indicano che il limite annuale è determinabile dalla differenza, se positiva, tra un valore di riferimento Crif e il termine CUSfreti. Il valore di riferimento Crif è ottenuto, a sua volta, dalla differenza tra 174 €/MWh e il prezzo medio di mercato delle ore comprese tra le 8 e le 20 rilevato nell'anno solare precedente a quello di applicazione del limite stesso. Con l'ipotesi che il prezzo dalle ore 8 alle 20 sia approssimabile con quello relativo alla fascia F1 ci si baserà sui dati ricavati dal database statistico del GME.

Noto tale prezzo medio di mercato nella fascia oraria F1 e considerando la costante di 174 €/MWh si stabilisce il valore di riferimento per il limite annuale:

$$Crif = 174 \frac{\text{€}}{\text{MWh}} - \text{Prezzo medio fascia F1}$$

Si determina ora il limite annuale pari alla differenza, se positiva, tra il valore di riferimento Crif e il termine CUSfreti:

$$\text{Limite annuale} = Crif - CUSfreti$$

Se la differenza risultasse negativa, il limite viene imposto a zero. I valori di CUSfreti e di CUSfogs sono ottenibili dal sito dell'“Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente” (ARERA). Tali valori sono forniti in funzione del tipo di USSP e degli scaglioni di consumo, come visto in precedenza, sono inoltre classificati con una media mensile e annuale. L'impianto analizzato è classificabile come “Altre Utente non domestiche in BT”.

Si riportano ora delle tabelle riepilogative relative al PUN e ai prezzi zonali per l'anno in analisi (2017), ai prezzi medi della fascia F1 relativi all'anno solare precedente a quello di applicazione del limite stesso e ai coefficienti CUSfreti e CUSfogs [23].

Periodo	Prezzo d'acquisto PUN 2017 [€/MWh]
Gennaio	72,24
Febbraio	55,54
Marzo	44,46
Aprile	42,86
Maggio	43,06
Giugno	48,86
Luglio	50,31
Agosto	55,77
Settembre	48,59
Ottobre	54,66
Novembre	65,77
Dicembre	65,1
Media Totale	53,935

Tabella 12.4.1.1 PUN 2017

Periodo	Prezzo F1 2016 [€/MWh]
Gennaio	56,38
Febbraio	41,64
Marzo	37,47
Aprile	32,16
Maggio	36,04
Giugno	39,97
Luglio	48,15
Agosto	38,51
Settembre	47,96
Ottobre	60,91
Novembre	69,9
Dicembre	65,91
Media Totale	47,917

Tabella 12.4.1.2 Prezzo fascia F1 2016

Periodo	Prezzo medio zonale 2017 [€/MWh]
Gennaio	78,19
Febbraio	56,35
Marzo	44,04
Aprile	42
Maggio	41,51
Giugno	48,08
Luglio	49,94
Agosto	55,38
Settembre	48,72
Ottobre	54,94
Novembre	67,78
Dicembre	68,79
Media Totale	54,643

Tabella 12.4.1.3 Prezzo zonale medio 2017

Anno 2017 altre utenze BT		
CUSf [c€/kWh]	CUSfreti [c€/kWh]	CUSfogs [c€/kWh]
8,900	2,195	6,705

Tabella 12.4.1.4 CUSf, CUSfreti e CUSfogs 2017

Nell'analisi economica si è assunto che il contributo di scambio sul posto calcolato vari negli anni a seguito della variazione di energia prodotta dovuta al degrado dei moduli. Si sono, dunque, considerati valori annuali differenti di energia immessa e prelevata dalla rete e si sono, invece, assunti costanti gli altri parametri di dipendenza.

13.4.2 Metodo di calcolo della bolletta elettrica

Per quanto riguarda il flusso di cassa positivo relativo all'autoconsumo, è stato valutato il risparmio in bolletta confrontando le situazioni con e senza impianto fotovoltaico. Al fine di avere dei valori ragionevoli di costo per le varie voci in bolletta si è fatto riferimento a quanto proposto dall' "Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente" con riferimento al caso "Utenze non domestiche in bassa tensione con potenza disponibile superiore ai 16.5 kW". Dovendo, inoltre, tenere in conto dei differenti valori annuali di produzione dovuti al degrado dei moduli sono state realizzate venticinque differenti bollette elettriche relative ai consumi in presenza dell'impianto fotovoltaico. Il caso di riferimento, antecedente alla messa in opera dell'impianto, non ha richiesto ovviamente modifiche in tal senso. Vengono ora proposte delle tabelle riassuntive relative ai costi unitari in bolletta.

Spesa per la materia energia	Quota fissa [euro/mese]	Quota energia [euro/kWh]		
		F1	F2	F3
gen-17	8,911508333	0,07327	0,07154	0,05883
feb-17	8,911508333	0,07451	0,07144	0,05954
mar-17	8,911508333	0,07092	0,07019	0,05777
apr-17	9,502833333	0,07443	0,07768	0,06726
mag-17	9,502833333	0,07453	0,07831	0,06763
giu-17	9,502833333	0,07866	0,08039	0,07016
lug-17	9,502833333	0,09234	0,08709	0,07512
ago-17	9,502833333	0,07790	0,07809	0,06758
set-17	9,502833333	0,08345	0,08064	0,06963
ott-17	9,502833333	0,07923	0,07805	0,06476
nov-17	9,502833333	0,08609	0,08210	0,06783
dic-17	9,502833333	0,08772	0,08199	0,06825

Tabella 12.4.2.1 Corrispettivi relativi alla spesa per la materia energia

Spesa trasporto e gestione contatore	Quota fissa [euro/trim]	Quota energia [euro/kWh]	Quota potenza [euro/kW/trim]	Potenza contrattuale [kW]
gen-feb-mar 17	6,33585	0,00902	7,51838	180
apr-mag-giu 17	6,33585	0,00902	7,51838	
lug-ago-set 17	6,33585	0,00902	7,51838	
ott-nov-dic 17	6,33585	0,00902	7,51838	

Tabella 12.4.2.2 Corrispettivi relativi alla spesa per trasporto e gestione contatore

Spesa per oneri di sistema	Quota fissa [euro/trim]	Quota energia [euro/kWh]
gen-feb-mar 17	32,8589	0,064152
apr-mag-giu 17	31,3359	0,061382
lug-ago-set 17	31,3359	0,061382
ott-nov-dic 17	31,3359	0,062282

Tabella 12.4.2.3 Corrispettivi relativi alla spesa per oneri di sistema

Ricalcoli	n.d.
Altre partite	n.d.
Bonus sociale	n.d.
Canone di abbonamento televisione	n.d.

Tabella 12.4.2.4 Corrispettivi relativi ad altre voci

Imposte	Accisa [c€/kWh]	IVA
Primi 200.000 kWh/mese	1,25	22%
Oltre 200.000 kWh/mese	0,75	22%

Tabella 12.4.2.5 Corrispettivi relativi alle imposte

Corrispettivo Reattiva 2017	F1	F2	F3
Tra 33% e 75 % [€/kVarh]	0,00704	0,00704	0
Oltre il 75 % [€/kVarh]	0,00905	0,00905	0

Tabella 12.4.2.6 Corrispettivi relativi all'energia reattiva

Si ricorda che le fasce F1, F2, F3 sono così definite:

- Fascia F1: dalle 8 alle 19 nei giorni dal lunedì al venerdì, escluse le festività nazionali;
- Fascia F2: dalle 7 alle 8 e dalle 19 alle 23 nei giorni dal lunedì al venerdì e dalle 7 alle 23 del sabato, escluse le festività nazionali;
- Fascia F3: dalle 23 alle 7 nei giorni dal lunedì al sabato e tutte le ore dei giorni di domenica e festività nazionali;

Si riporta, a titolo di esempio, due bollette elettriche relative al caso con e senza impianto fotovoltaico per il primo anno in analisi.

Bolletta senza impianto fotovoltaico	
Spesa per la materia energia	47.732,19 €
Spesa trasporto e gestione contatore	11.237,35 €
Spesa per oneri di sistema	40.218,62 €
Ricalcoli	- €
Altre partite	- €
Bonus sociale	- €
Canone di abbonamento televisione	- €
Imposte	18.758,41 €
Corrispettivo Reattiva	1.438,82 €
TOTALE	119.385,39 €

Tabella 12.4.2.7 Bolletta elettrica in assenza di impianto fotovoltaico

Bolletta con impianto fotovoltaico	
Spesa per la materia energia	31.627,51 €
Spesa trasporto e gestione contatore	9.715,82 €
Spesa per oneri di sistema	29.757,58 €
Ricalcoli	- €
Altre partite	- €
Bonus sociale	- €
Canone di abbonamento televisione	- €
Imposte	13.630,28 €
Corrispettivo Reattiva	1.438,82 €
TOTALE	86.170,01 €

Tabella 12.4.2.8 Bolletta elettrica in presenza dell'impianto fotovoltaico



Figura 12.4.2.1 Differenza percentuale delle varie componenti in bolletta nei due casi

Tenuto conto dei dati contenuti nelle tabelle precedenti, e noti i consumi e l'energia prodotta, si è proceduto alla valutazione dell'energia immessa in rete di quella prelevata e del costo della bolletta con e senza l'impianto fotovoltaico per i venticinque anni in analisi. Si è deciso, inoltre, di ipotizzare un incremento annuale del 2% del costo dell'energia elettrica.

Anno	Perdita %	Perdita 0 %	Consumo [kWh]	Produzione [kWh]	Energia prelevata [kWh]	Energia immessa [kWh]	Autoconsumo prod %	Autoconsumo cons %	Incr bolletta %	Incr bolletta 0 %	Bolletta [€]	Bolletta_FV [€]
0	0	0	642.879,810	232.412,114	474.195,333	63.727,837	73%	26%	0%	0%	119.385,39€	86.170,01€
1	3,0%	3,0%	642.879,810	225.439,751	477.145,747	59.705,687	74%	26%	2%	2%	121.773,10€	88.488,19€
2	0,68%	3,7%	642.879,810	223.659,348	477.835,367	58.814,906	74%	26%	2%	4%	124.160,81€	90.278,43€
3	0,68%	4,4%	642.879,810	222.278,946	478.532,019	57.931,155	74%	26%	2%	6%	126.548,51€	92.119,87€
4	0,68%	5,0%	642.879,810	220.686,543	479.237,957	57.056,690	74%	25%	2%	8%	128.936,22€	93.962,90€
5	0,68%	5,7%	642.879,810	219.118,141	479.951,955	56.190,286	74%	25%	2%	10%	131.323,93€	95.807,32€
6	0,68%	6,4%	642.879,810	217.537,739	480.672,397	55.330,526	75%	25%	2%	12%	133.711,64€	97.652,88€
7	0,68%	7,1%	642.879,810	215.957,336	481.399,396	54.477,522	75%	25%	2%	14%	136.099,34€	99.499,60€
8	0,68%	7,8%	642.879,810	214.376,934	482.138,324	53.635,448	75%	25%	2%	16%	138.487,05€	101.348,20€
9	0,68%	8,4%	642.879,810	212.796,532	482.886,676	52.803,397	75%	25%	2%	18%	140.874,76€	103.198,51€
10	0,68%	9,1%	642.879,810	211.216,129	483.643,077	51.979,396	75%	25%	2%	20%	143.262,47€	105.050,19€
11	0,68%	9,8%	642.879,810	209.635,727	484.406,725	51.162,641	76%	25%	2%	22%	145.650,18€	106.903,12€
12	0,68%	10,5%	642.879,810	208.055,324	485.179,605	50.355,119	76%	25%	2%	24%	148.037,88€	108.757,62€
13	0,68%	11,2%	642.879,810	206.474,922	485.963,365	49.558,477	76%	24%	2%	26%	150.425,59€	110.614,00€
14	0,68%	11,8%	642.879,810	204.894,520	486.754,814	48.769,524	76%	24%	2%	28%	152.813,30€	112.471,68€
15	0,68%	12,5%	642.879,810	203.314,117	487.556,736	47.991,044	76%	24%	2%	30%	155.201,01€	114.331,16€
16	0,68%	13,2%	642.879,810	201.733,715	488.367,270	47.221,175	77%	24%	2%	32%	157.588,72€	116.192,11€
17	0,68%	13,9%	642.879,810	200.153,313	489.191,434	46.464,937	77%	24%	2%	34%	159.976,42€	118.055,40€
18	0,68%	14,6%	642.879,810	198.572,910	490.025,171	45.718,271	77%	24%	2%	36%	162.364,13€	119.920,34€
19	0,68%	15,2%	642.879,810	196.992,508	490.868,260	44.980,958	77%	24%	2%	38%	164.751,84€	121.786,88€
20	0,68%	15,9%	642.879,810	195.412,105	491.720,206	44.252,501	77%	24%	2%	40%	167.139,55€	123.654,93€
21	0,68%	16,6%	642.879,810	193.831,703	492.582,287	43.534,180	78%	23%	2%	42%	169.527,25€	125.524,73€
22	0,68%	17,3%	642.879,810	192.251,301	493.459,651	42.831,142	78%	23%	2%	44%	171.914,96€	127.397,14€
23	0,68%	18,0%	642.879,810	190.670,898	494.348,802	42.139,890	78%	23%	2%	46%	174.302,67€	129.271,58€
24	0,68%	18,6%	642.879,810	189.090,496	495.253,916	41.464,602	78%	23%	2%	48%	176.690,38€	131.148,76€
25	0,68%	19,3%	642.879,810	187.510,094	496.170,921	40.801,204	78%	23%	2%	50%	179.078,09€	133.027,98€

Tabella 12.4.2.9 Andamento delle energie e dei costi in bolletta nei 25 anni

13.4.3 Metodo di valutazione dell'investimento economico

Nella valutazione dell'investimento iniziale sono considerate le seguenti voci:

- Costo dei moduli;
- Costo degli inverter;
- Costo della struttura e dei componenti;
- Costo dell'installazione;

Per il costo dei moduli, nel caso del TrinaSolar monocristallino sono stati considerati due valori intesi come i possibili estremi di variazione di costo pari a di 41 c€/Wp e 54 c€/Wp. Per gli inverter si è considerato un costo di 140€/kWp.

Si ottengono dunque i seguenti costi d'investimento:

Costo moduli (41 c€/Wp) [€]	Costo Inverter [€]	Altri costi (Componenti, manodopera, ricavo azienda, etc.) [€]	Costo totale [€]	Costo Totale [€/kWp]
73.800	25.200	75.600	174.600	970

Tabella 12.4.3.1 Costi di investimento (caso relativo all'estremo inferiore del costo dei moduli)

Costo moduli (54 c€/Wp) [€]	Costo Inverter [€]	Altri costi (Componenti, manodopera, ricavo azienda, etc.) [€]	Costo totale [€]	Costo Totale [€/kWp]
97.200	25.200	75.600	198.000	1.100

Tabella 12.4.3.2 Costi di investimento (caso relativo all'estremo superiore del costo dei moduli)

L'investimento iniziale nel caso TrinaSolar monocristallino è stimato sui 174.600 € per il primo caso e 198.000 € per il secondo. Si considera, inoltre, come flusso di cassa negativo una manutenzione pari all'1% dell'investimento iniziale per ogni anno dei venticinque in analisi e un tasso di attualizzazione imposto al 6%. Non si è tenuto conto in questa analisi della possibilità di ottenere sgravi fiscali.

Il confronto dell'investimento viene effettuato valutando due specifici indici economici: il valore attuale netto (VAN) e il tasso interno di rendimento (TIR).

Il valore attuale netto è definito dalla seguente relazione:

$$VAN = \sum_{k=0}^N \frac{fk}{(1+r)^k}$$

Equazione 12.4.3.1

Dove:

- k è indicativo dell'intervallo temporale dei flussi di cassa;
- fk è il flusso di cassa positivo o negativo al tempo k ;
- r è il tasso di attualizzazione;

Il VAN è, dunque, la somma algebrica di tutti i flussi di cassa attualizzati del progetto in analisi. Tramite il calcolo del VAN è possibile confrontare due o più investimenti tra loro ritenendo più conveniente quell'investimento che presenta nell'anno prestabilito il valore attuale netto più elevato. In linea generale un progetto è economicamente sostenibile se presenta un VAN positivo o nullo.

Il tasso interno di rendimento è definito dalla seguente relazione:

$$\sum_{k=0}^N \frac{fk}{(1+r)^k} = 0$$

Equazione 12.4.3.2

Il TIR è matematicamente definito come quel tasso di attualizzazione che rende il valore attuale netto nullo. Tale indice finanziario permette di valutare il rendimento di un investimento. Si può affermare che un progetto risulti economicamente conveniente se il corrispettivo TIR è superiore ad un tasso soglia o in generale superiore al tasso di attualizzazione utilizzato nel calcolo del VAN.

Anni	Flussi Positivi		Flussi Negativi		Flussi totali		VAN [€]
	Cs [€]	Autoconsumo [€]	Invest. iniziale [€]	Manuten.e [€]	Flussi cassa [€]	Flussi cassa attualizzati [€]	
0 €	0 €	0 €	-174.600 €	0 €	-174.600 €	-174.600 €	-174.600 €
1 €	8.576 €	33.334 €		-1.746 €	40.164 €	37.891 €	-136.709 €
2 €	8.448 €	33.881 €		-1.746 €	40.583 €	36.119 €	-100.590 €
3 €	8.321 €	34.426 €		-1.746 €	41.001 €	34.426 €	-66.165 €
4 €	8.196 €	34.970 €		-1.746 €	41.420 €	32.808 €	-33.357 €
5 €	8.071 €	35.512 €		-1.746 €	41.837 €	31.263 €	-2.093 €
6 €	7.948 €	36.053 €		-1.746 €	42.255 €	29.788 €	27.695 €
7 €	7.825 €	36.593 €		-1.746 €	42.673 €	28.380 €	56.075 €
8 €	7.704 €	37.132 €		-1.746 €	43.090 €	27.035 €	83.110 €
9 €	7.585 €	37.668 €		-1.746 €	43.507 €	25.752 €	108.862 €
10 €	7.466 €	38.203 €		-1.746 €	43.924 €	24.527 €	133.388 €
11 €	7.349 €	38.737 €		-1.746 €	44.340 €	23.358 €	156.746 €
12 €	7.233 €	39.269 €		-1.746 €	44.757 €	22.243 €	178.989 €
13 €	7.119 €	39.800 €		-1.746 €	45.173 €	21.179 €	200.168 €
14 €	7.005 €	40.329 €		-1.746 €	45.588 €	20.164 €	220.331 €
15 €	6.894 €	40.856 €		-1.746 €	46.004 €	19.196 €	239.527 €
16 €	6.783 €	41.382 €		-1.746 €	46.419 €	18.273 €	257.800 €
17 €	6.674 €	41.906 €		-1.746 €	46.834 €	17.393 €	275.193 €
18 €	6.567 €	42.428 €		-1.746 €	47.249 €	16.553 €	291.746 €
19 €	6.461 €	42.948 €		-1.746 €	47.663 €	15.753 €	307.499 €
20 €	6.357 €	43.467 €		-1.746 €	48.077 €	14.991 €	322.490 €
21 €	6.253 €	43.984 €		-1.746 €	48.491 €	14.264 €	336.754 €
22 €	6.152 €	44.498 €		-1.746 €	48.904 €	13.571 €	350.325 €
23 €	6.053 €	45.010 €		-1.746 €	49.317 €	12.911 €	363.236 €
24 €	5.956 €	45.520 €		-1.746 €	49.730 €	12.282 €	375.518 €
25 €	5.861 €	46.028 €		-1.746 €	50.142 €	11.683 €	387.201 €

Tabella 12.4.3.1 Analisi finanziaria con investimento iniziale posto all'estremo inferiore di variazione

Si nota dunque per il caso del TrinaSolar monocristallino, nel caso dell'investimento iniziale più basso, un pay-back time di circa 5 anni e mezzo, un VAN al venticinquesimo anno di 387.201 € e un TIR del 24%. Considerando, ora, il caso relativo all'investimento iniziale più alto si ottiene un pay-back time di circa 6 anni, un VAN al venticinquesimo anno di 360.810 € e un TIR del 21 %:

Anni	Flussi Positivi		Flussi Negativi		Flussi totali		VAN [€]
	Cs [€]	Autoconsumo [€]	Invest. iniziale [€]	Manuten.e [€]	Flussi cassa [€]	Flussi cassa attualizzati [€]	
0 €	0 €	0 €	-198.000 €	0 €	-198.000 €	-198.000 €	-198.000 €
1 €	8.576 €	33.334 €		-1.980 €	39.930 €	37.670 €	-160.330 €
2 €	8.448 €	33.881 €		-1.980 €	40.349 €	35.910 €	-124.419 €
3 €	8.321 €	34.426 €		-1.980 €	40.767 €	34.229 €	-90.190 €
4 €	8.196 €	34.970 €		-1.980 €	41.186 €	32.623 €	-57.568 €
5 €	8.071 €	35.512 €		-1.980 €	41.603 €	31.089 €	-26.479 €
6 €	7.948 €	36.053 €		-1.980 €	42.021 €	29.623 €	3.144 €
7 €	7.825 €	36.593 €		-1.980 €	42.439 €	28.224 €	31.368 €
8 €	7.704 €	37.132 €		-1.980 €	42.856 €	26.888 €	58.257 €
9 €	7.585 €	37.668 €		-1.980 €	43.273 €	25.613 €	83.870 €
10 €	7.466 €	38.203 €		-1.980 €	43.690 €	24.396 €	108.266 €
11 €	7.349 €	38.737 €		-1.980 €	44.106 €	23.235 €	131.501 €
12 €	7.233 €	39.269 €		-1.980 €	44.523 €	22.126 €	153.627 €
13 €	7.119 €	39.800 €		-1.980 €	44.939 €	21.069 €	174.696 €
14 €	7.005 €	40.329 €		-1.980 €	45.354 €	20.060 €	194.756 €
15 €	6.894 €	40.856 €		-1.980 €	45.770 €	19.098 €	213.855 €
16 €	6.783 €	41.382 €		-1.980 €	46.185 €	18.181 €	232.035 €
17 €	6.674 €	41.906 €		-1.980 €	46.600 €	17.306 €	249.341 €
18 €	6.567 €	42.428 €		-1.980 €	47.015 €	16.471 €	265.812 €
19 €	6.461 €	42.948 €		-1.980 €	47.429 €	15.676 €	281.488 €
20 €	6.357 €	43.467 €		-1.980 €	47.843 €	14.918 €	296.406 €
21 €	6.253 €	43.984 €		-1.980 €	48.257 €	14.195 €	310.601 €
22 €	6.152 €	44.498 €		-1.980 €	48.670 €	13.506 €	324.107 €
23 €	6.053 €	45.010 €		-1.980 €	49.083 €	12.850 €	336.957 €
24 €	5.956 €	45.520 €		-1.980 €	49.496 €	12.224 €	349.181 €
25 €	5.861 €	46.028 €		-1.980 €	49.908 €	11.629 €	360.810 €

Tabella 12.4.3.2 Analisi finanziaria con investimento iniziale posto all'estremo superiore di variazione

14. CASO STUDIO MONOCRISTALLINO IBC

Questa soluzione, con moduli monocristallini di potenza di picco 360 Wp ed efficienza 22,2 %, prevede una disposizione dei moduli come in figura:

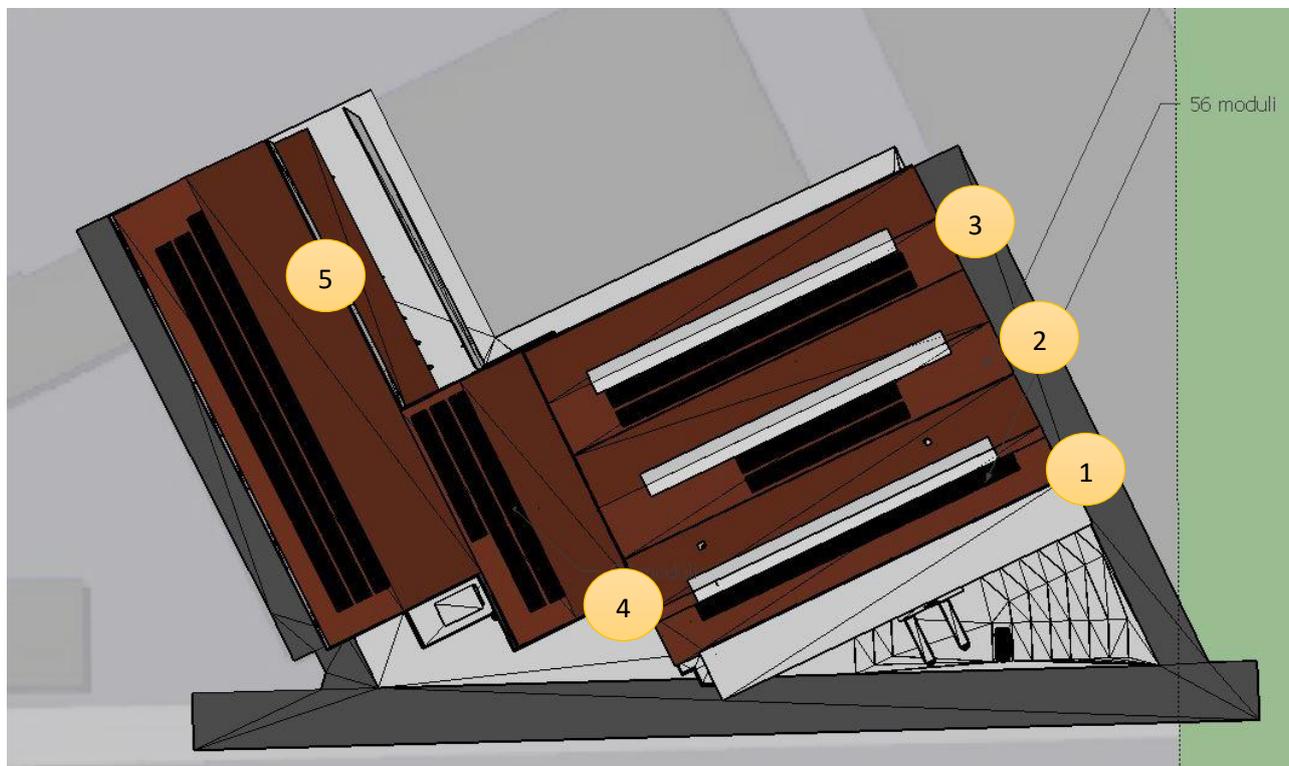


Figura 4.1 Disposizione dei moduli TrinaSolar monocristallini

Come nel caso precedente, nella tabella seguente è riportato il numero di moduli inseriti per ogni falda e la relativa potenza:

Falda	N moduli	P tot [kW]
1	56	20,16
2	56	20,16
3	104	37,44
4	94	33,84
5	194	69,84
totale	504	181

Tabella 13.1 Numero moduli e potenza per ogni falda

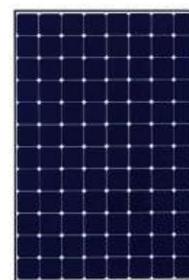


Figura 13.1 SPR-X22-360

E' stata scelta una disposizione che coprisse il più possibile le falde esposte più a sud, tenendo conto delle ombre generate dagli ostacoli vicini. In questo caso la potenza resa disponibile dai singoli moduli ha reso possibile un ingombro spaziale minore visibile, ad esempio, nella disposizione relativa alla seconda falda. Tale configurazione prevede una superficie coperta dai moduli di quasi 850 m², sulle falde i moduli sono affiancati mantenendo una distanza reciproca di 2 cm, nel caso di falde con

più moduli la distanza tra le file è pari a circa 70 cm. La superficie per unità di potenza per tale tecnologia è pari a 4,8 m²/kW.

Si è ottenuta, dunque, una configurazione da quattro array, sono presenti quattro inverter tre di taglia pari a 50 kW ed uno di taglia 25 kW. Le schede tecniche degli inverter sono analoghe a quelle già viste in precedenza con l'eccezione del modello da 25 kW riportato di seguito.

SMA Sunny Tripower 25000TL	
Potenza nominale Pac [VA]	25000
min MPPT (V)	390
max MPPT (V)	800
Tensione massima Vdc [V]	1000
Corrente massima Idc per MPPT [A]	33
Tensione ingresso minima [V]	150
ingressi MPPT indipendenti	2
Stringhe per ingresso	A:3 B:3
Efficienza Europea	98,1%
Tensione di rete Vac	230V 400 V - 50Hz
Fattore di potenza PF	1
Dimensioni LxAxP [mm]	661/682/264
Prezzo medio [€]	3000



Tabella 13.2 Inverter SMA Sunny Tripower 25000TL

Con le ipotesi già viste nel caso precedente è possibile considerare la scelta degli array che è riportata nella seguente figura:

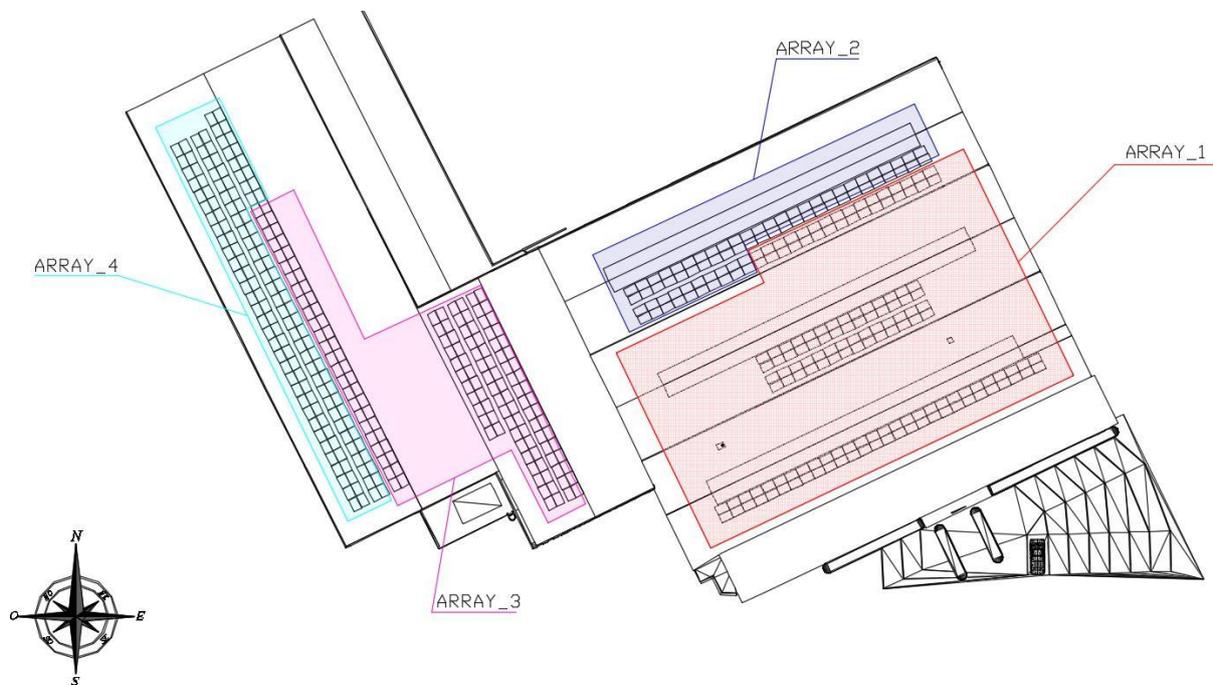


Figura 13.2 Configurazione degli array nel caso SunPower Monocristallino

14.1 Accoppiamento array - inverter

Ciascun array ha un diverso numero di stringhe con pari numero di moduli posti in serie. Gli inverter scelti sono quelli con taglia prossima alla potenza totale prodotta dall'array tra quelli proposti in precedenza e le connessioni tengono conto del massimo numero di stringhe ammesse in ingresso. Le scelte fatte in tal senso sono proposte nella successiva figura, in seguito saranno poi riportate, in modo schematico, le verifiche di accoppiamento corretto unitamente alle caratteristiche dell'array.

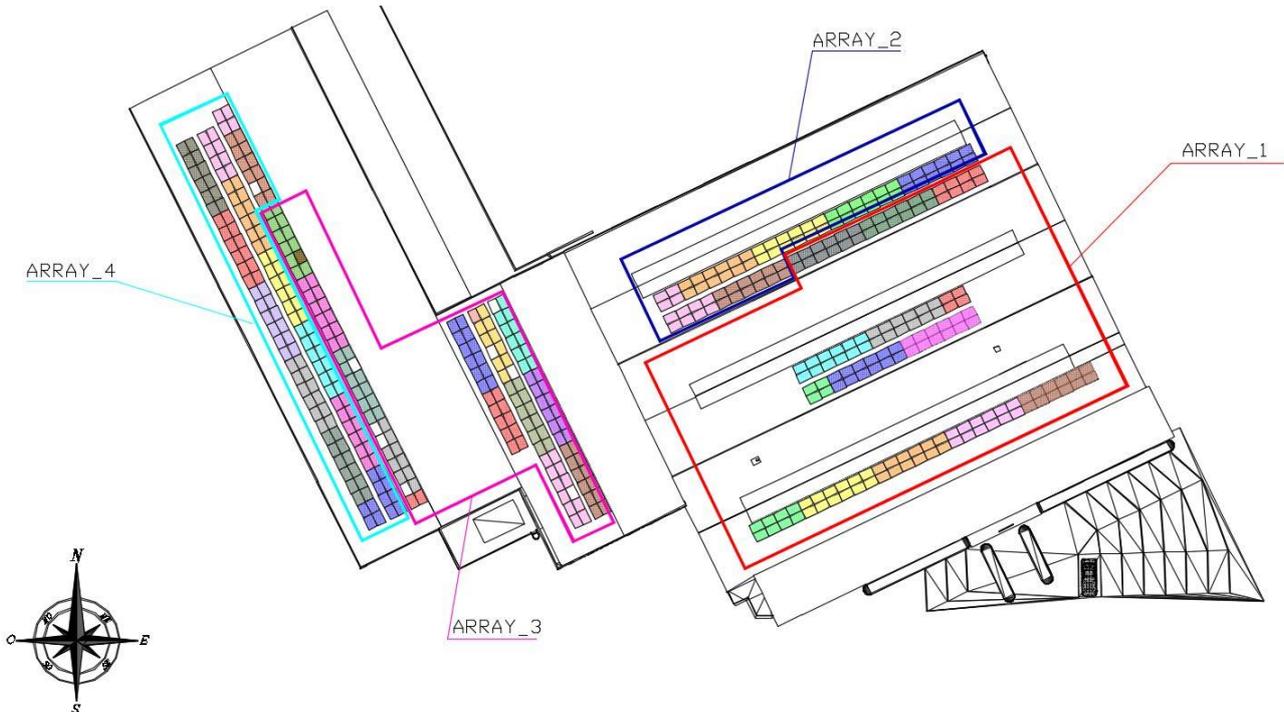


Figura 13.1.1 Configurazione delle stringhe negli array nel caso SunPower Monocristallino

Note le equazioni da rispettare per il corretto accoppiamento tra l'inverter e l'array considerato, si riportano gli accoppiamenti realizzati:

Array fotovoltaico INVERTER 1		
N° totale di moduli	144	
N° di moduli / stringa	12	
N° di stringhe	12	
Potenza totale array Pm(a) tot	51840	Wp
Superficie totale	235	m ²
Peso totale	2678,4	kg
Tensione nominale di stringa Vn	709	V
Tensione nominale a vuoto Voc (di stringa)	834	V
Tensione minima Vn (+75 °C)	609	V
Tensione massima Vn (-10 °C)	780	V
Tensione massima a vuoto Voc (-10 °C)	904	V
Corrente massima canale (+75°C, 1000 W/m²)	12,47	A
Corrente massima In (+75°C, 1000 W/m²)	74,8	A
Rapporto Pinv / Pm tot (0.9-1.1)	96,5%	

Tabella 13.1.1 Caratteristiche Array 1

Array fotovoltaico INVERTER 2		
N° totale di moduli	72	
N° di moduli / stringa	12	
N° di stringhe	6	
Potenza totale array Pm(a) tot	25920	Wp
Superficie totale	117	m ²
Peso totale	1339,2	kg
Tensione nominale di stringa Vn	709	V
Tensione nominale a vuoto Voc (di stringa)	834	V
Tensione minima Vn (+75 °C)	609	V
Tensione massima Vn (-10 °C)	780	V
Tensione massima a vuoto Voc (-10 °C)	904	V
Corrente massima canale(+75°C, 1000 W/m ²)	12,47	A
Corrente massima In (+75°C, 1000 W/m ²)	37,4	A
Rapporto Pinv / Pm tot (0.9-1.1)	96,5%	

Tabella 13.1.2 Caratteristiche Array 2

Array fotovoltaico INVERTER 3		
N° totale di moduli	144	
N° di moduli / stringa	12	
N° di stringhe	12	
Potenza totale array Pm(a) tot	51840	Wp
Superficie totale	235	m ²
Peso totale	2678,4	kg
Tensione nominale di stringa Vn	709	V
Tensione nominale a vuoto Voc (di stringa)	834	V
Tensione minima Vn (+75 °C)	609	V
Tensione massima Vn (-10 °C)	780	V
Tensione massima a vuoto Voc (-10 °C)	904	V
Corrente massima canale (+75°C, 1000 W/m ²)	12,47	A
Corrente massima In (+75°C, 1000 W/m ²)	74,8	A
Rapporto Pinv / Pm tot (0.9-1.1)	96,5%	

Tabella 13.1.3 Caratteristiche Array 3

Array fotovoltaico INVERTER 4		
N° totale di moduli	144	
N° di moduli / stringa	12	
N° di stringhe	12	
Potenza totale array Pm(a) tot	51840	Wp
Superficie totale	235	m ²
Peso totale	2678,4	kg
Tensione nominale di stringa Vn	709	V
Tensione nominale a vuoto Voc (di stringa)	834	V
Tensione minima Vn (+75 °C)	609	V
Tensione massima Vn (-10 °C)	780	V
Tensione massima a vuoto Voc (-10 °C)	904	V
Corrente massima canale (+75°C, 1000 W/m ²)	12,47	A
Corrente massima In (+75°C, 1000 W/m ²)	74,8	A
Rapporto Pinv / Pm tot (0.9-1.1)	96,5%	

13.1.4 Caratteristiche Array 4

La seguente tabella riepilogativa permette di richiamare la composizione di ogni array e di evidenziare la scelta effettuata sul collegamento in ingresso delle stringhe nei diversi canali indipendenti dell'inverter.

Array	Stringhe	Moduli per stringa	P [kW]	Taglia inverter [kW]	MPPT indipendenti	Numero massimo di stringhe per MPPT
1	12	12	51,84	50	6	2
2	6	12	25,92	25	2	3
3	12	12	51,84	50	6	2
4	12	12	51,94	50	6	2

Inverter_1						
	Canale_1	Canale_2	Canale_3	Canale_4	Canale_5	Canale_6
Stringa_array	1,2	3,4	5,6	7,8	9,10	11,12

Inverter_2		
	Canale_1	Canale_2
Stringa_array	1,2,3	4,5,6

Inverter_3 e inverter_4						
	Canale_1	Canale_2	Canale_3	Canale_4	Canale_5	Canale_6
Stringa_array	1,2	3,4	5,6	7,8	9,10	11,12

Tabella 13.1.5 Disposizione stringhe per MPPT dell'inverter

13.2 Analisi delle ombre con il software SketchUp

Note le caratteristiche della struttura, degli array, la loro disposizione ed i relativi inverter è possibile calcolare la producibilità annuale dell'impianto. I calcoli della producibilità dell'impianto tengono conto dell'inclinazione delle falde, del loro azimut e delle ombre date dagli ostacoli vicini, se presenti. Il tilt delle falde 1-2-3 è pari a 7° mentre quello relativo alle falde 4 e 5 è di 6° . L'azimut, invece, risulta essere per le prime tre falde di -25° e per le restanti due di 65° . Si è cercato, per quanto possibile, di disporre i moduli in modo tale da non essere affetti da ombre significative durante il giorno, in particolare rispetto al caso precedente si è riusciti ad ottenere una configurazione in tal senso ancora più efficiente grazie alla possibilità di utilizzare un numero inferiore di moduli.

A prova di ciò si propone l'andamento delle ombre alle ore 11.00 ed alle ore 14.00 di una giornata del mese di dicembre e del mese di aprile:



Figura 13.2.1 Andamento ombre in una giornata di dicembre alle ore 14.00

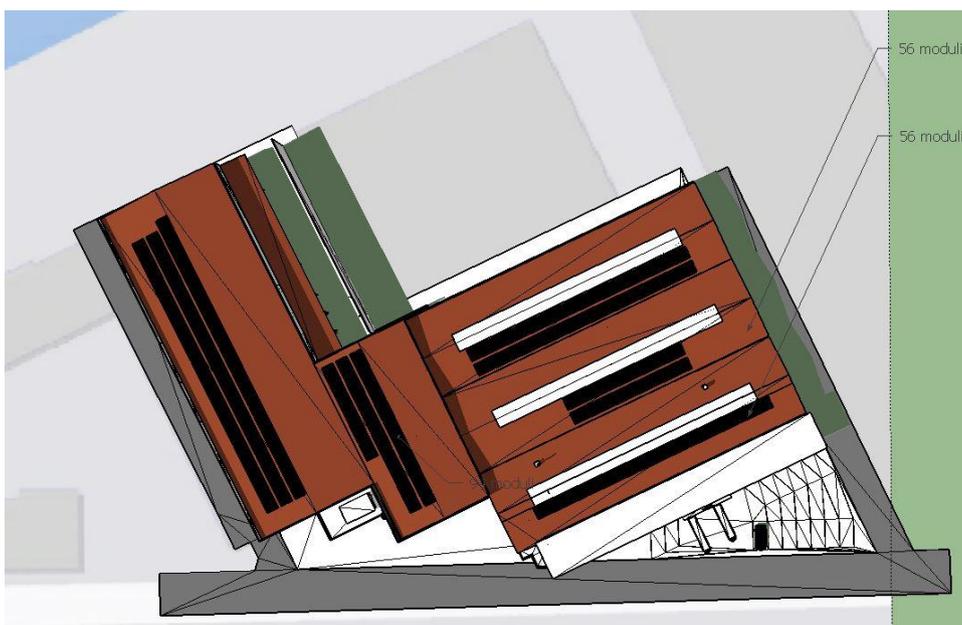


Figura 13.2.2 Andamento ombre in una giornata di aprile alle ore 14.00



Figura 13.2.3 Andamento ombre in una giornata di dicembre alle ore 11.00

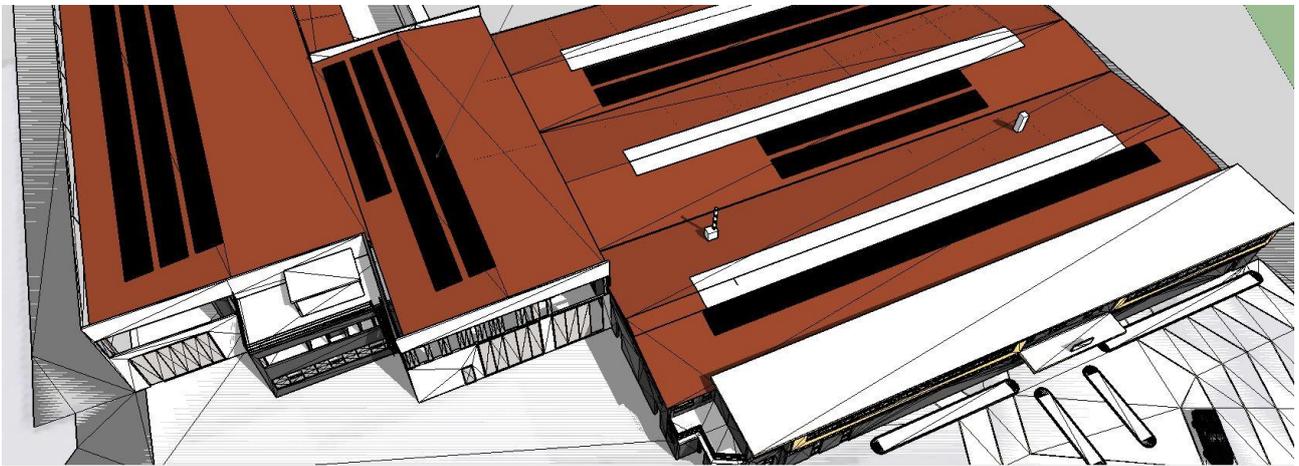


Figura 13.2.4 Andamento ombre in una giornata di aprile alle ore 11.00

Come è facilmente osservabile dalle immagini riportate il caso monocristallino IBC avendo una potenza per singolo modulo superiore rispetto al caso precedente richiedere un numero di moduli inferiore. Si ricorda, in tal senso, come siano stati scelti i moduli per le rispettive case costruttrici e gamme di prodotto, con la massima potenza disponibile.

In questo caso anche gli ostacoli presenti nella falda centrale non recano alcun problema di ombra ai moduli presenti. Per tale caso si è, dunque, cercato di evitare ogni zona d'ombra possibile grazie alla possibilità di poter raggiungere la potenza prefissata con un numero di moduli inferiore.

14.3 Analisi della producibilità

L'analisi della producibilità dell'impianto viene effettuata tramite l'utilizzo del software PVsyst. Per il caso in analisi, con moduli SunPower, il modello della struttura e dell'impianto realizzato è riportato di seguito.

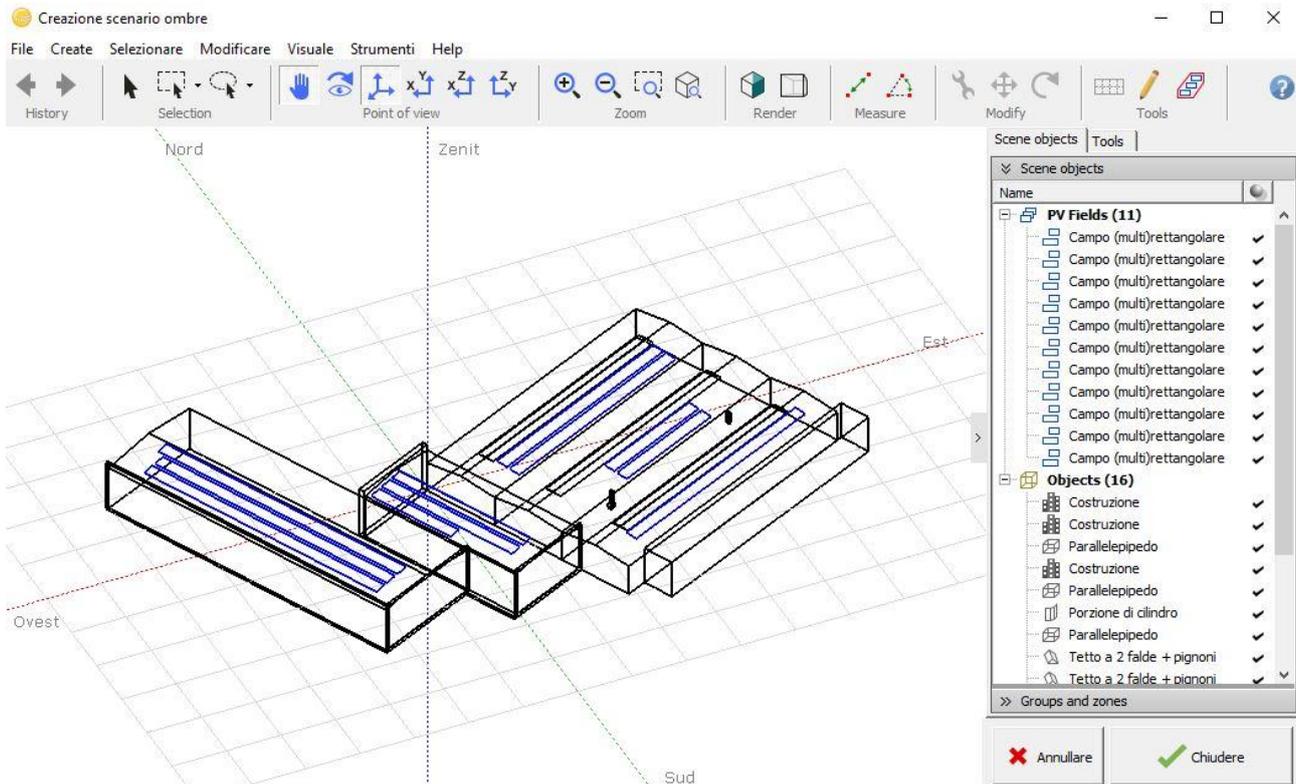


Figura 13.2.3 Modello della struttura e dell'impianto realizzato con il software PVsyst

Dopo aver diviso il progetto in quattro sotto casi differenti, rappresentativi dei quattro array, per ognuno di questi si è reso necessario definire il numero di moduli e la loro configurazione, l'accoppiamento array - inverter ed, infine, la collocazione dei singoli moduli nelle rispettive stringhe come richiesto per un'analisi delle ombre più accurata. Si riportano nell'appendice A i modelli relativi ai sei sotto casi utilizzati nella simulazione.

Come svolto per il precedente caso si riporta, a titolo di esempio, i valori di produzione per ogni singolo array e dell'intero impianto fotovoltaico in tre giornate tipiche dell'anno 21/12, 21/04 e 21/07.

Data e ora	Produzione_1 [kWh]	Produzione_2 [kWh]	Produzione_3 [kWh]	Produzione_4 [kWh]	Produzione_tot [kWh]
21/04/2017 00:00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
21/04/2017 01:00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
21/04/2017 02:00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
21/04/2017 03:00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
21/04/2017 04:00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
21/04/2017 05:00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
21/04/2017 06:00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
21/04/2017 07:00	1,0	0,5	1,0	0,9	3,4
21/04/2017 08:00	3,7	1,9	3,6	3,6	12,9
21/04/2017 09:00	6,1	3,1	5,9	5,8	21,0
21/04/2017 10:00	8,4	4,2	8,0	8,0	28,7
21/04/2017 11:00	7,8	3,9	7,7	7,7	27,2
21/04/2017 12:00	6,7	3,4	6,7	6,7	23,5
21/04/2017 13:00	4,7	2,4	4,8	4,7	16,6
21/04/2017 14:00	2,4	1,2	2,5	2,4	8,5
21/04/2017 15:00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
21/04/2017 16:00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
21/04/2017 17:00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
21/04/2017 18:00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
21/04/2017 19:00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
21/04/2017 20:00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
21/04/2017 21:00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
21/04/2017 22:00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
21/04/2017 23:00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Tabella 13.2.1 Valori di produzione per ogni array e dell'intero impianto per il 21/12

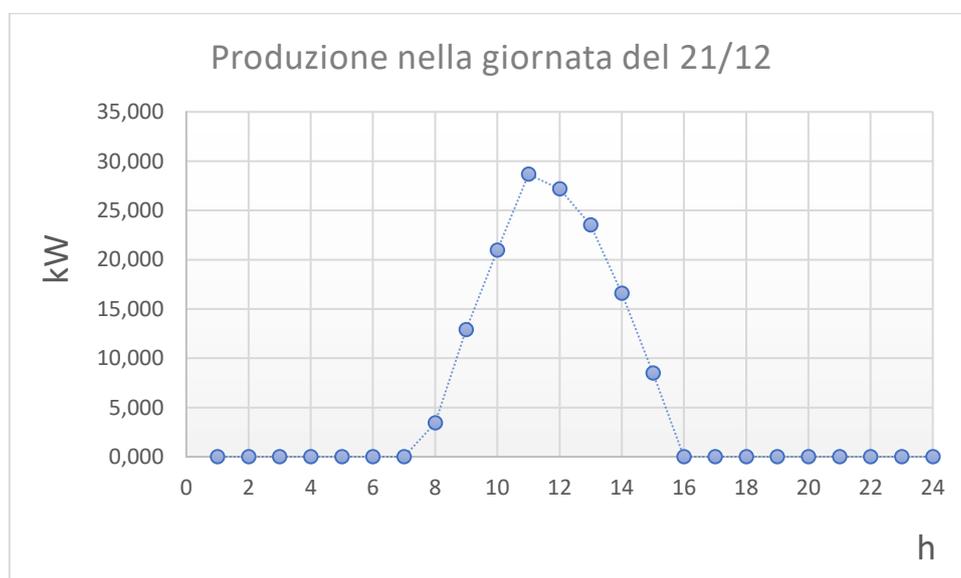


Figura 13.2.4 Andamento della produzione dell'impianto per la giornata del 21/12

Data e ora	Produzione_1 [kWh]	Produzione_2 [kWh]	Produzione_3 [kWh]	Produzione_4 [kWh]	Produzione_tot [kWh]
21/04/2017 00:00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
21/04/2017 01:00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
21/04/2017 02:00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
21/04/2017 03:00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
21/04/2017 04:00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
21/04/2017 05:00	3,0	1,5	2,3	2,2	8,9
21/04/2017 06:00	5,6	2,8	5,2	5,2	18,9
21/04/2017 07:00	10,1	5,1	9,5	9,4	34,1
21/04/2017 08:00	13,0	6,5	12,4	12,3	44,3
21/04/2017 09:00	14,9	7,5	14,4	14,3	51,1
21/04/2017 10:00	17,3	8,6	16,9	16,8	59,6
21/04/2017 11:00	16,6	8,3	16,5	16,4	57,8
21/04/2017 12:00	14,9	7,5	15,1	14,9	52,3
21/04/2017 13:00	12,9	6,5	13,3	13,2	45,9
21/04/2017 14:00	12,2	6,1	12,8	12,7	43,8
21/04/2017 15:00	5,1	2,5	5,3	5,3	18,2
21/04/2017 16:00	1,6	0,8	1,7	1,7	5,7
21/04/2017 17:00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
21/04/2017 18:00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
21/04/2017 19:00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
21/04/2017 20:00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
21/04/2017 21:00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
21/04/2017 22:00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
21/04/2017 23:00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Tabella 13.2.2 Valori di produzione per ogni array e dell'intero impianto per il 21/04

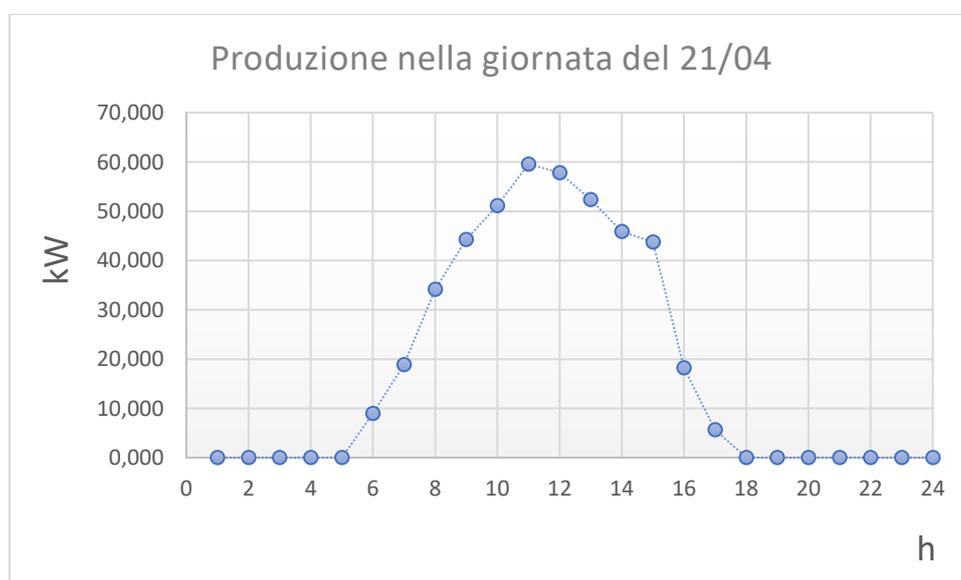


Figura 13.2.5 Andamento della produzione dell'impianto per la giornata del 21/04

Data e ora	Produzione_1 [kWh]	Produzione_2 [kWh]	Produzione_3 [kWh]	Produzione_4 [kWh]	Produzione_tot [kWh]
21/04/2017 00:00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
21/04/2017 01:00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
21/04/2017 02:00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
21/04/2017 03:00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
21/04/2017 04:00	0,8	0,4	0,7	0,7	2,6
21/04/2017 05:00	8,5	4,3	5,3	5,3	23,4
21/04/2017 06:00	17,8	8,9	12,8	12,8	52,3
21/04/2017 07:00	26,6	13,3	21,6	21,6	83,1
21/04/2017 08:00	33,6	16,8	29,3	29,2	108,9
21/04/2017 09:00	38,8	19,4	35,4	35,4	128,9
21/04/2017 10:00	41,5	20,7	39,3	39,3	140,8
21/04/2017 11:00	41,8	20,8	40,9	40,9	144,4
21/04/2017 12:00	40,1	20,0	40,6	40,6	141,2
21/04/2017 13:00	36,3	18,1	38,3	38,2	130,9
21/04/2017 14:00	30,1	15,0	33,4	33,4	111,9
21/04/2017 15:00	22,2	11,1	26,7	26,7	86,6
21/04/2017 16:00	13,1	6,6	18,3	18,3	56,3
21/04/2017 17:00	4,8	2,7	8,7	6,8	22,9
21/04/2017 18:00	0,5	0,2	0,6	0,6	2,0
21/04/2017 19:00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
21/04/2017 20:00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
21/04/2017 21:00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
21/04/2017 22:00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
21/04/2017 23:00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Tabella 13.2.3 Valori di produzione per ogni array e dell'intero impianto per il 21/07

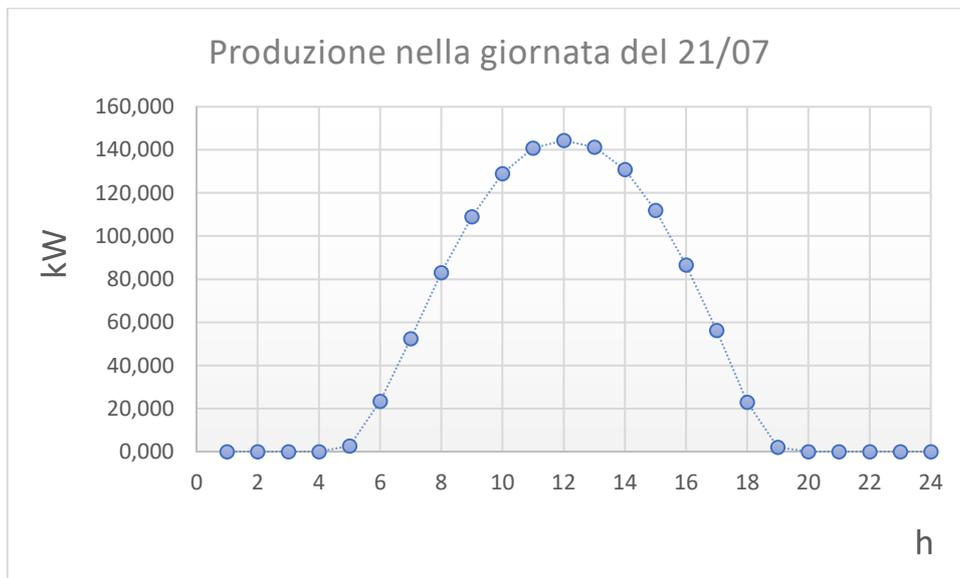


Figura 13.2.6 Andamento della produzione dell'impianto per la giornata del 21/07

Dai dati resi disponibili dalla simulazione si evince come il valore massimo di produzione stimato sia di 158 kWh riferito alle ore 10.00 del 03/08. Si propone, infine, nella seguente tabella l'energia prodotta annualmente e l'energia prodotta al kWp per ogni array e per l'impianto fotovoltaico complessivo.

SUNPOWER MONOCRISTALLINO				
Array	Potenza [kW]	Taglia inverter [kW]	E prodotta [MWh/anno]	E prodotta/kWp [kWh/KWp/anno]
1	51,84	50	70,169	1354
2	25,92	25	35,094	1354
3	51,84	50	68,465	1321
4	51,94	50	67,401	130
Totale	181,44	175	241,129	1329⁴

Tabella 13.2.4 Energia prodotta all'anno ed energia prodotta al kWp all'anno

Nota la produzione dell'impianto e la conoscenza dei consumi elettrici dello stabilimento vista in precedenza si è reso possibile il calcolo dell'energia immessa o prelevata dalla rete per ogni ora del giorno e il valore di autoconsumo ottenuto. Nel caso di tale impianto si è ottenuto un valore massimo di energia immessa in rete pari a 138 kWh registrato alle ore 11.00 del 03/06 ed un valore massimo di energia prelevata da rete pari a 141 kWh registrato alle ore 06.00 del 23/01. Il valore più alto di richiesta di energia totalmente soddisfatta dalla produzione dell'impianto è di 119 kWh registrato alle ore 11.00 del 05/04. Nell'intero anno si è ottenuta un'energia immessa di 71 MWh ed un'energia prelevata di 472 MWh.

Eimm anno [MWh/anno]	Epre anno [MWh/anno]	Eimm max [kWh]	Epre max [kWh]	Eauto max [kWh]
71	472	138	141	119

Tabella 13.2.5 Sintesi dell'energia massima prelevata, immessa e auto consumata

Si riportano nel seguito gli andamenti, per quattro mesi significativi dell'anno, dei consumi elettrici e della produzione dell'impianto e i valori percentuali di autoconsumo mensile rispetto ai consumi e rispetto alla produzione. I restanti grafici sono riportati in appendice B.

⁴ Media pesata dell'energia prodotta all'anno al kWp rispetto alla potenza di picco

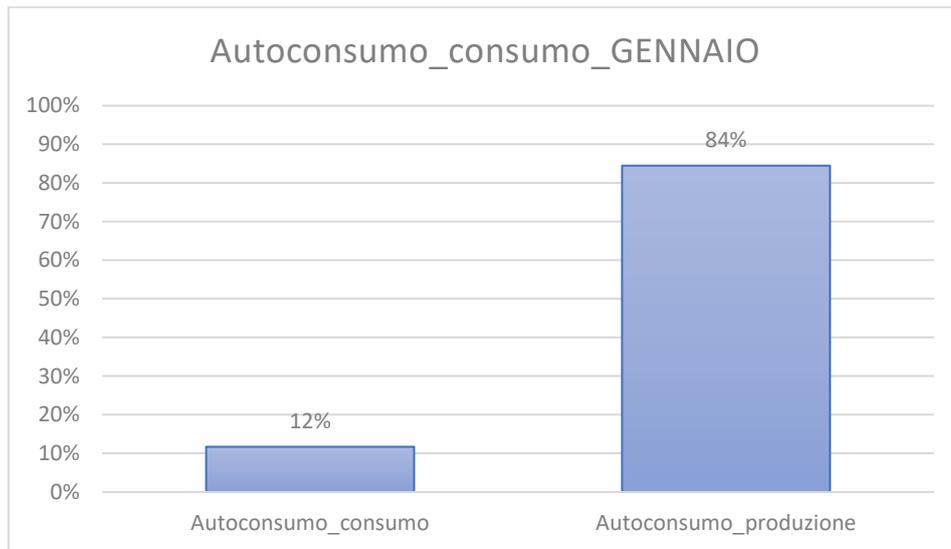
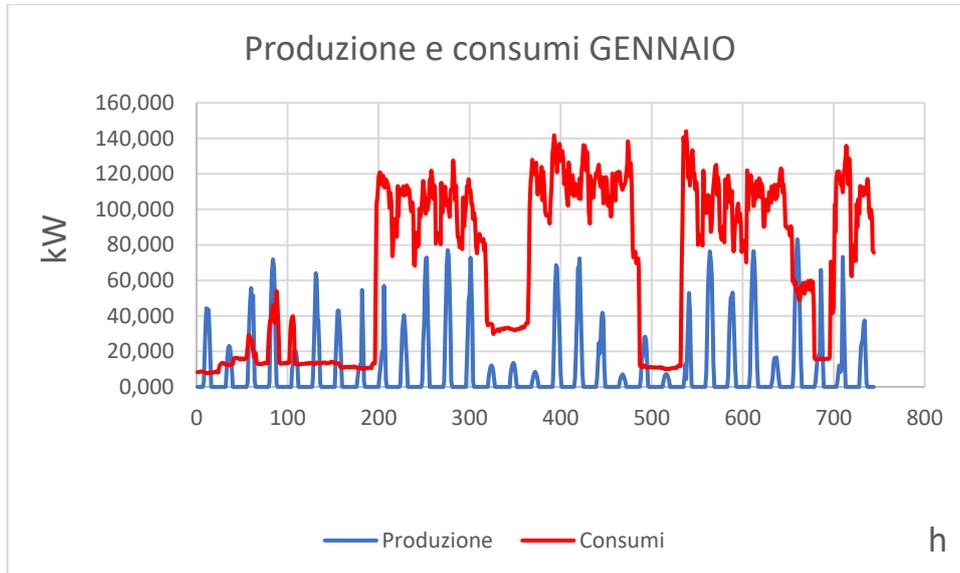


Figura 13.2.7 Produzione, consumo ed autoconsumo del mese di Gennaio

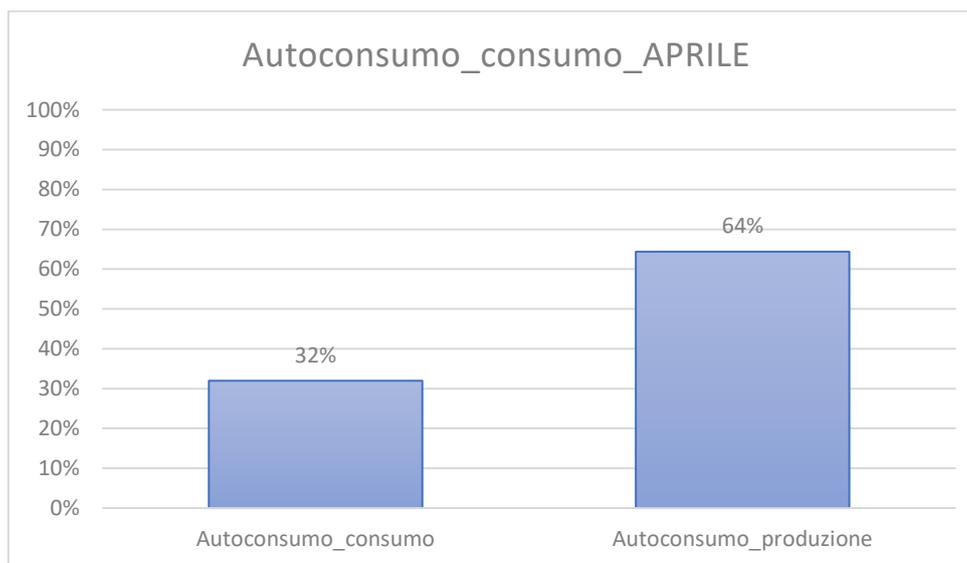
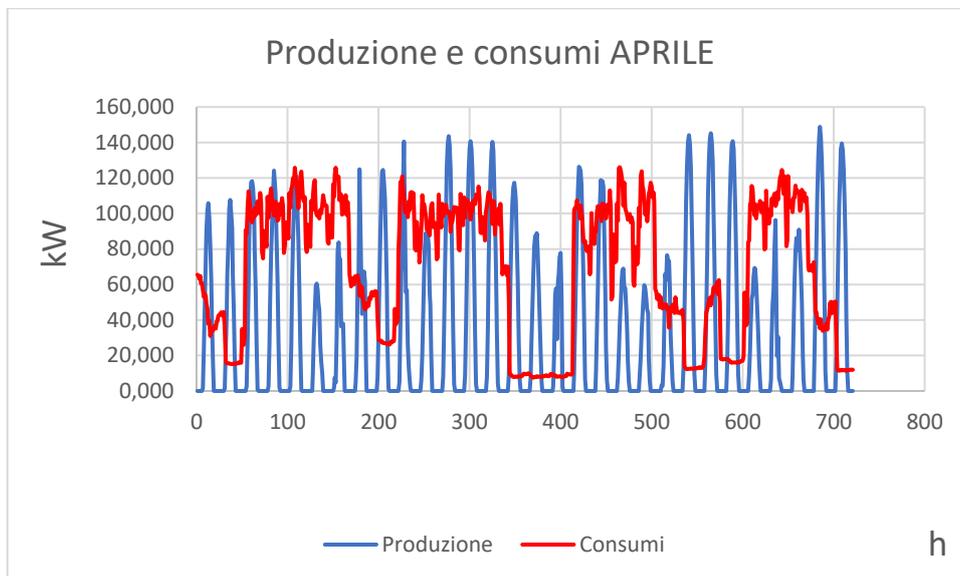


Figura 13.2.8 Produzione, consumo ed autoconsumo del mese di Aprile

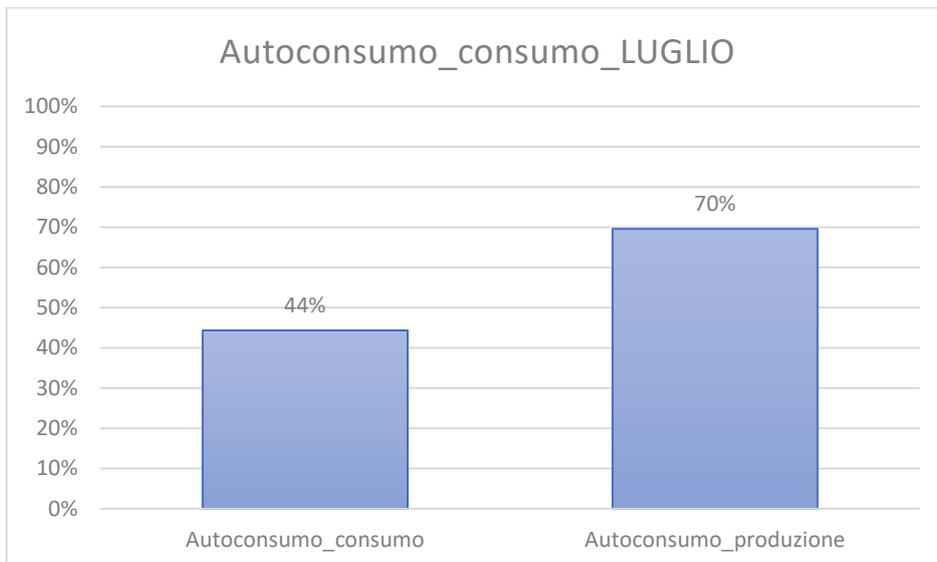
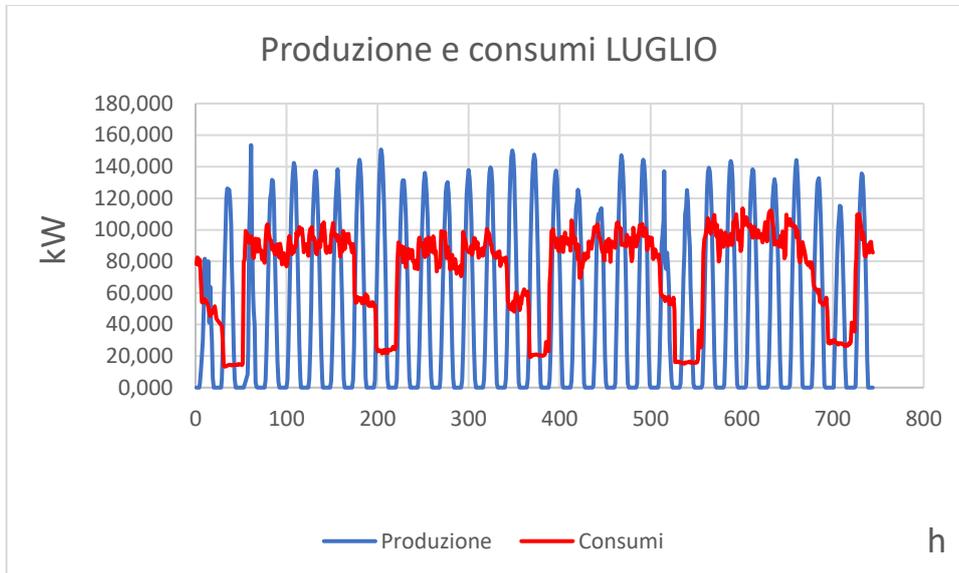


Figura 13.2.9 Produzione, consumo ed autoconsumo del mese di Luglio

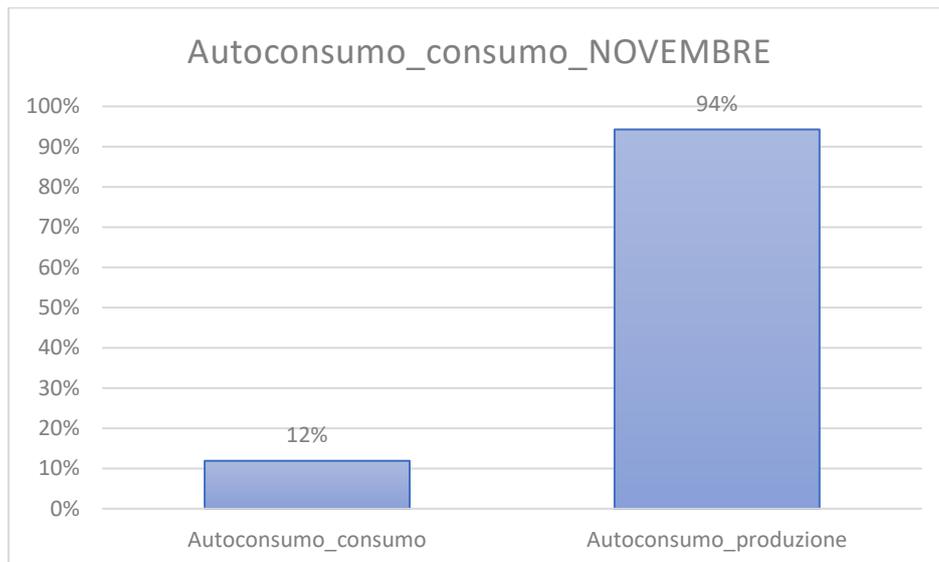
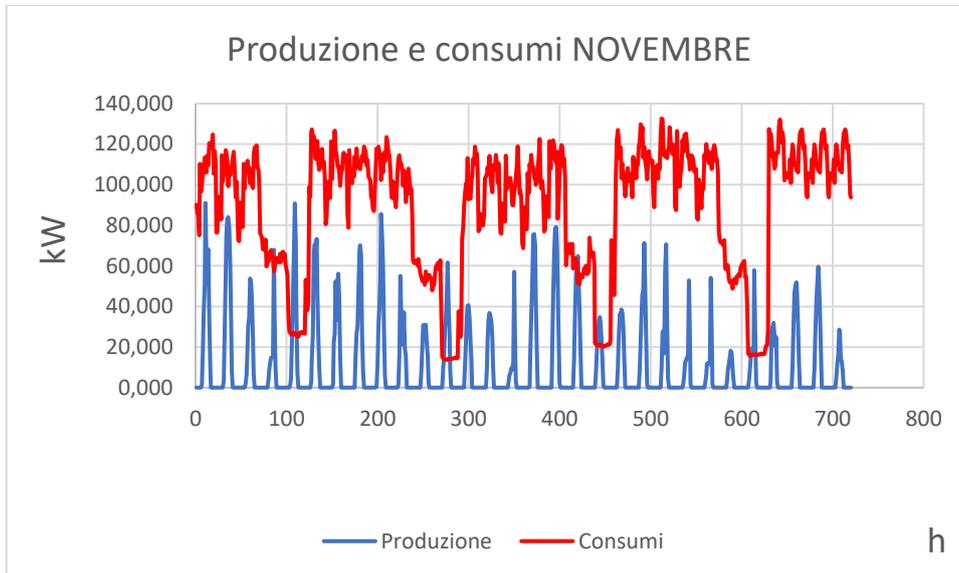


Figura 13.2.10 Produzione, consumo ed autoconsumo del mese di Novembre

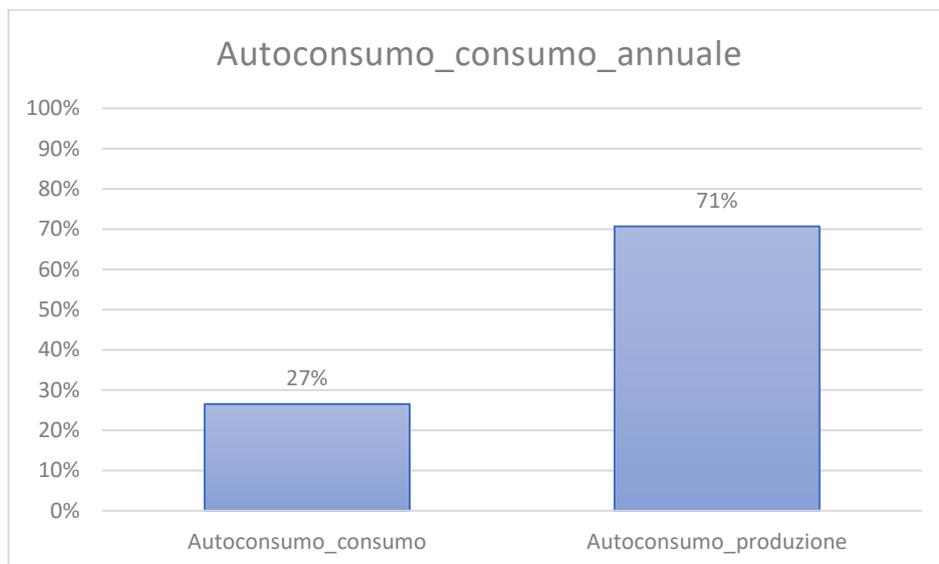
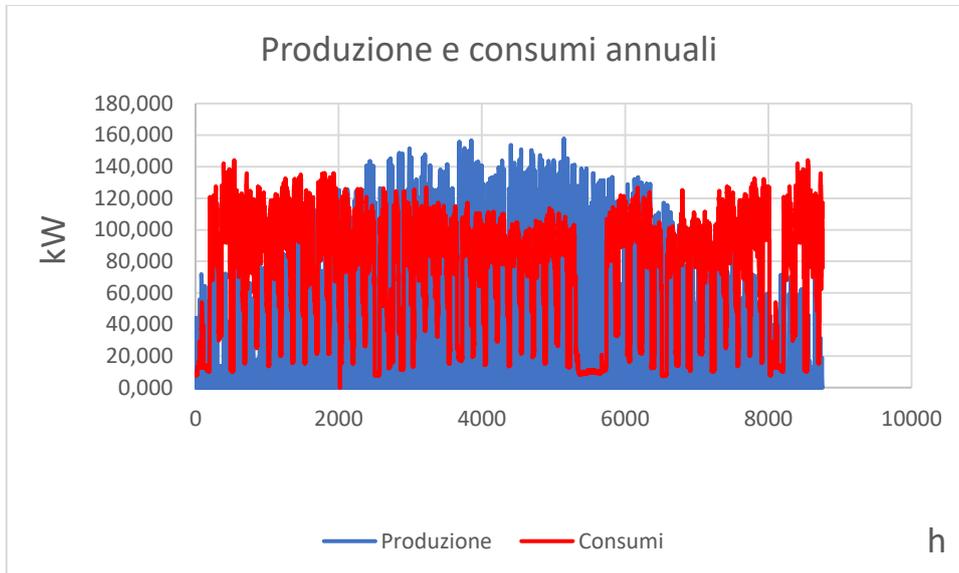


Figura 13.2.11 Produzione, consumo ed autoconsumo annuale

Da quanto esposto si nota, dunque, che:

- L'autoconsumo rispetto ai consumi assume il valore massimo nel mese di luglio (44%);
- L'autoconsumo rispetto alla produzione assume il valore massimo nel mese di novembre (94%);
- L'autoconsumo rispetto ai consumi annuale è del 27%;
- L'autoconsumo rispetto alla produzione annuale è del 71%;

Tale impianto presenta, dunque, un valore di autoconsumo rispetto alla produzione più che soddisfacente, differente dal caso TrinaSolar monocristallino del solo 2%.

13.3 Analisi economica

Le ipotesi relative all'analisi economica sono analoghe al caso precedente e, per questo non vengono riportate. L'unica differenza è relativa al diverso degrado dei moduli negli anni. Per i moduli SunPower monocristallini "SPR-X22-360" tali perdite sono indicate nella corrispondente scheda tecnica:

- Perdita del 1% nei primi cinque anni;
- Perdita dello 0.48 % dal sesto anno fino al venticinquesimo;

Tenuto conto, allora dei consumi e dell'energia prodotta si è proceduto alla valutazione dell'energia immessa in rete di quella prelevata e del costo della bolletta con e senza l'impianto fotovoltaico. Si è deciso, inoltre, di ipotizzare, come in precedenza, un incremento del 2% del costo della bolletta per ogni anno. Si riporta, a titolo di esempio, due bollette elettriche relative al caso con e senza impianto fotovoltaico per il primo anno in analisi.

Bolletta con impianto fotovoltaico	
Spesa per la materia energia	31.504,09 €
Spesa trasporto e gestione contatore	9.700,17 €
Spesa per oneri di sistema	29.649,84 €
Ricalcoli	- €
Altre partite	- €
Bonus sociale	- €
Canone di abbonamento televisione	- €
Imposte	13.581,74 €
Corrispettivo Reattiva	1.438,82 €
TOTALE	85.874,66 €

Tabella 13.3.1 Bolletta elettrica in assenza dell'impianto fotovoltaico

Bolletta senza impianto fotovoltaico	
Spesa per la materia energia	47.732,19 €
Spesa trasporto e gestione contatore	11.237,35 €
Spesa per oneri di sistema	40.218,62 €
Ricalcoli	- €
Altre partite	- €
Bonus sociale	- €
Canone di abbonamento televisione	- €
Imposte	18.758,41 €
Corrispettivo Reattiva	1.438,82 €
TOTALE	119.385,39 €

Tabella 13.3.2 Bolletta elettrica in presenza dell'impianto fotovoltaico



Figura 13.3.1 Differenza percentuale delle varie componenti in bolletta nei due casi

Nella valutazione dell'investimento iniziale si sono considerate, invece, le seguenti voci:

- Costo dei moduli;
- Costo di smaltimento dei moduli;
- Costo degli inverter;
- Costo della struttura e dei componenti;
- Costo dell'installazione

Per il costo dei moduli, nel caso del SunPower monocristallino sono stati considerati due valori intesi come i possibili estremi di variazione di costo pari a di 80 c€/Wp e 1.11 €/Wp. Per gli inverter si è considerato un costo di 140€/kWp. Si ottengono dunque i seguenti costi d'investimento:

Costo moduli (80 c€/Wp) [€]	Costo Inverter [€]	Altri costi (Componenti, manodopera, ricavo azienda, etc.) [€]	Costo totale [€]	Costo Totale [€/kWp]
144.000	25.200	75.600	244.800	1.360

Tabella 13.3.3 Costi di investimento (caso relativo all'estremo inferiore del costo dei moduli)

Costo moduli (1.11 €/Wp) [€]	Costo Inverter [€]	Altri costi (Componenti, manodopera, ricavo azienda, etc.) [€]	Costo totale [€]	Costo Totale [€/kWp]
198.000	25.200	75.600	298.800	1.660

Tabella 13.3.4 Costi di investimento (caso relativo all'estremo superiore del costo dei moduli)

Come nel caso precedente, si considera, inoltre, come flusso di cassa negativo una manutenzione pari all'1% dell'investimento iniziale per ogni anno dei venticinque in analisi e un tasso di attualizzazione imposto al 6%. Non si è tenuto conto in questa analisi della possibilità di ottenere sgravi fiscali.

Anno	Perdita %	Perdita_0%	Consumo [kWh]	Produzione [kWh]	Energia prelevata [kWh]	Energia immessa [kWh]	Autoconsumo_prod %	Autoconsumo_cons %	Incr_bolletta %	Incr_bolletta_0%	Bolletta [€]	Bolletta FV [€]
0	0	0	642.879,810	241.131,252	472.660,383	70.711,824	71%	27%	0%	0%	119.385,39 €	85.874,66 €
1	1,0%	1,0%	642.879,810	238.719,939	473.386,405	69.226,534	71%	26%	2%	2%	121.773,10 €	87.793,96 €
2	1,0%	2,0%	642.879,810	236.308,627	474.327,851	67.756,667	71%	26%	2%	4%	124.160,81 €	89.670,77 €
3	1,0%	3,0%	642.879,810	233.897,314	475.287,536	66.305,040	72%	26%	2%	6%	126.548,51 €	91.550,71 €
4	1,0%	4,0%	642.879,810	231.486,002	476.263,686	64.869,878	72%	26%	2%	8%	128.936,22 €	93.433,47 €
5	1,0%	5,0%	642.879,810	229.074,689	477.260,302	63.455,181	72%	26%	2%	10%	131.323,93 €	95.319,74 €
6	0,40%	5,4%	642.879,810	228.110,164	477.663,858	62.894,212	72%	26%	2%	12%	133.711,64 €	97.105,59 €
7	0,40%	5,8%	642.879,810	227.145,639	478.068,392	62.334,221	73%	26%	2%	14%	136.099,34 €	98.891,61 €
8	0,40%	6,2%	642.879,810	226.181,114	478.476,580	61.777,884	73%	26%	2%	16%	138.487,05 €	100.678,25 €
9	0,40%	6,6%	642.879,810	225.216,589	478.887,267	61.224,046	73%	26%	2%	18%	140.874,76 €	102.465,32 €
10	0,40%	7,0%	642.879,810	224.252,064	479.301,894	60.674,148	73%	25%	2%	20%	143.262,47 €	104.253,06 €
11	0,40%	7,4%	642.879,810	223.287,539	479.720,041	60.127,770	73%	25%	2%	22%	145.650,18 €	106.041,41 €
12	0,40%	7,8%	642.879,810	222.323,014	480.141,031	59.584,235	73%	25%	2%	24%	148.037,88 €	107.830,25 €
13	0,40%	8,2%	642.879,810	221.358,489	480.564,370	59.043,049	73%	25%	2%	26%	150.425,59 €	109.619,48 €
14	0,40%	8,6%	642.879,810	220.393,964	480.990,356	58.504,510	73%	25%	2%	28%	152.813,30 €	111.409,17 €
15	0,40%	9,0%	642.879,810	219.429,439	481.419,604	57.969,233	74%	25%	2%	30%	155.201,01 €	113.199,42 €
16	0,40%	9,4%	642.879,810	218.464,914	481.851,181	57.436,285	74%	25%	2%	32%	157.588,72 €	114.990,07 €
17	0,40%	9,8%	642.879,810	217.500,389	482.284,617	56.905,196	74%	25%	2%	34%	159.976,42 €	116.781,03 €
18	0,40%	10,2%	642.879,810	216.535,864	482.720,275	56.376,329	74%	25%	2%	36%	162.364,13 €	118.572,38 €
19	0,40%	10,6%	642.879,810	215.571,339	483.157,997	55.849,526	74%	25%	2%	38%	164.751,84 €	120.364,08 €
20	0,40%	11,0%	642.879,810	214.606,814	483.597,500	55.324,504	74%	25%	2%	40%	167.139,55 €	122.156,09 €
21	0,40%	11,4%	642.879,810	213.642,289	484.039,863	54.802,342	74%	25%	2%	42%	169.527,25 €	123.948,58 €
22	0,40%	11,8%	642.879,810	212.677,764	484.486,370	54.284,324	74%	25%	2%	44%	171.914,96 €	125.741,79 €
23	0,40%	12,2%	642.879,810	211.713,239	484.935,888	53.769,267	75%	25%	2%	46%	174.302,67 €	127.535,51 €
24	0,40%	12,6%	642.879,810	210.748,714	485.387,535	53.256,439	75%	24%	2%	48%	176.690,38 €	129.329,60 €
25	0,40%	13,0%	642.879,810	209.784,189	485.844,264	52.748,643	75%	24%	2%	50%	179.078,09 €	131.124,56 €

Tabella 13.3.5 Andamento delle energie e dei costi in bolletta nei 25 anni

Anni	Flussi Positivi		Flussi Negativi		Flussi totali		VAN [€]
	Cs [€]	Autoconsumo [€]	Invest. iniziale [€]	Manuten.e [€]	Flussi cassa [€]	Flussi cassa attualizzati [€]	
0	0 €	0 €	-244.800 €	0 €	-244.800 €	-244.800 €	-244.800 €
1	9.944 €	33.978 €		-2.448 €	41.474 €	39.127 €	-205.673 €
2	9.733 €	34.488 €		-2.448 €	41.773 €	37.178 €	-168.496 €
3	9.524 €	34.995 €		-2.448 €	42.071 €	35.324 €	-133.172 €
4	9.318 €	35.499 €		-2.448 €	42.369 €	33.560 €	-99.611 €
5	9.115 €	36.000 €		-2.448 €	42.667 €	31.883 €	-67.728 €
6	9.034 €	36.601 €		-2.448 €	43.187 €	30.445 €	-37.283 €
7	8.954 €	37.201 €		-2.448 €	43.707 €	29.068 €	-8.215 €
8	8.874 €	37.802 €		-2.448 €	44.228 €	27.749 €	19.534 €
9	8.794 €	38.401 €		-2.448 €	44.748 €	26.486 €	46.020 €
10	8.715 €	39.000 €		-2.448 €	45.268 €	25.277 €	71.297 €
11	8.637 €	39.599 €		-2.448 €	45.788 €	24.120 €	95.418 €
12	8.559 €	40.197 €		-2.448 €	46.308 €	23.014 €	118.431 €
13	8.481 €	40.794 €		-2.448 €	46.828 €	21.955 €	140.386 €
14	8.404 €	41.391 €		-2.448 €	47.347 €	20.942 €	161.327 €
15	8.327 €	41.988 €		-2.448 €	47.867 €	19.973 €	181.301 €
16	8.250 €	42.584 €		-2.448 €	48.387 €	19.047 €	200.348 €
17	8.174 €	43.180 €		-2.448 €	48.906 €	18.162 €	218.510 €
18	8.098 €	43.776 €		-2.448 €	49.426 €	17.316 €	235.826 €
19	8.022 €	44.371 €		-2.448 €	49.945 €	16.507 €	252.333 €
20	7.947 €	44.965 €		-2.448 €	50.464 €	15.735 €	268.068 €
21	7.872 €	45.560 €		-2.448 €	50.984 €	14.997 €	283.065 €
22	7.798 €	46.153 €		-2.448 €	51.503 €	14.292 €	297.358 €
23	7.724 €	46.746 €		-2.448 €	52.022 €	13.619 €	310.977 €
24	7.650 €	47.339 €		-2.448 €	52.541 €	12.977 €	323.953 €
25	7.577 €	47.931 €		-2.448 €	53.060 €	12.363 €	336.316 €

Tabella 13.3.6 Analisi finanziaria con investimento iniziale posto all'estremo inferiore di variazione

Si nota dunque per il caso del SunPower monocristallino, nel caso dell'investimento iniziale più basso, un pay-back time di 8 anni, un VAN al venticinquesimo anno di 336.316 e un TIR del 17 %. Considerando, ora, il caso relativo all'investimento iniziale più elevato si ottiene un pay-back time di 10 anni, un VAN al venticinquesimo anno di 275.413 € e un TIR del 14%.

Anni	Flussi Positivi		Flussi Negativi		Flussi totali		VAN [€]
	Cs [€]	Autoconsumo [€]	Invest. iniziale [€]	Manutenzione [€]	Flussi cassa [€]	Flussi cassa attualizzati [€]	
0	0 €	0 €	-298.800 €	0 €	-298.800 €	-298.800 €	-298.800 €
1	9.944 €	33.978 €		-2.988 €	40.934 €	38.617 €	-260.183 €
2	9.733 €	34.488 €		-2.988 €	41.233 €	36.697 €	-223.486 €
3	9.524 €	34.995 €		-2.988 €	41.531 €	34.871 €	-188.615 €
4	9.318 €	35.499 €		-2.988 €	41.829 €	33.133 €	-155.482 €
5	9.115 €	36.000 €		-2.988 €	42.127 €	31.479 €	-124.003 €
6	9.034 €	36.601 €		-2.988 €	42.647 €	30.064 €	-93.939 €
7	8.954 €	37.201 €		-2.988 €	43.167 €	28.709 €	-65.230 €
8	8.874 €	37.802 €		-2.988 €	43.688 €	27.410 €	-37.820 €
9	8.794 €	38.401 €		-2.988 €	44.208 €	26.166 €	-11.653 €
10	8.715 €	39.000 €		-2.988 €	44.728 €	24.976 €	13.323 €
11	8.637 €	39.599 €		-2.988 €	45.248 €	23.836 €	37.159 €
12	8.559 €	40.197 €		-2.988 €	45.768 €	22.745 €	59.904 €
13	8.481 €	40.794 €		-2.988 €	46.288 €	21.701 €	81.605 €
14	8.404 €	41.391 €		-2.988 €	46.807 €	20.703 €	102.308 €
15	8.327 €	41.988 €		-2.988 €	47.327 €	19.748 €	122.056 €
16	8.250 €	42.584 €		-2.988 €	47.847 €	18.835 €	140.891 €
17	8.174 €	43.180 €		-2.988 €	48.366 €	17.961 €	158.852 €
18	8.098 €	43.776 €		-2.988 €	48.886 €	17.127 €	175.979 €
19	8.022 €	44.371 €		-2.988 €	49.405 €	16.329 €	192.308 €
20	7.947 €	44.965 €		-2.988 €	49.924 €	15.567 €	207.874 €
21	7.872 €	45.560 €		-2.988 €	50.444 €	14.838 €	222.713 €
22	7.798 €	46.153 €		-2.988 €	50.963 €	14.142 €	236.855 €
23	7.724 €	46.746 €		-2.988 €	51.482 €	13.478 €	250.333 €
24	7.650 €	47.339 €		-2.988 €	52.001 €	12.843 €	263.176 €
25	7.577 €	47.931 €		-2.988 €	52.520 €	12.237 €	275.413 €

Tabella 13.3.7 Analisi finanziaria con investimento iniziale posto all'estremo superiore di variazione

14. CASO STUDIO POLICRISTALLINO

Questa soluzione, con moduli policristallini di potenza di picco 285 Wp ed efficienza del 17,4%, prevede una disposizione dei moduli come in figura:

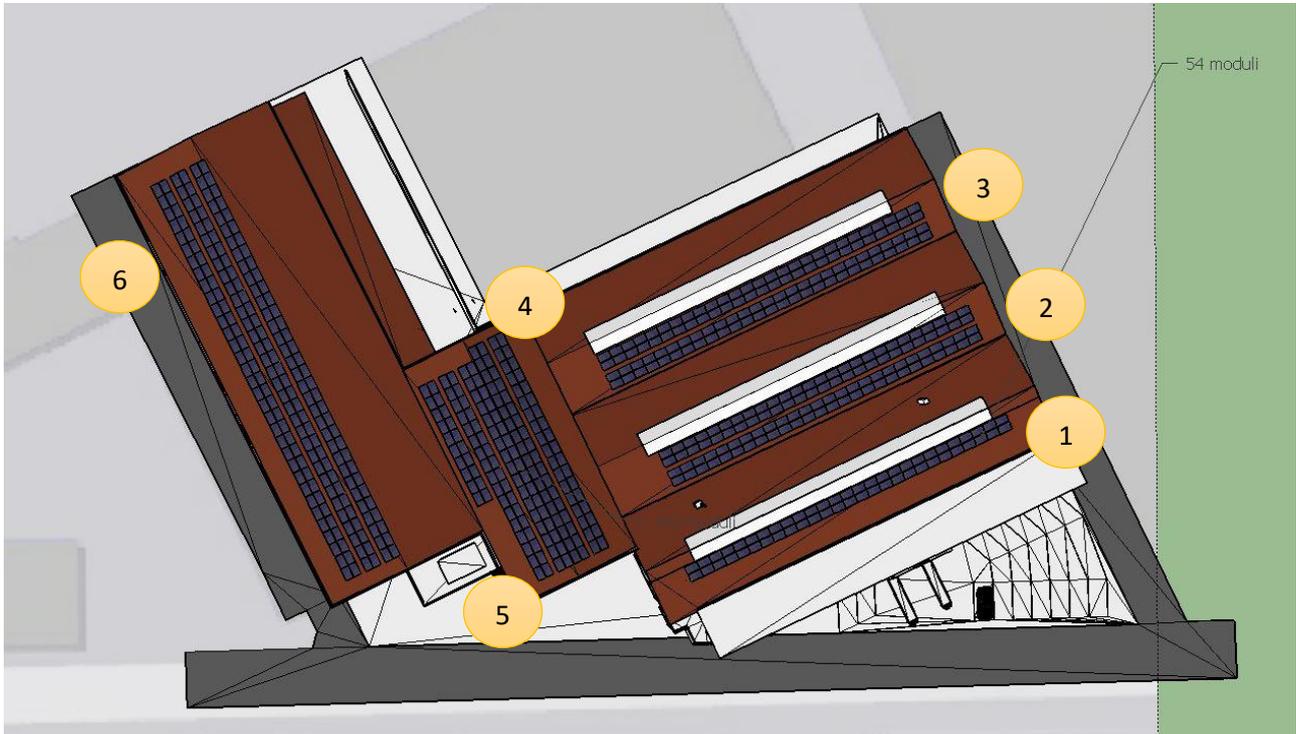


Figura 14.1 Disposizione dei moduli TrinaSolar policristallini

Come già detto in precedenza, si è scelta una disposizione che coprisse il più possibile le falde esposte più a sud, ma in questo caso si è reso necessario utilizzare anche una falda a Nord Est al fine di raggiungere la potenza desiderata. Nella tabella seguente è riportato il numero di moduli inseriti per ogni falda e la relativa potenza:

Falda	N moduli	P tot [kW]
1	54	15,39
2	104	29,64
3	108	30,78
4	72	20,52
5	88	25,08
6	198	56,43
totale	624	178

Tabella 14.1 Numero moduli e potenza per ogni falda



Figura 14.2 TSM-PD05

Tale configurazione prevede una superficie coperta dai moduli di quasi 1070 m², sulle falde i moduli sono affiancati mantenendo una distanza reciproca di 2 cm, nel caso di falde con più moduli la distanza tra le file è pari a circa 70 cm. La superficie per unità di potenza per tale tecnologia è pari a 6 m²/kW.

14.1 Configurazione array – inverter

Nel caso in analisi si è ottenuta una configurazione da cinque array, sono presenti, dunque, cinque inverter uno di taglia pari a 20 kW, due di taglia 25 kW ed uno di taglia 50 kW. Le schede tecniche degli inverter sono analoghe a quelle già viste in precedenza e per questo non verranno nuovamente riportate. Con le ipotesi già viste nei casi precedenti è possibile considerare la scelta degli array che è riportata nella seguente figura:

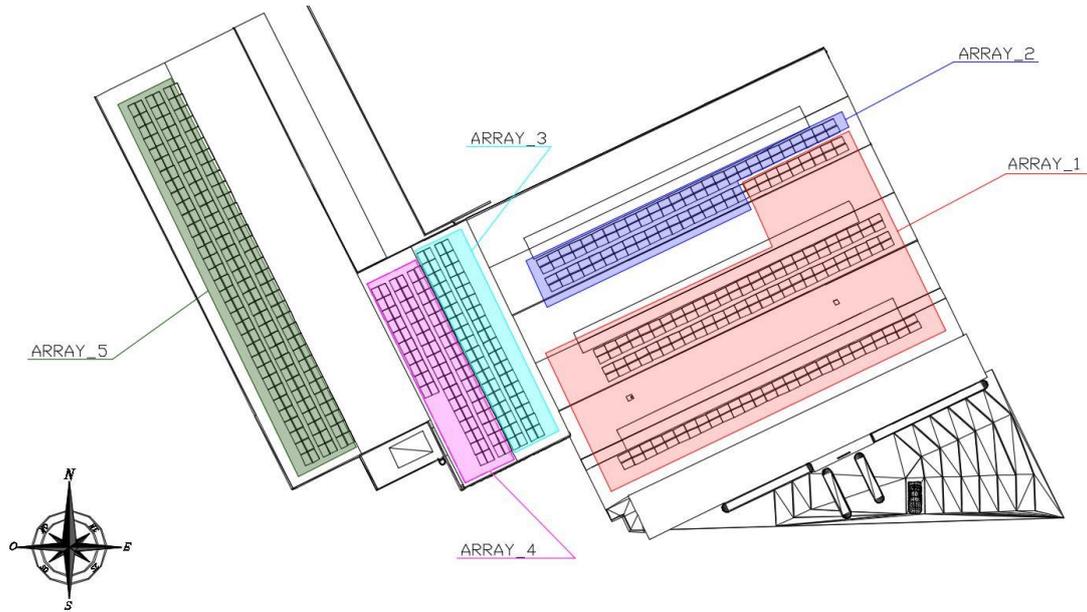


Figura 14.1.1 Configurazione degli array nel caso TrinaSolar Policristallino

Ciascun array ha, come visto, un diverso numero di stringhe con pari numero di moduli posti in serie. Gli inverter scelti sono quelli con taglia prossima alla potenza totale prodotta dall'array tra quelli proposti in precedenza e le connessioni tengono conto del massimo numero di stringhe ammesse in ingresso. Di seguito sono riportate le verifiche di accoppiamento e le caratteristiche degli array.

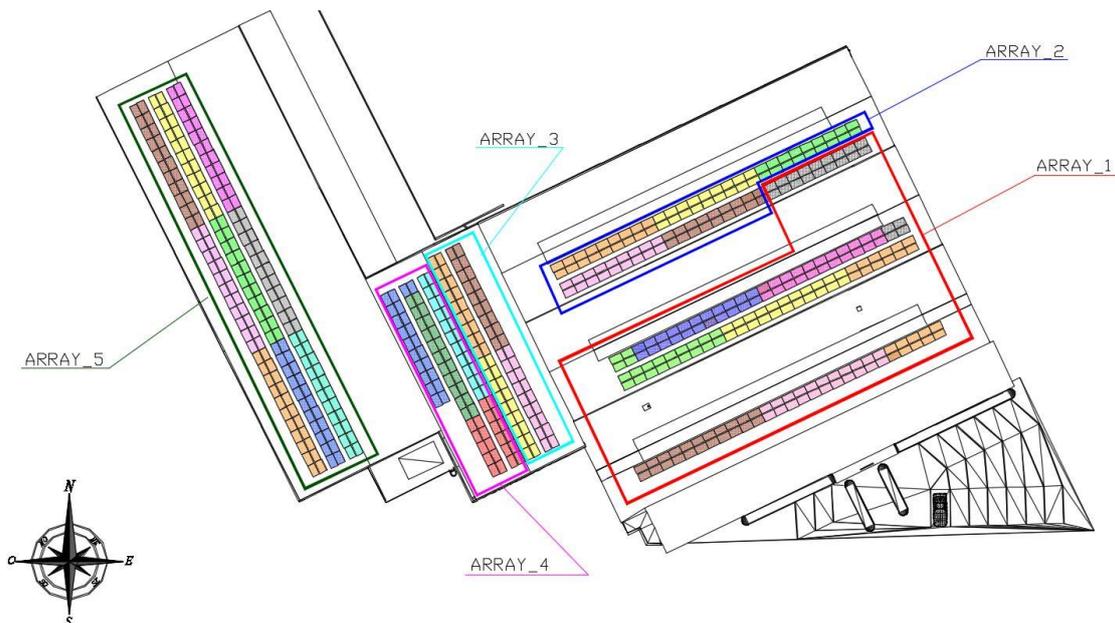


Figura 14.1.2 Configurazione delle stringhe negli array nel caso TrinaSolar Policristallino

Array fotovoltaico INVERTER 1		
N° totale di moduli	176	
N° di moduli / stringa	22	
N° di stringhe	8	
Potenza totale array Pm(a) tot	50160	Wp
Superficie totale	288	m ²
Peso totale	3273,6	kg
Tensione nominale di stringa Vn	695	V
Tensione nominale a vuoto Voc (di stringa)	843	V
Tensione minima Vn (+75 °C)	560	V
Tensione massima Vn (-10 °C)	790	V
Tensione massima a vuoto Voc (-10 °C)	937	V
Corrente massima canale (+75°C, 1000 W/m ²)	18,51	A
Corrente massima In (+75°C, 1000 W/m ²)	74,1	A
Rapporto Pinv / Pm tot (0.9-1.1)	99,7%	

Tabella 14.1.1 Caratteristiche Array 1

Array fotovoltaico INVERTER 2		
N° totale di moduli	90	
N° di moduli / stringa	18	
N° di stringhe	5	
Potenza totale array Pm(a) tot	25650	Wp
Superficie totale	147	m ²
Peso totale	1674	kg
Tensione nominale di stringa Vn	569	V
Tensione nominale a vuoto Voc (di stringa)	689	V
Tensione minima Vn (+75 °C)	458	V
Tensione massima Vn (-10 °C)	646	V
Tensione massima a vuoto Voc (-10 °C)	767	V
Corrente massima canale (+75°C, 1000 W/m ²)	18,51	A
Corrente massima In (+75°C, 1000 W/m ²)	46,3	A
Rapporto Pinv / Pm tot (0.9-1.1)	97,5%	

Tabella 14.1.2 Caratteristiche Array 2

Array fotovoltaico INVERTER 3		
N° totale di moduli	72	
N° di moduli / stringa	18	
N° di stringhe	4	
Potenza totale array Pm(a) tot	20520	Wp
Superficie totale	118	m ²
Peso totale	1339,2	kg
Tensione nominale di stringa Vn	569	V
Tensione nominale a vuoto Voc (di stringa)	689	V
Tensione minima Vn (+75 °C)	458	V
Tensione massima Vn (-10 °C)	646	V
Tensione massima a vuoto Voc (-10 °C)	767	V
Corrente massima canale (+75°C, 1000 W/m ²)	18,51	A
Corrente massima In (+75°C, 1000 W/m ²)	37	A
Rapporto Pinv / Pm tot (0.9-1.1)	97,5%	

Tabella 14.1.3 Caratteristiche Array 3

Array fotovoltaico INVERTER 4		
N° totale di moduli	88	
N° di moduli / stringa	22	
N° di stringhe	4	
Potenza totale array Pm(a) tot	25080	Wp
Superficie totale	144	m ²
Peso totale	1636,8	kg
Tensione nominale di stringa Vn	695	V
Tensione nominale a vuoto Voc (di stringa)	843	V
Tensione minima Vn (+75 °C)	560	V
Tensione massima Vn (-10 °C)	790	V
Tensione massima a vuoto Voc (-10 °C)	937	V
Corrente massima canale (+75°C, 1000 W/m ²)	18,51	A
Corrente massima In (+75°C, 1000 W/m ²)	37	A
Rapporto Pinv / Pm tot (0.9-1.1)	99,7%	

Tabella 14.1.4 Caratteristiche Array 4

Array fotovoltaico INVERTER 5		
N° totale di moduli	198	
N° di moduli / stringa	22	
N° di stringhe	9	
Potenza totale array Pm(a) tot	56430	Wp
Superficie totale	324	m ²
Peso totale	3682,8	kg
Tensione nominale di stringa Vn	695	V
Tensione nominale a vuoto Voc (di stringa)	843	V
Tensione minima Vn (+75 °C)	560	V
Tensione massima Vn (-10 °C)	790	V
Tensione massima a vuoto Voc (-10 °C)	937	V
Corrente massima canale (+75°C, 1000 W/m²)	18,51	A
Corrente massima In (+75°C, 1000 W/m²)	83,3	A
Rapporto Pinv / Pm tot (0.9-1.1)	89%	

Tabella 14.1.5 Caratteristiche Array 5

La seguente tabella riepilogativa permette di richiamare la composizione di ogni array e di evidenziare la scelta effettuata sul collegamento in ingresso delle stringhe nei diversi canali indipendenti dell'inverter.

Array	Stringhe	Moduli per stringa	P [kW]	Taglia inverter [kW]	MPPT indipendenti	Numero massimo di stringhe per MPPT
1	8	22	50,16	50	6	2
2	5	18	25,65	25	2	3
3	4	18	20,52	20	2	3
4	4	22	25,08	25	2	3
5	9	22	56,43	50	6	2

Inverter_1						
	Canale_1	Canale_2	Canale_3	Canale_4	Canale_5	Canale_6
Stringa_array	1,2	3,4	5	6	7	8

Inverter_2		
	Canale_1	Canale_2
Stringa_array	1,2,3	4,5

Inverter_3		
	Canale_1	Canale_2
Stringa_array	1,2	3,4

Inverter_4		
	Canale_1	Canale_2
Stringa_array	1,2	3,4

Inverter_5						
	Canale_1	Canale_2	Canale_3	Canale_4	Canale_5	Canale_6
Stringa_array	1,2	3,4	5,6	7	8	9

Tabella 14.1.6 Disposizione stringhe per MPPT dell'inverter

14.2 Analisi delle ombre con il software SketchUp

Si è cercato, per quanto possibile, di disporre i moduli in modo tale da non essere affetti da ombre significative durante il giorno. Tale soluzione, tuttavia è quella con il numero di moduli maggiore (624) al fine di raggiungere la potenza prefissata. Un numero così elevato di moduli ha implicato la necessità di utilizzare completamente la falda centrale delle tre strutture contigue e una falda a nord est con azimut -115° . Per l'incidenza sulle ombre relativa alla falda centrale si richiama quanto già detto nel caso monocristallino tradizionale.

Si propone l'andamento delle ombre alle ore 11.00 e alle ore 14.00 di una giornata del mese di dicembre e del mese di aprile:

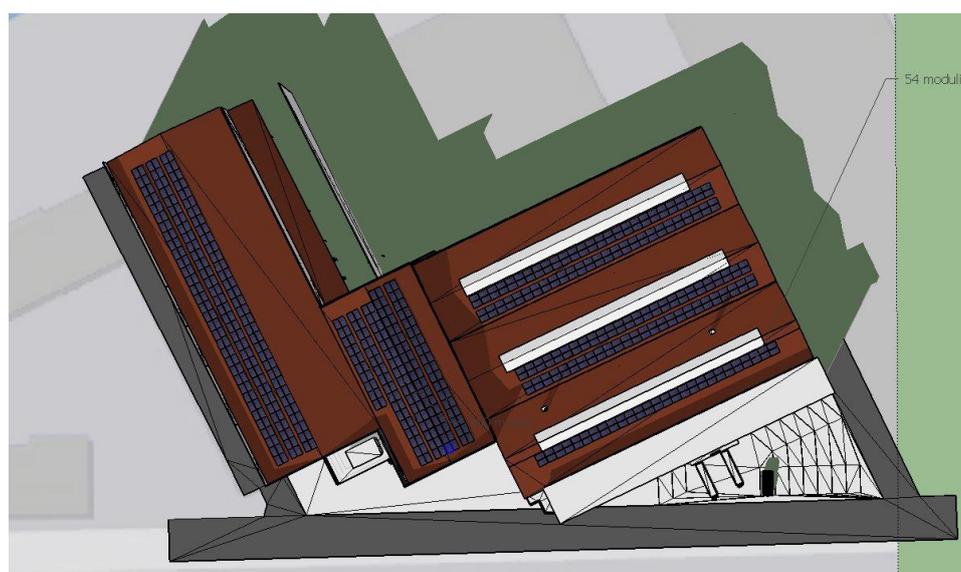


Figura 14.1.3 Andamento ombre in una giornata di dicembre alle ore 14.00

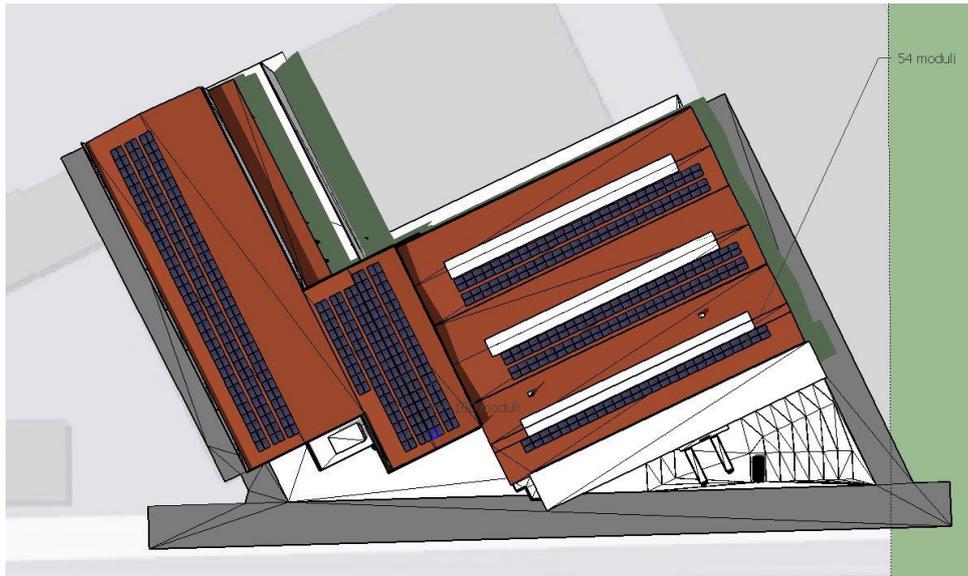


Figura 14.1.4 Andamento ombre in una giornata di aprile alle ore 14.00

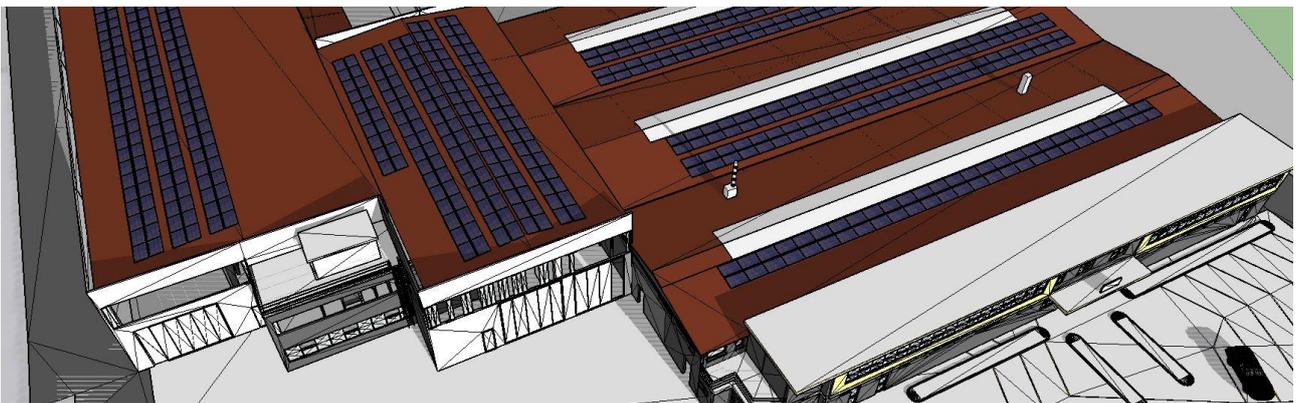


Figura 14.1.5 Andamento ombre in una giornata di dicembre alle ore 11.00

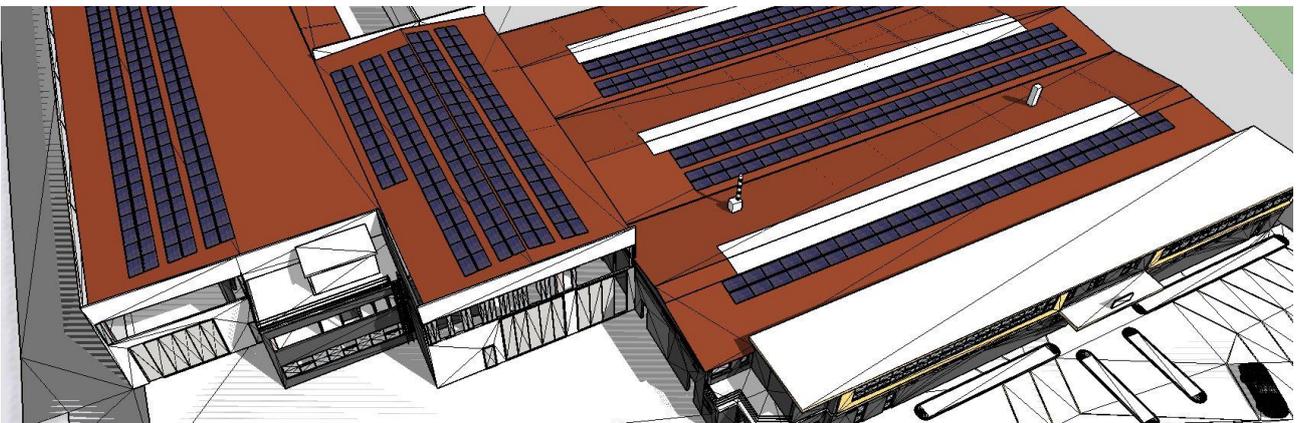


Figura 14.1.6 Andamento ombre in una giornata di aprile alle ore 11.00

14.3 Analisi della producibilità

L'analisi della producibilità dell'impianto viene effettuata tramite l'utilizzo del software Pvsyst. Per il caso in analisi, con moduli TrinaSolar policristallini, il modello della struttura e dell'impianto realizzato è riportato di seguito.

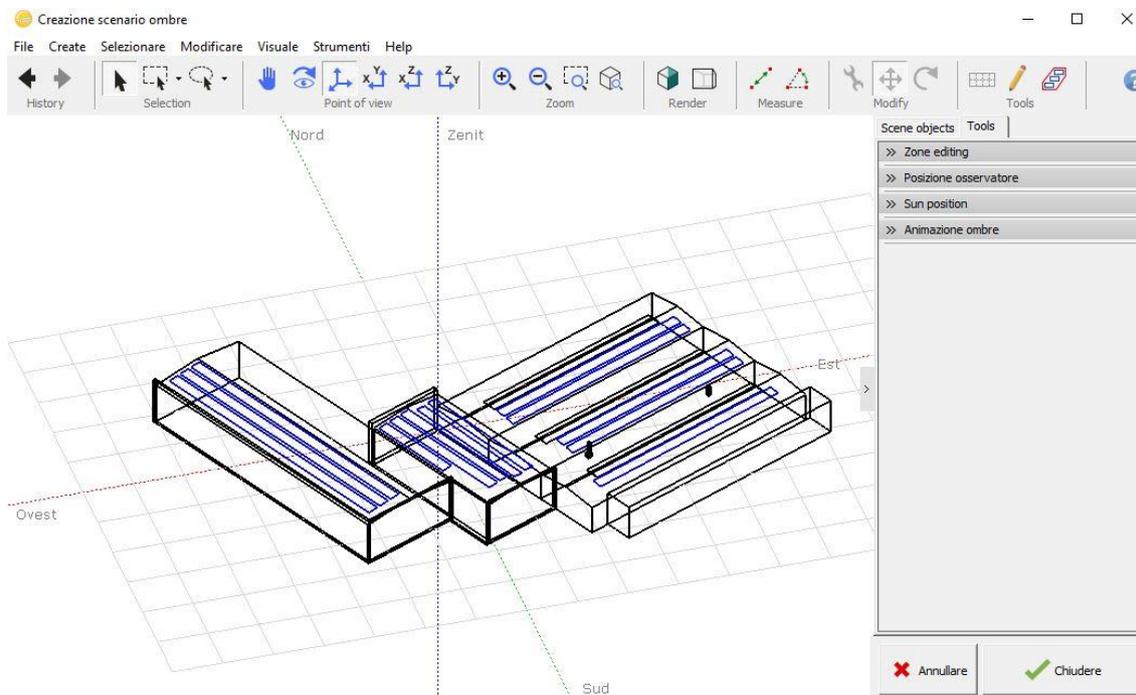


Figura 14.3.1 Modello della struttura e dell'impianto realizzato con il software Pvsyst

Dopo aver diviso il progetto in cinque sotto casi differenti, rappresentativi dei cinque array, per ognuno di questi si è reso necessario definire il numero di moduli e la loro configurazione, l'accoppiamento array – inverter ed, infine, la collocazione dei singoli moduli nelle rispettive stringhe come richiesto per un'analisi delle ombre più accurata. Si riportano in appendice A i modelli relativi ai cinque sotto casi utilizzati nella simulazione.

Come svolto per i precedenti casi si riporta, a titolo di esempio, i valori di produzione per ogni singolo array e dell'intero impianto fotovoltaico in tre giornate tipiche dell'anno 21/12, 21/04 e 21/07.

Data e ora	Produzione_1 [kWh]	Produzione_2 [kWh]	Produzione_3 [kWh]	Produzione_4 [kWh]	Produzione_5 [kWh]	Produzione_tot [kWh]
21/12/2017 00:00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
21/12/2017 01:00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
21/12/2017 02:00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
21/12/2017 03:00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
21/12/2017 04:00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
21/12/2017 05:00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
21/12/2017 06:00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
21/12/2017 07:00	1,0	0,5	0,3	0,4	1,0	3,2
21/12/2017 08:00	3,7	2,0	1,5	1,8	4,0	12,9
21/12/2017 09:00	6,0	3,1	2,4	2,9	6,5	21,0
21/12/2017 10:00	8,2	4,3	3,2	4,0	8,9	28,5
21/12/2017 11:00	7,7	4,0	3,0	3,8	8,5	27,1
21/12/2017 12:00	6,6	3,4	2,6	3,3	7,4	23,4
21/12/2017 13:00	4,6	2,4	1,8	2,4	5,3	16,5
21/12/2017 14:00	2,3	1,2	0,9	1,2	2,7	8,3
21/12/2017 15:00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
21/12/2017 16:00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
21/12/2017 17:00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
21/12/2017 18:00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
21/12/2017 19:00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
21/12/2017 20:00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
21/12/2017 21:00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
21/12/2017 22:00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
21/12/2017 23:00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Tabella 14.3.1 Valori di produzione per ogni array e dell'intero impianto per il 21/12

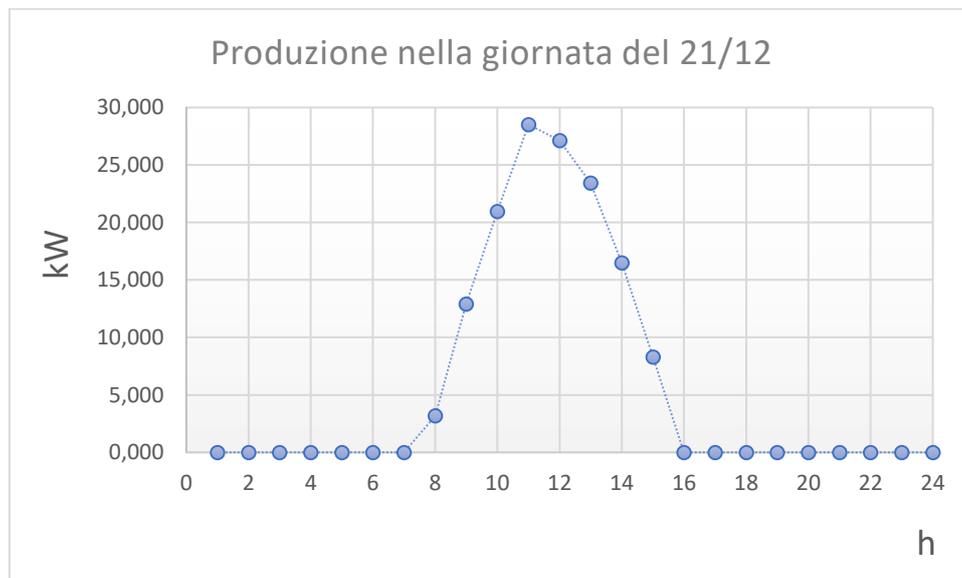


Figura 14.3.2 Andamento della produzione dell'impianto per la giornata del 21/12

Data e ora	Produzione_1 [kWh]	Produzione_2 [kWh]	Produzione_3 [kWh]	Produzione_4 [kWh]	Produzione_5 [kWh]	Produzione_tot [kWh]
21/04/2017 00:00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
21/04/2017 01:00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
21/04/2017 02:00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
21/04/2017 03:00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
21/04/2017 04:00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
21/04/2017 05:00	2,9	1,5	1,3	1,1	2,5	9,2
21/04/2017 06:00	5,6	2,9	2,3	2,6	5,8	19,1
21/04/2017 07:00	10,0	5,1	4,1	4,7	10,5	34,4
21/04/2017 08:00	12,8	6,6	5,2	6,1	13,6	44,3
21/04/2017 09:00	14,6	7,5	5,9	7,1	15,8	50,9
21/04/2017 10:00	16,9	8,6	6,8	8,3	18,5	59,0
21/04/2017 11:00	16,2	8,3	6,5	8,1	18,1	57,2
21/04/2017 12:00	14,6	7,5	5,8	7,4	16,5	51,8
21/04/2017 13:00	12,7	6,5	5,1	6,5	14,6	45,4
21/04/2017 14:00	12,0	6,1	4,7	6,3	14,1	43,2
21/04/2017 15:00	5,0	2,6	2,0	2,6	5,9	18,0
21/04/2017 16:00	1,5	0,8	0,6	0,8	1,8	5,4
21/04/2017 17:00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
21/04/2017 18:00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
21/04/2017 19:00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
21/04/2017 20:00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
21/04/2017 21:00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
21/04/2017 22:00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
21/04/2017 23:00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Tabella 14.3.2 Valori di produzione per ogni array e dell'intero impianto per il 21/04

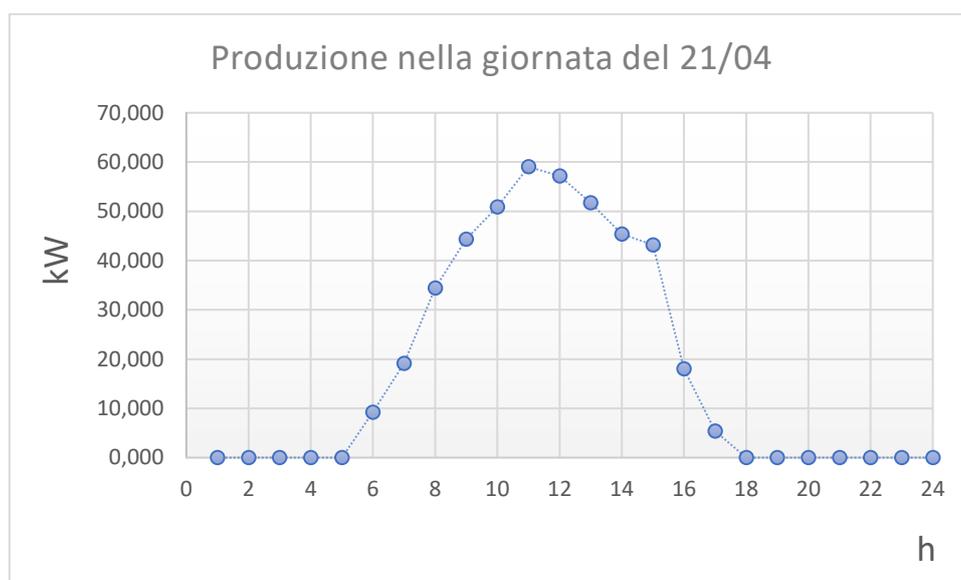


Figura 14.3.3 Andamento della produzione dell'impianto per la giornata del 21/04

Data e ora	Produzione_1 [kWh]	Produzione_2 [kWh]	Produzione_3 [kWh]	Produzione_4 [kWh]	Produzione_5 [kWh]	Produzione_tot [kWh]
21/07/2017 00:00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
21/07/2017 01:00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
21/07/2017 02:00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
21/07/2017 03:00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
21/07/2017 04:00	0,7	0,3	0,4	0,3	0,7	2,4
21/07/2017 05:00	8,3	4,3	4,2	2,6	5,8	25,2
21/07/2017 06:00	17,2	8,8	7,8	6,2	14,0	54,0
21/07/2017 07:00	25,3	12,9	10,6	10,3	23,3	82,4
21/07/2017 08:00	31,5	16,0	12,8	13,8	31,1	105,1
21/07/2017 09:00	34,7	18,2	14,2	16,5	37,1	120,6
21/07/2017 10:00	35,8	19,3	14,9	18,1	38,6	126,7
21/07/2017 11:00	35,9	19,4	14,8	18,7	39,1	127,9
21/07/2017 12:00	35,1	18,7	14,1	18,6	39,0	125,5
21/07/2017 13:00	33,5	17,1	12,8	17,6	38,3	119,2
21/07/2017 14:00	28,2	14,3	10,7	15,5	35,0	103,7
21/07/2017 15:00	21,1	10,7	8,0	12,6	28,3	80,7
21/07/2017 16:00	12,7	6,5	4,8	8,8	19,7	52,5
21/07/2017 17:00	4,8	2,6	2,0	4,0	8,7	22,1
21/07/2017 18:00	0,4	0,2	0,1	0,3	0,7	1,7
21/07/2017 19:00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
21/07/2017 20:00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
21/07/2017 21:00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
21/07/2017 22:00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
21/07/2017 23:00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Tabella 14.3.3 Valori di produzione per ogni array e dell'intero impianto per il 21/07

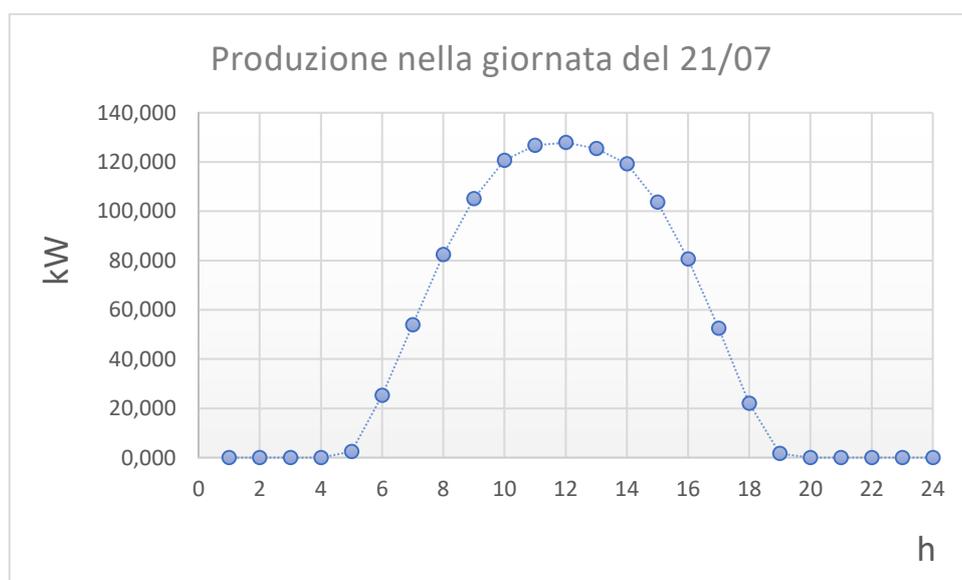


Figura 14.3.4 Andamento della produzione dell'impianto per la giornata del 21/07

Dai dati resi disponibili dalla simulazione si evince come il valore massimo di produzione stimato sia di 136 kWh riferito alle ore 10.00 del 03/08 . Si propone, infine, nella seguente tabella l'energia prodotta annualmente e l'energia prodotta al kWp per ogni array e per l'impianto fotovoltaico complessivo.

TRINASOLAR POLICRISTALLINO				
Array	Potenza [kW]	Taglia inverter [kW]	E prodotta [MWh/anno]	E prodotta/kWp [kWh/KWp/anno]
1	50,16	50	66,543	1327
2	25,65	25	34,266	1336
3	20,52	20	25,568	1246
4	25,08	25	32,68	1303
5	56,43	50	72,31	1281
Totale	177,84	170	231,367	1301⁵

Tabella 14.3.4 Energia prodotta all'anno ed energia prodotta al kWp all'anno

Nota la produzione dell'impianto e la conoscenza dei consumi elettrici dello stabilimento vista in precedenza si è reso possibile il calcolo dell'energia immessa o prelevata dalla rete per ogni ora del giorno e il valore di autoconsumo ottenuto. Nel caso di tale impianto si è ottenuto un valore massimo di energia immessa in rete pari a 121 kWh registrato alle ore 11.00 del 01/05 ed un valore massimo di energia prelevata da rete pari a 141 kWh registrato alle ore 06.00 del 23/01. Il valore più alto di richiesta di energia totalmente soddisfatta dalla produzione dell'impianto è di 119 kWh registrato alle ore 12.00 del 15/05. Nell'intero anno si è ottenuta un'energia immessa di 63 MWh ed un'energia prelevata di 474 MWh.

Eimm anno [MWh/anno]	Epre anno [MWh/anno]	Eimm max [kWh]	Epre max [kWh]	Eauto max [kWh]
63	474	121	141	119

Tabella 14.3.5 Sintesi dell'energia massima prelevata, immessa e auto consumata

Si riportano nel seguito gli andamenti, per quattro mesi caratteristici, dei consumi elettrici e della produzione dell'impianto e i valori percentuali di autoconsumo mensile rispetto ai consumi e rispetto alla produzione. I restanti grafici sono riportati nell'appendice B.

⁵ Media pesata dell'energia prodotta all'anno al kWp rispetto alla potenza di picco

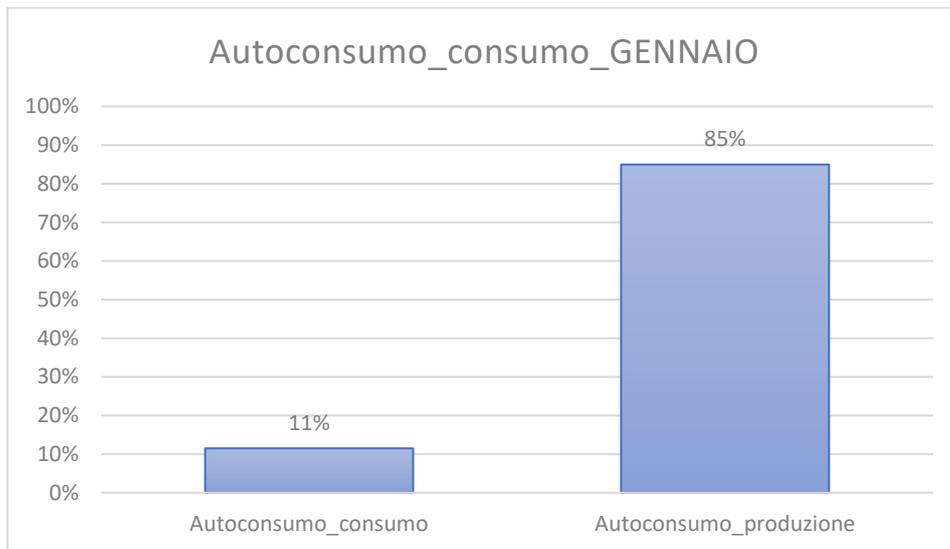
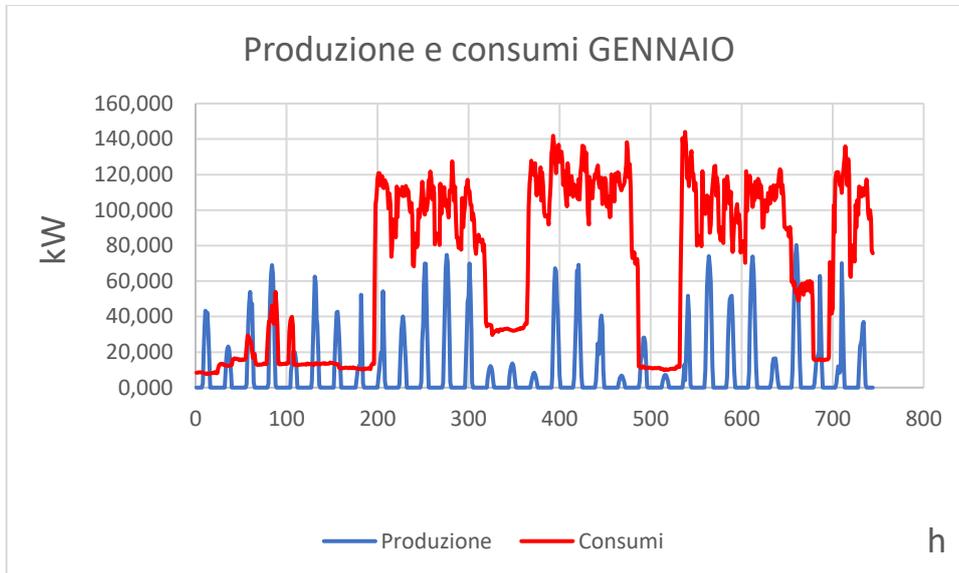


Figura 14.3.5 Produzione, consumo ed autoconsumo del mese di Gennaio

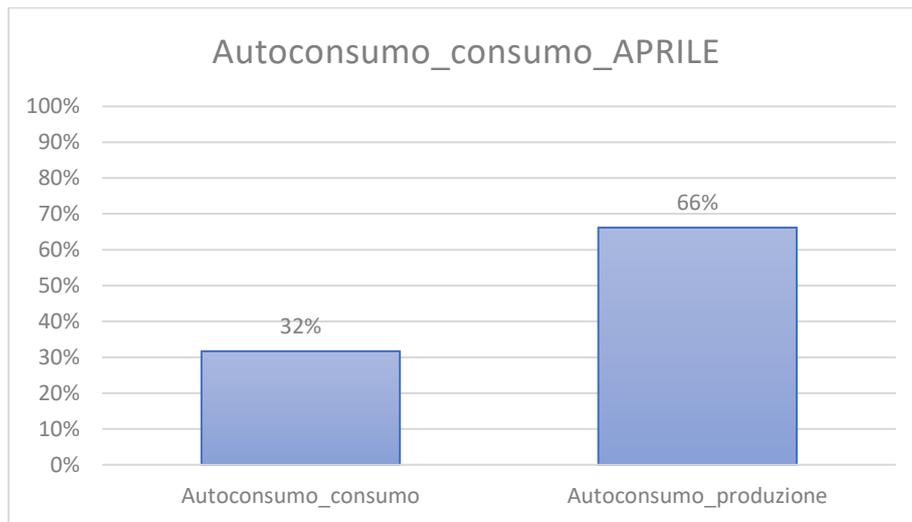
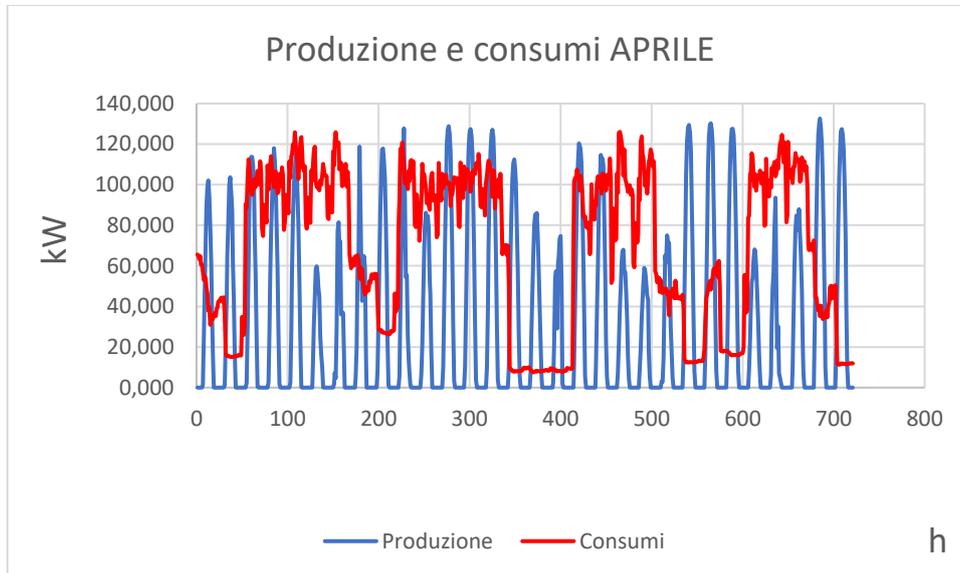


Figura 14.3.6 Produzione, consumo ed autoconsumo del mese di Aprile

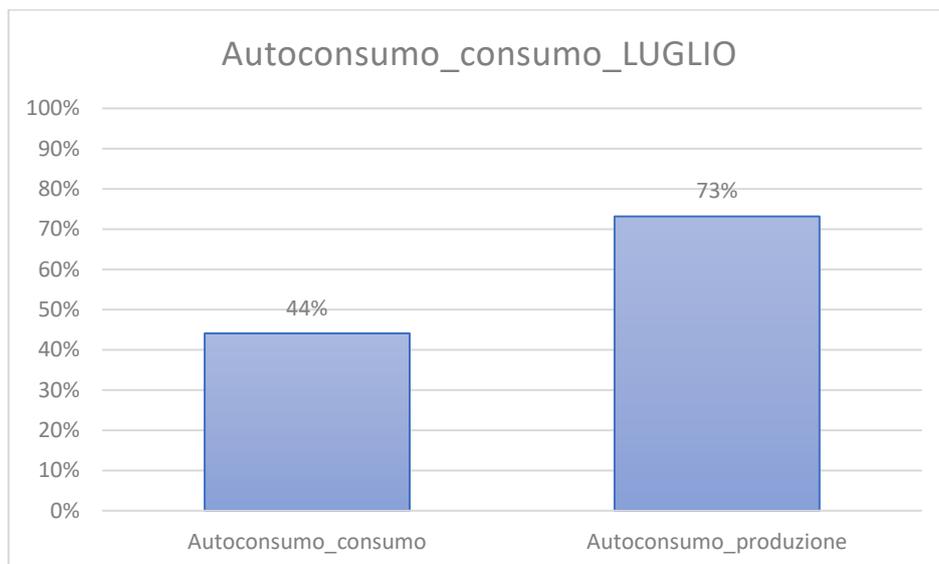
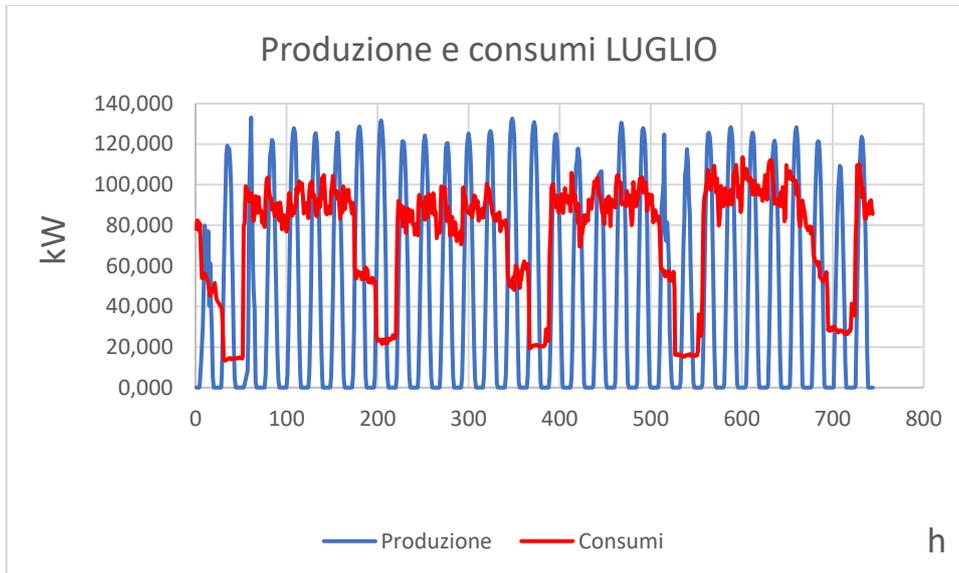


Figura 14.3.7 Produzione, consumo ed autoconsumo del mese di Luglio

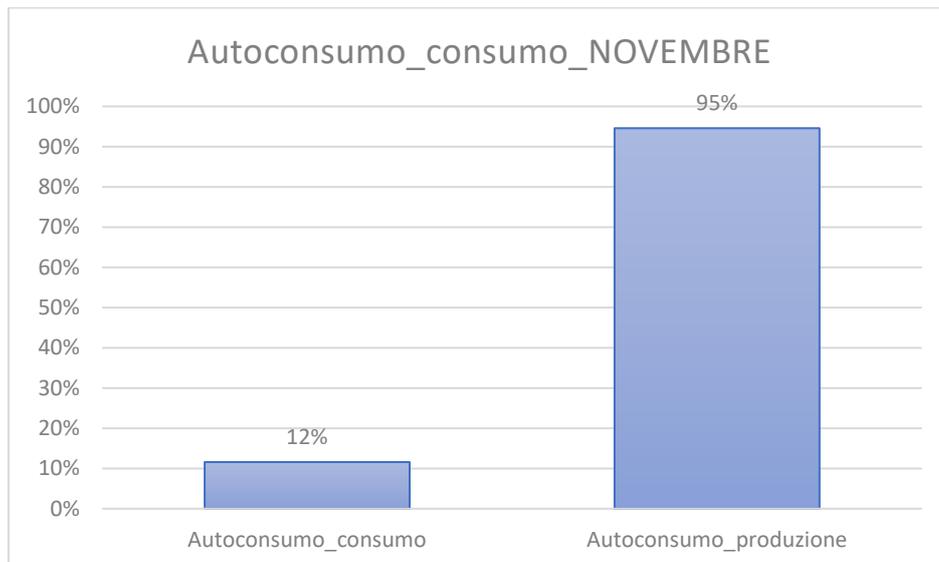
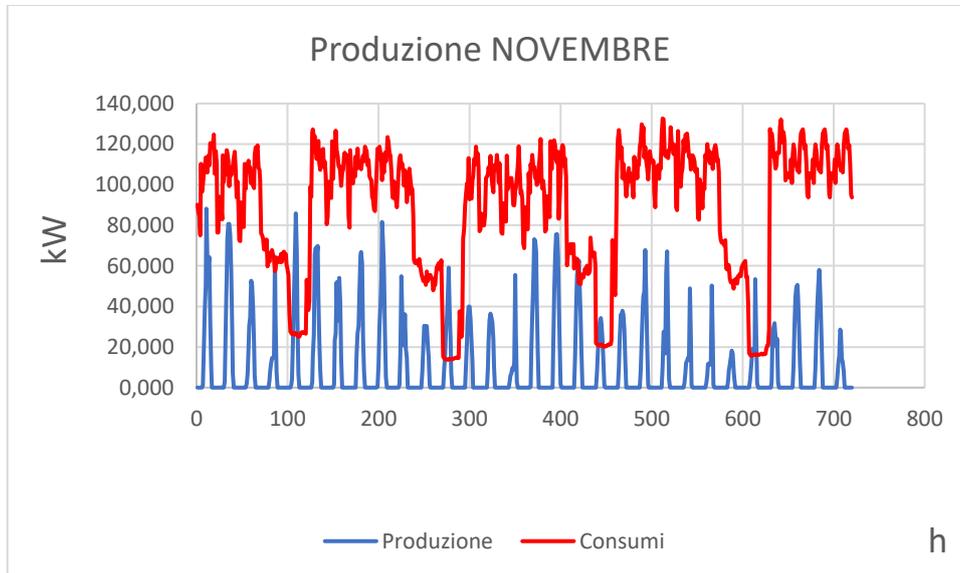


Figura 14.3.8 Produzione, consumo ed autoconsumo del mese di Novembre

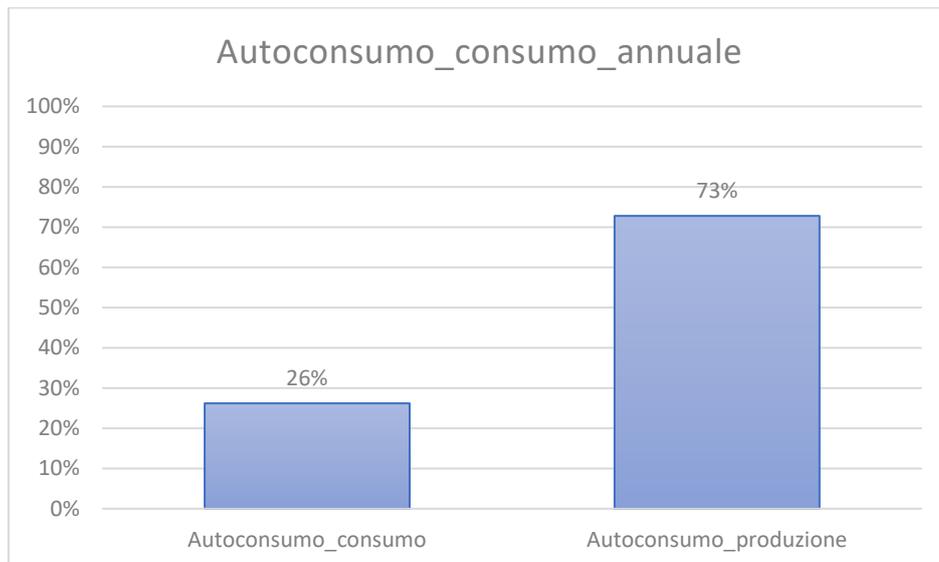
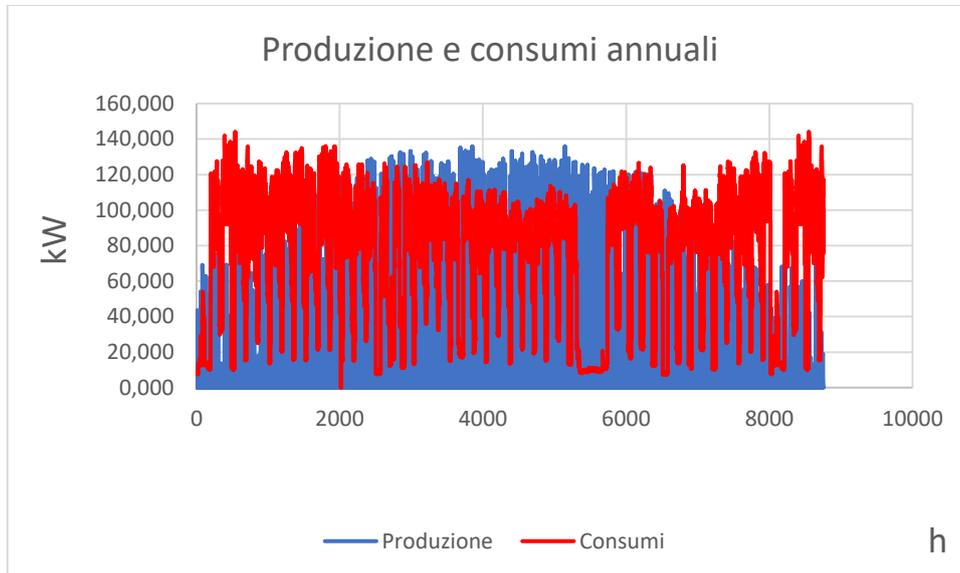


Figura 14.3.9 Produzione, consumo ed autoconsumo annuale

Da quanto esposto si nota, dunque, che:

- L'autoconsumo rispetto ai consumi assume il valore massimo nel mese di luglio (44%);
- L'autoconsumo rispetto alla produzione assume il valore massimo nel mese di novembre (95%);
- L'autoconsumo rispetto ai consumi annuale è del 26%;
- L'autoconsumo rispetto alla produzione annuale è del 73%;

Tale impianto presenta, dunque, un valore di autoconsumo rispetto alla produzione più che soddisfacente, differente dal caso SunPower monocristallino del solo 2% ed analogo al caso TrinaSolar monocristallino.

14.4 Analisi economica

Le ipotesi relative all'analisi economica sono analoghe ai casi precedenti e, per questo non vengono riportate. L'unica differenza è relativa al diverso degrado dei moduli negli anni. Per i moduli TrinaSolar policristallini "TSM-PD05" tali perdite sono indicate nella corrispondente scheda tecnica:

- Perdita dello 2.5% nel primo anno;
- Perdita dello 0.7 % dal secondo anno fino al venticinquesimo;

Tenuto conto, allora dei consumi e dell'energia prodotta si è proceduto alla valutazione dell'energia immessa in rete di quella prelevata e del costo della bolletta con e senza l'impianto fotovoltaico. Si è deciso, inoltre, di ipotizzare, come in precedenza, un incremento del 2% del costo della bolletta per ogni anno.

Bolletta senza impianto fotovoltaico	
Spesa per la materia energia	47.732,19 €
Spesa trasporto e gestione contatore	11.237,35 €
Spesa per oneri di sistema	40.218,62 €
Ricalcoli	- €
Altre partite	- €
Bonus sociale	- €
Canone di abbonamento televisione	- €
Imposte	18.758,41 €
Corrispettivo Reattiva	1.438,82 €
TOTALE	119.385,39 €

Tabella 14.4.1 Bolletta elettrica in assenza dell'impianto fotovoltaico

Bolletta con impianto fotovoltaico	
Spesa per la materia energia	31.657,80 €
Spesa trasporto e gestione contatore	9.718,31 €
Spesa per oneri di sistema	29.775,21 €
Ricalcoli	- €
Altre partite	- €
Bonus sociale	- €
Canone di abbonamento televisione	- €
Imposte	13.639,11 €
Corrispettivo Reattiva	1.438,82 €
TOTALE	86.229,25 €

Tabella 14.4.2 Bolletta elettrica in presenza dell'impianto fotovoltaico



Figura 14.4.1 Differenza percentuale delle varie componenti in bolletta nei due casi

Nella valutazione dell'investimento iniziale si sono considerate, invece, le seguenti voci:

- Costo dei moduli;
- Costo di smaltimento dei moduli;
- Costo degli inverter;
- Costo della struttura e dei componenti;
- Costo dell'installazione

Per il costo dei moduli, nel caso del TrinaSolar policristallino sono stati considerati due valori intesi come i possibili estremi di variazione di costo pari a di 35 c€/Wp e 52 €/Wp. Per gli inverter si è considerato un costo di 140€/kWp. Si ottengono dunque i seguenti costi d'investimento:

Costo moduli (35 c€/Wp) [€]	Costo Inverter [€]	Altri costi (Componenti, manodopera, ricavo azienda, etc.) [€]	Costo totale [€]	Costo Totale [€/kWp]
63.000	25.200	75.600	163.800	910

Tabella 14.4.3 Costi di investimento (caso relativo all'estremo inferiore del costo dei moduli)

Costo moduli (52 c€/Wp) [€]	Costo Inverter [€]	Altri costi (Componenti, manodopera, ricavo azienda, etc.) [€]	Costo totale [€]	Costo Totale [€/kWp]
93.600	25.200	75.600	194.400	1.080

Tabella 14.4.4 Costi di investimento (caso relativo all'estremo superiore del costo dei moduli)

L'investimento iniziale nel caso TrinaSolar Policristallino è stimato sui 163.800 € nel primo caso e 194.400 € nel secondo. Si considera, come nei casi precedenti, un flusso di cassa negativo per manutenzione pari all'1% dell'investimento iniziale per ogni anno dei venticinque in analisi e un tasso di attualizzazione imposto al 6%. Non si è tenuto conto in questa analisi della possibilità di ottenere sgravi fiscali.

Anno	Perdita %	Perdita 0%	Consumo [kWh]	Produzione [kWh]	Energia prelevata [kWh]	Energia immessa [kWh]	Autoconsumo prod %	Autoconsumo cons %	Incr bolletta %	Incr bolletta 0%	Bolletta [€]	Bolletta FV [€]
0	0	0	642.879,810	231.369,865	474.471,370	62.961,425	73%	26%	0%	0%	119.385,39€	86.229,25€
1	2,5%	2,5%	642.879,810	225.585,618	476.950,986	59.656,794	74%	26%	2%	2%	121.773,10€	88.418,73€
2	0,7%	3,2%	642.879,810	223.966,029	477.663,825	58.750,044	74%	26%	2%	4%	124.160,81€	90.264,03€
3	0,7%	3,9%	642.879,810	222.346,440	478.380,506	57.847,136	74%	26%	2%	6%	126.548,51€	92.109,99€
4	0,7%	4,6%	642.879,810	220.726,851	479.108,180	56.955,221	74%	25%	2%	8%	128.936,22€	93.957,84€
5	0,7%	5,3%	642.879,810	219.107,262	479.842,708	56.070,160	74%	25%	2%	10%	131.323,93€	95.806,87€
6	0,7%	6,0%	642.879,810	217.487,673	480.584,340	55.192,202	75%	25%	2%	12%	133.711,64€	97.657,10€
7	0,7%	6,7%	642.879,810	215.868,084	481.334,225	54.322,498	75%	25%	2%	14%	136.099,34€	99.508,76€
8	0,7%	7,4%	642.879,810	214.248,495	482.094,805	53.463,490	75%	25%	2%	16%	138.487,05€	101.362,25€
9	0,7%	8,1%	642.879,810	212.628,906	482.863,821	52.612,916	75%	25%	2%	18%	140.874,76€	103.217,18€
10	0,7%	8,8%	642.879,810	211.009,317	483.641,207	51.770,714	75%	25%	2%	20%	143.262,47€	105.073,56€
11	0,7%	9,5%	642.879,810	209.389,727	484.428,060	50.937,978	76%	25%	2%	22%	145.650,18€	106.931,55€
12	0,7%	10,2%	642.879,810	207.770,138	485.226,199	50.116,528	76%	25%	2%	24%	148.037,88€	108.791,47€
13	0,7%	10,9%	642.879,810	206.150,549	486.031,628	49.302,368	76%	24%	2%	26%	150.425,59€	110.652,65€
14	0,7%	11,6%	642.879,810	204.530,960	486.846,871	48.498,021	76%	24%	2%	28%	152.813,30€	112.515,50€
15	0,7%	12,3%	642.879,810	202.911,371	487.669,145	47.700,706	76%	24%	2%	30%	155.201,01€	114.379,57€
16	0,7%	13,0%	642.879,810	201.291,782	488.503,159	46.915,131	77%	24%	2%	32%	157.588,72€	116.245,64€
17	0,7%	13,7%	642.879,810	199.672,193	489.348,375	46.140,758	77%	24%	2%	34%	159.976,42€	118.113,62€
18	0,7%	14,4%	642.879,810	198.052,604	490.207,542	45.380,336	77%	24%	2%	36%	162.364,13€	119.983,97€
19	0,7%	15,1%	642.879,810	196.433,015	491.078,224	44.631,429	77%	24%	2%	38%	164.751,84€	121.856,31€
20	0,7%	15,8%	642.879,810	194.813,426	491.955,555	43.889,171	77%	23%	2%	40%	167.139,55€	123.729,78€
21	0,7%	16,5%	642.879,810	193.193,837	492.844,777	43.158,804	78%	23%	2%	42%	169.527,25€	125.605,29€
22	0,7%	17,2%	642.879,810	191.574,248	493.747,882	42.442,320	78%	23%	2%	44%	171.914,96€	127.483,18€
23	0,7%	17,9%	642.879,810	189.954,659	494.664,714	41.739,563	78%	23%	2%	46%	174.302,67€	129.363,42€
24	0,7%	18,6%	642.879,810	188.335,070	495.598,644	41.053,303	78%	23%	2%	48%	176.690,38€	131.246,60€
25	0,7%	19,3%	642.879,810	186.715,481	496.546,566	40.382,237	78%	23%	2%	50%	179.078,09€	133.087,07€

Tabella 14.4.5 Andamento delle energie e dei costi in bolletta nei 25 anni

Anni	Flussi Positivi		Flussi Negativi		Flussi totali		VAN [€]
	Cs [€]	Autoconsumo [€]	Invest. iniziale [€]	Manuten.e [€]	Flussi cassa [€]	Flussi cassa attualizzati [€]	
0	0 €	0 €	-163.800 €	0 €	-163.800 €	-163.800 €	-163.800 €
1	8.569 €	33.353 €		-1.638 €	40.285 €	39.111 €	-125.796 €
2	8.439 €	33.895 €		-1.638 €	40.696 €	36.219 €	-89.576 €
3	8.309 €	34.436 €		-1.638 €	41.107 €	34.514 €	-55.062 €
4	8.181 €	34.975 €		-1.638 €	41.518 €	32.886 €	-22.176 €
5	8.054 €	35.513 €		-1.638 €	41.929 €	31.332 €	9.156 €
6	7.928 €	36.049 €		-1.638 €	42.339 €	29.847 €	39.003 €
7	7.803 €	36.584 €		-1.638 €	42.749 €	28.431 €	67.434 €
8	7.680 €	37.118 €		-1.638 €	43.159 €	27.079 €	94.513 €
9	7.557 €	37.649 €		-1.638 €	43.569 €	25.788 €	120.301 €
10	7.437 €	38.180 €		-1.638 €	43.978 €	24.557 €	144.858 €
11	7.317 €	38.709 €		-1.638 €	44.388 €	23.383 €	168.241 €
12	7.199 €	39.236 €		-1.638 €	44.796 €	22.262 €	190.504 €
13	7.082 €	39.761 €		-1.638 €	45.205 €	21.194 €	211.698 €
14	6.966 €	40.285 €		-1.638 €	45.614 €	20.175 €	231.873 €
15	6.852 €	40.808 €		-1.638 €	46.022 €	19.203 €	251.076 €
16	6.739 €	41.329 €		-1.638 €	46.430 €	18.277 €	269.353 €
17	6.628 €	41.847 €		-1.638 €	46.837 €	17.394 €	286.746 €
18	6.519 €	42.364 €		-1.638 €	47.244 €	16.552 €	303.298 €
19	6.411 €	42.878 €		-1.638 €	47.651 €	15.749 €	319.048 €
20	6.304 €	43.392 €		-1.638 €	48.058 €	14.985 €	334.032 €
21	6.199 €	43.903 €		-1.638 €	48.464 €	14.256 €	348.288 €
22	6.097 €	44.412 €		-1.638 €	48.870 €	13.562 €	361.850 €
23	5.996 €	44.918 €		-1.638 €	49.276 €	12.900 €	374.751 €
24	5.897 €	45.422 €		-1.638 €	49.681 €	12.270 €	387.021 €
25	5.801 €	45.923 €		-1.638 €	50.086 €	11.670 €	398.691 €

Tabella 14.4.5 Analisi finanziaria con investimento iniziale posto all'estremo inferiore di variazione

Si nota per il caso del TrinaSolar Policristallino, nel caso di investimento iniziale più basso, un pay-back time di circa 5 anni, un VAN al venticinquesimo anno di 398.691 € e un TIR del 25%. Considerando, ora, il caso relativo all'investimento iniziale più alto si ottiene un pay-back time di circa 6 anni, un VAN al venticinquesimo anno di 364.179 e un TIR del 21%:

Anni	Flussi Positivi		Flussi Negativi		Flussi totali		VAN [€]
	Cs [€]	Autoconsumo [€]	Invest. iniziale [€]	Manuten.e [€]	Flussi cassa [€]	Flussi cassa attualizzati [€]	
0	0 €	0 €	-194.400 €	0 €	-194.400 €	-194.400 €	-194.400 €
1	8.569 €	33.353 €		-1.944 €	39.979 €	38.814 €	-156.684 €
2	8.439 €	33.895 €		-1.944 €	40.390 €	35.947 €	-120.737 €
3	8.309 €	34.436 €		-1.944 €	40.801 €	34.257 €	-86.480 €
4	8.181 €	34.975 €		-1.944 €	41.212 €	32.644 €	-53.836 €
5	8.054 €	35.513 €		-1.944 €	41.623 €	31.103 €	-22.733 €
6	7.928 €	36.049 €		-1.944 €	42.033 €	29.632 €	6.899 €
7	7.803 €	36.584 €		-1.944 €	42.443 €	28.227 €	35.126 €
8	7.680 €	37.118 €		-1.944 €	42.853 €	26.887 €	62.012 €
9	7.557 €	37.649 €		-1.944 €	43.263 €	25.607 €	87.620 €
10	7.437 €	38.180 €		-1.944 €	43.672 €	24.386 €	112.006 €
11	7.317 €	38.709 €		-1.944 €	44.082 €	23.222 €	135.228 €
12	7.199 €	39.236 €		-1.944 €	44.490 €	22.110 €	157.338 €
13	7.082 €	39.761 €		-1.944 €	44.899 €	21.050 €	178.389 €
14	6.966 €	40.285 €		-1.944 €	45.308 €	20.040 €	198.428 €
15	6.852 €	40.808 €		-1.944 €	45.716 €	19.076 €	217.504 €
16	6.739 €	41.329 €		-1.944 €	46.124 €	18.156 €	235.660 €
17	6.628 €	41.847 €		-1.944 €	46.531 €	17.280 €	252.940 €
18	6.519 €	42.364 €		-1.944 €	46.938 €	16.445 €	269.385 €
19	6.411 €	42.878 €		-1.944 €	47.345 €	15.648 €	285.033 €
20	6.304 €	43.392 €		-1.944 €	47.752 €	14.889 €	299.923 €
21	6.199 €	43.903 €		-1.944 €	48.158 €	14.166 €	314.089 €
22	6.097 €	44.412 €		-1.944 €	48.564 €	13.477 €	327.566 €
23	5.996 €	44.918 €		-1.944 €	48.970 €	12.820 €	340.386 €
24	5.897 €	45.422 €		-1.944 €	49.375 €	12.195 €	352.580 €
25	5.801 €	45.923 €		-1.944 €	49.780 €	11.599 €	364.179 €

Tabella 14.4.6 Analisi finanziaria con investimento iniziale posto all'estremo superiore di variazione

15. CONCLUSIONI ECONOMICHE E SCELTA DELLA TECNOLOGIA

Nel presente lavoro sono state confrontate tre diverse possibili configurazioni di moduli fotovoltaici di diversa tecnologia per la realizzazione di un impianto fotovoltaico da 180 kW sul tetto di uno stabilimento industriale presso Casarza Ligure (GE). La scelta di moduli di differenti tecnologie incide sulla superficie totale occupata, ma in ogni caso nessuna delle tre soluzioni ha evidenziato particolari problematiche di ombreggiamento.

Gli accoppiamenti tra array ed inverter sono stati realizzati ottenendo un compromesso tra un numero contenuto di inverter e uno sfruttamento ottimale delle stringhe. Avere una soluzione con un unico inverter centralizzato avrebbe anche comportato maggiori perdite per problemi di ombreggiamento. La scelta, invece, di più inverter dotati di numerosi MPPT (Maximum Power Point Tracker) permette di individuare istante per istante il punto di massima efficienza energetica per ogni canale migliorando, così, la produzione totale.

Per quanto riguarda l'analisi economica si riporta una tabella riepilogativa degli intervalli di variazione di prezzo considerati per i moduli scelti:

Modulo fotovoltaico	Costo moduli [€/Wp]
TrinaSolar Mono	0.41 – 0.54
SunPower Mono	0,71 – 1,11
TrinaSolar Poli	0,35 – 0,52

Tabella 15.1 Intervalli di costo dei moduli

Noti i due estremi di prezzo si sono valutate le variazioni in termini di investimento iniziale, pay-back time, valore attuale netto al venticinquesimo anno e indice di rendimento interno per i tre casi:

Modulo fotovoltaico	Investimento iniziale [k€]	PBT [anni]	VAN 25 anno [k€]	TIR [%]
TrinaSolar Mono	175 - 198	5,5 - 6	387 - 361	24 - 21
SunPower Mono	245 - 299	8 – 10	336 - 275	17 - 14
TrinaSolar Poli	164 - 194	5 - 6	399 - 364	25 - 21

Tabella 15.2 Confronto economico delle soluzioni proposte

I risultati ottenuti evidenziano come la scelta più conveniente in termini economici sia quella data dai moduli TrinaSolar policristallini seguiti poi dai TrinaSolar monocristallini e infine dai SunPower monocristallini. Tuttavia, è necessario tenere in conto anche della qualità dei materiali dei moduli, che deve essere presa in considerazione oltre che ai soli costi. Lavori di ricerca [24] hanno, infatti, evidenziato come i moduli policristallini abbiano più facilmente delle disomogeneità di fabbrica oltre che ad essere più soggetti ad eventuali perdite di prestazioni a seguito di sollecitazioni meccaniche, termiche e o climatiche come nel caso dell'umidità. In tale lavoro sono stati, dunque, scelti moduli monocristallini al fine di avere maggiori garanzie di tenuta e prestazione rispetto ai moduli policristallini. In particolare, i moduli monocristallini tradizionali del produttore Trinasolar sono di elevata qualità e garantiscono un ritorno economico superiore rispetto al caso dei moduli Sunpower, il cui costo è elevato. Nel seguito verrà, dunque, sviluppato il progetto elettrico per la soluzione "TrinaSolar monocristallino" proposta.

16. PROGETTAZIONE ELETTRICA DELL'IMPIANTO

La progettazione elettrica dell'impianto ha richiesto alcune considerazioni preliminari di carattere logistico al fine di individuare i luoghi idonei ad ospitare le apparecchiature elettriche necessarie. La scelta dei locali elettrici è stata influenzata dalla necessità di ottenere una posizione il più possibile baricentrica rispetto all'intero impianto. Sono stati, dunque, definiti due locali "locale inverter" e "locale quadro generale di bassa tensione". Il primo adibito ad ospitare gli inverter, i quadri DC e i necessari cablaggi e il secondo dedicato alla presenza del quadro generale di bassa tensione a protezione non solo dell'impianto fotovoltaico ma anche delle altre partenze elettriche proprie della struttura. Si riporta di seguito una vista 3-D della porzione di struttura dedicata a tali locali, ed una rappresentazione schematica del locale inverter realizzata con il software AutoCAD.

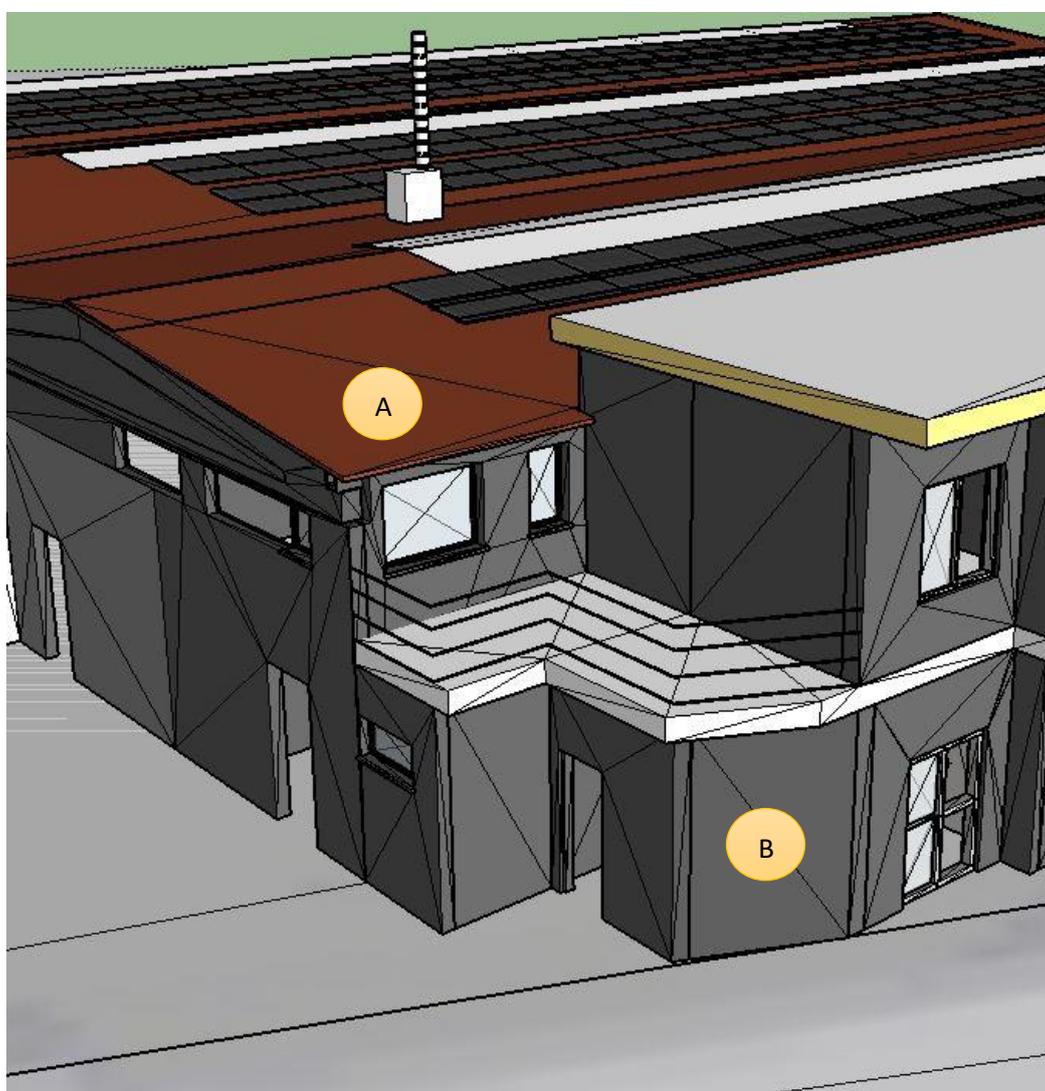


Figura 16.1 a) Locale inverter b) Locale quadro generale di bassa tensione

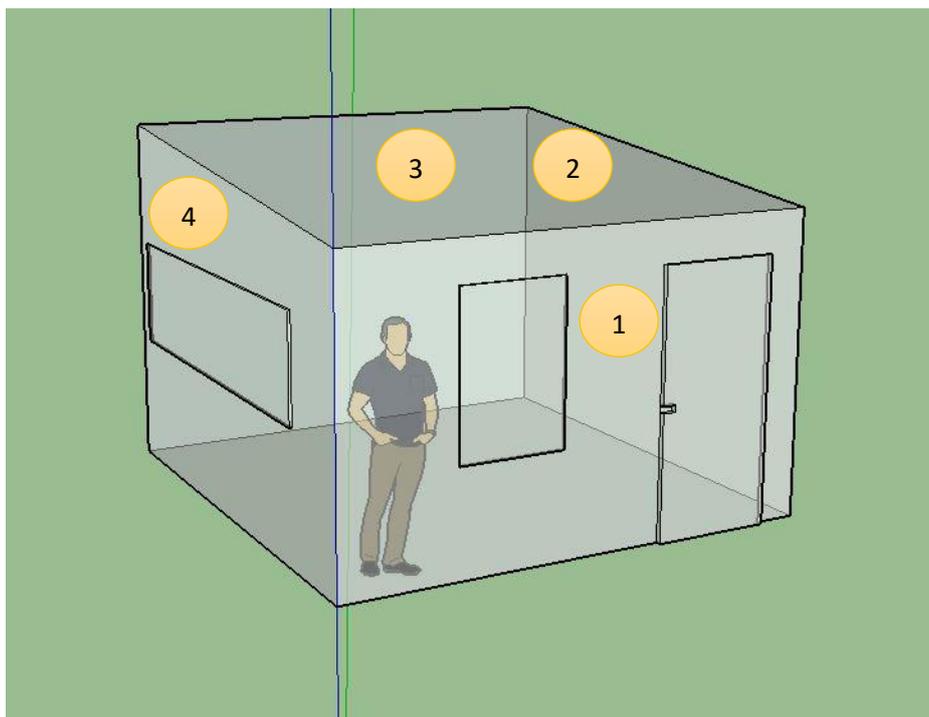


Figura 16.2 Locale inverter

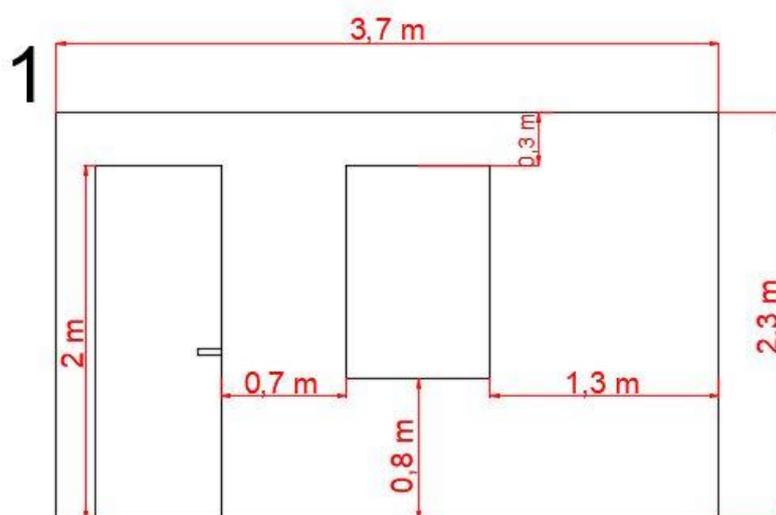


Figura 16.3 Vista frontale parete 1

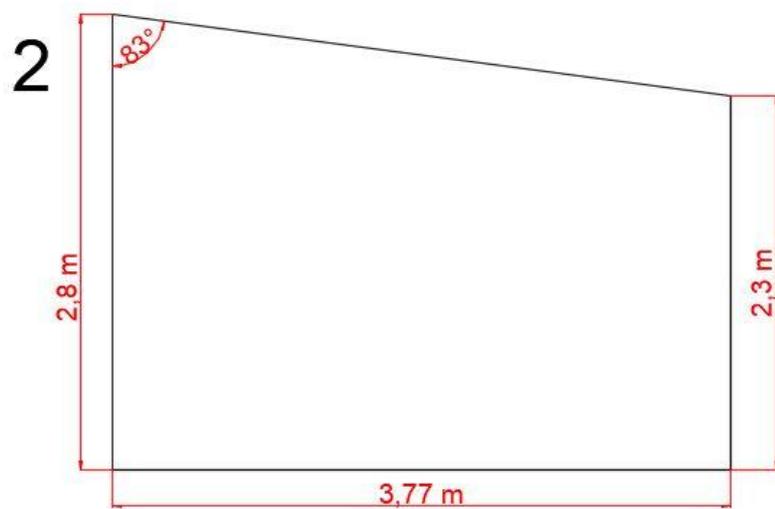


Figura 16.4 Vista frontale parete 2

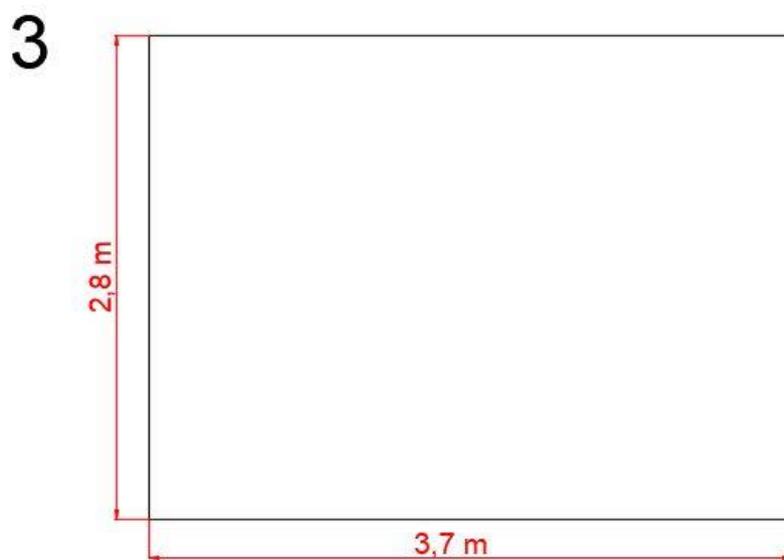


Figura 16.5 Vista frontale parete 3

4

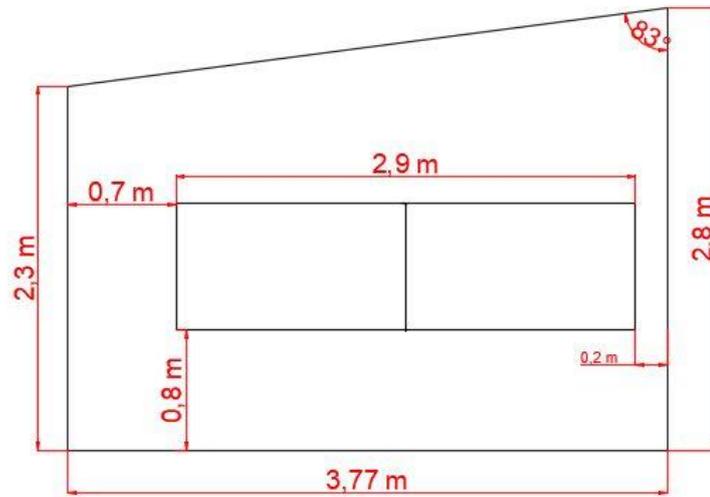


Figura 16.6 Vista frontale parete 4

Per ciò che riguarda il locale quadro generale di bassa tensione vengono riportate le seguenti viste.

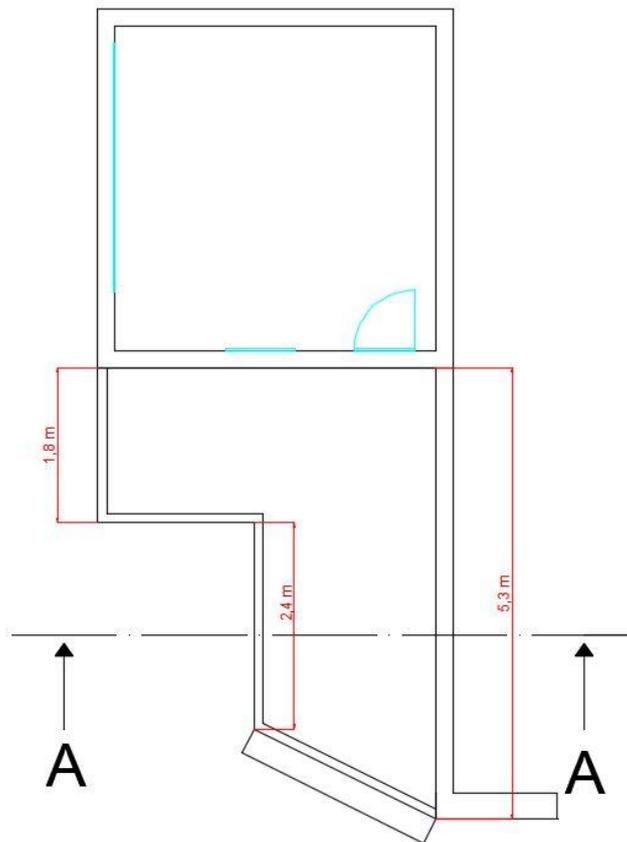


Figura 16.7 Vista dall'alto della struttura

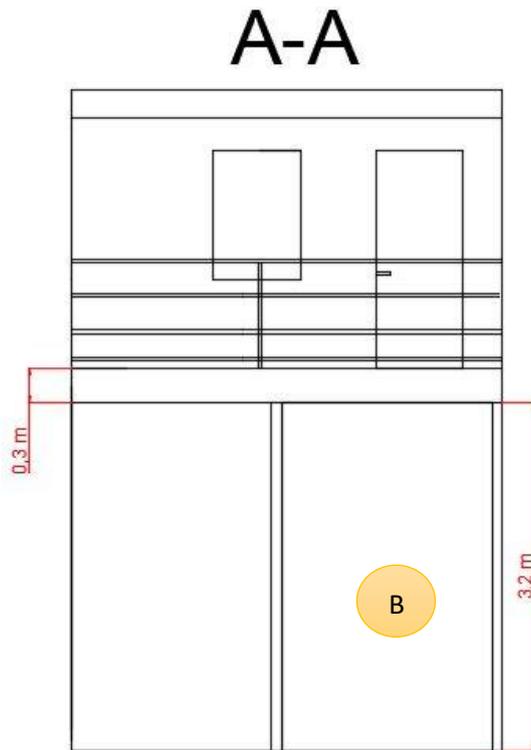


Figura 16.8 Vista frontale della struttura

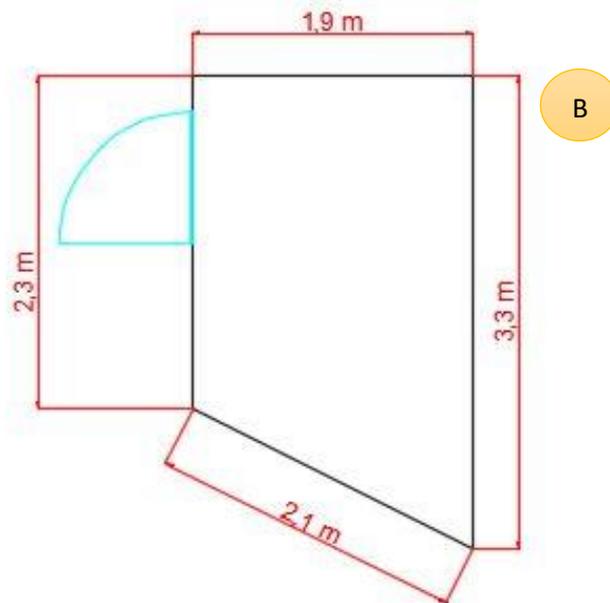


Figura 16.9 Vista dall'altro locale quadro generale di bassa tensione

Dopo aver definito i locali elettrici idonei si è proceduto in modo sequenziale alla definizione dell'impianto elettrico. In primo luogo si sono dimensionati i cavi di collegamento tra le stringhe e i quadri DC posti, come detto, nel locale inverter con la relativa canalizzazione dedicata. Successivamente si sono definiti i quadri DC e il quadro AC con i rispettivi componenti di protezione e tutti i cablaggi necessari per il collegamento tra tali apparecchiature. Infine, si è definito il quadro generale di bassa tensione per il quale l'impianto fotovoltaico rappresenta una delle partenze elettriche previste.

16.1 Cavi solari e canalina DC

I cavi solari utilizzati per impianti fotovoltaici hanno, come visto, alcune particolarità che garantiscono una maggiore resistenza a condizioni ambientali severe. Il cavo utilizzato in tale lavoro è il cavo "H1Z2Z2-K" con classe "Eca" definito secondo la nuova nomenclatura prevista dal CPR. Tale cavo è un cavo unipolare per impianti fotovoltaici, isolato con gomma Z2, sotto guaina Z2, con conduttore flessibile stagnato, non propagante la fiamma, senza alogeni, a basso sviluppo di fumi e gas tossici e corrosivi. Il cavo presenta le seguenti caratteristiche tecniche:

- Tensione massima: 1800 V c.c. – 1200 V c.a.
- Temperatura massima di esercizio: 90 °C
- Temperatura minima di esercizio: -40 °C
- Temperatura minima di posa: -40 °C
- Temperatura massima di corto circuito: 250 °C
- Sforzo massimo di trazione: 15 N/mm²



Si riporta di seguito una tabella di riepilogo, fornita dal costruttore relativa alle caratteristiche fisiche ed elettriche utili al dimensionamento.

Formazione nominale	Diametro conduttore indicativo	Spessore isolante minimo medio	Spessore guaina minimo medio	Diametro esterno massimo	Peso indicativo	Resistenza elettrica in c.c. a 20 °C massima	Portata di corrente a 60 °C in aria singolo cavo
Nominal cross-section	Conductor diameter (approx.)	Insulation thickness (min. medium)	Sheath thickness (min. medium)	Outer diameter (max.)	Weight (approx.)	Electrical D.C. resistance at 20 °C (max.)	Current carrying capacity at 60 °C in air 1 cable
(n x mm ²)	(mm)	(mm)	(mm)	(mm)	(kg/km)	(Ω/km)	(A)
1 x 1,5	1,5	0,7	0,8	5,1	35	13,7	30
1 x 2,5	2,0	0,7	0,8	5,7	46	8,21	41
1 x 4	2,5	0,7	0,8	6,2	60	5,09	55
1 x 6	3,0	0,7	0,9	6,9	85	3,39	70
1 x 10	3,9	0,7	1,0	8,2	130	1,95	98
1 x 16	5,0	0,7	1,0	9,3	195	1,24	132
1 x 25	6,4	0,9	1,1	11,4	290	0,795	176
1 x 35	7,7	0,9	1,1	12,8	376	0,565	218
1 x 50	9,2	1,0	1,2	14,8	535	0,393	276
1 x 70	11,0	1,1	1,2	16,9	740	0,277	347
1 x 95	12,5	1,1	1,3	18,7	940	0,210	416
1 x 120	14,2	1,2	1,3	20,7	1215	0,164	488
1 x 150 (*)	15,8	1,4	1,4	23,5	1530	0,132	566
1 x 185 (*)	17,5	1,6	1,4	25,2	1820	0,108	644
1 x 240 (*)	20,1	1,7	1,5	28,3	2340	0,0817	775

Tabella 16.1.1 Caratteristiche fisiche ed elettriche del cavo H1Z2Z2-K

Il dimensionamento di tali cavi segue le procedure descritte in precedenza, la corrente di impiego è, infatti, assunta come la corrente di corto circuito della stringa maggiorata del 25%. Per la determinazione dei coefficienti di correzione della portata è necessaria, invece, una valutazione preliminare al fine di valutare come i cablaggi vengano organizzati per poter giungere al rispettivo quadro di competenza nella sala inverter. In tale lavoro sono state predisposte delle canalizzazioni sui lati delle falde per poter raccogliere i cavi solari provenienti dalle varie stringhe convogliandoli, così, correttamente nel locale inverter. Sono state scelte canaline rettangolari in acciaio inox da 100x50 mm e sono state disposte come illustrato nella seguente figura.

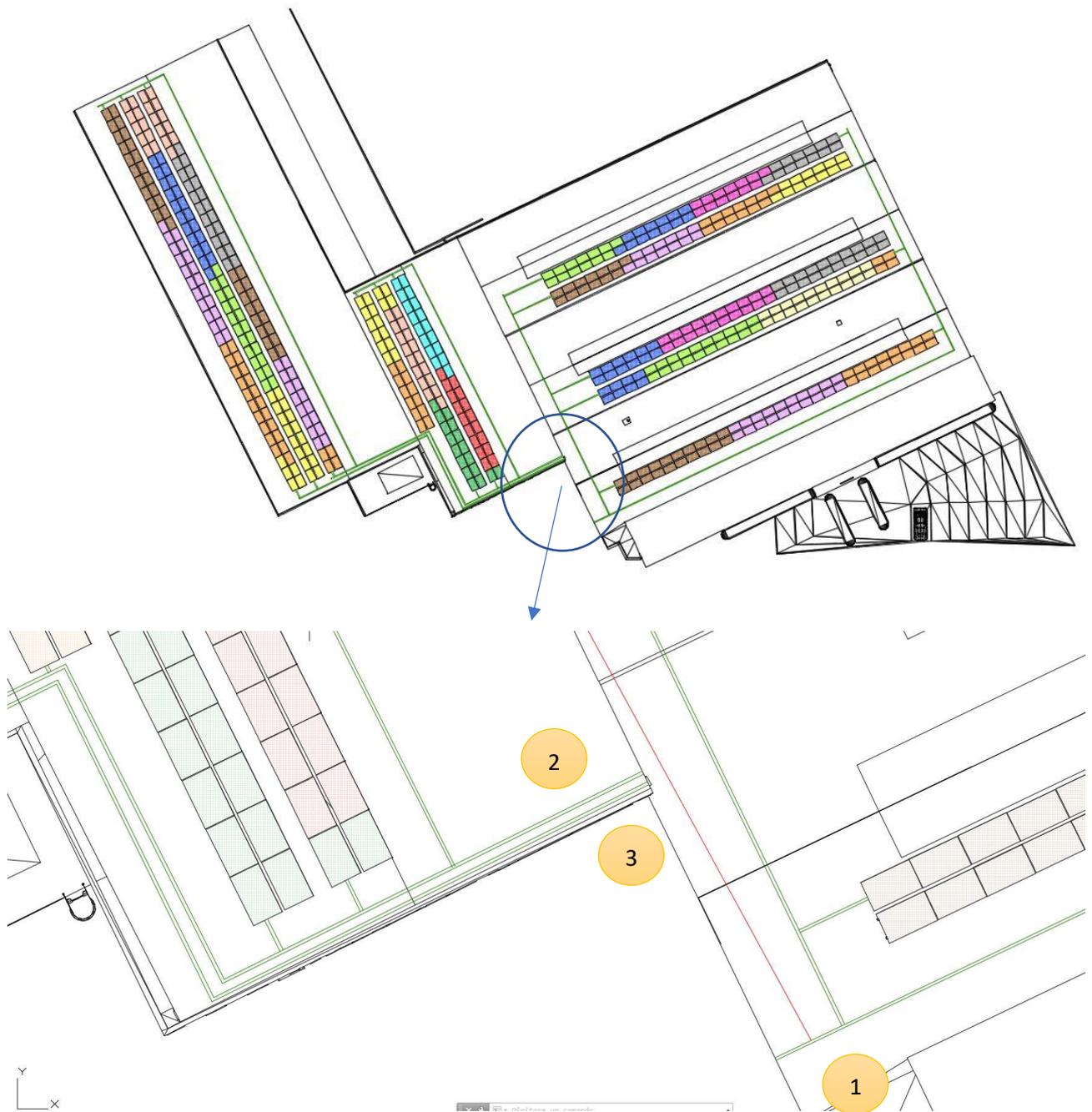


Figura 16.1.1 Disposizione canaline per cavi solari

La scelta delle dimensioni della canalina non è casuale ma vincolata al rispetto della normativa CEI 64 – 8 la quale in materia di canalizzazioni afferma che [18]:

“Si raccomanda di prevedere la sfilabilità dei cavi; a tal fine si consiglia che il diametro interno dei tubi protettivi di forma circolare sia pari almeno a 1,3 volte il diametro del cerchio circoscritto al fascio di cavi che essi sono destinati a contenere, con un minimo di 10 mm. Per i canali e le passerelle a sezione diversa dalla circolare si consiglia che il rapporto tra la sezione stessa e l’area della sezione retta occupata dai cavi non sia inferiore a 2”.

Tenendo conto di tale criterio a seguito di calcoli di dimensionamento si sono definite tre canaline indipendenti come visibile dalla figura precedente. La prima canalina raccoglie i cavi solari relativi ai primi tre array, la seconda canalina è dedicata agli array quattro e cinque mentre la terza ed ultima canalina all’array sei.

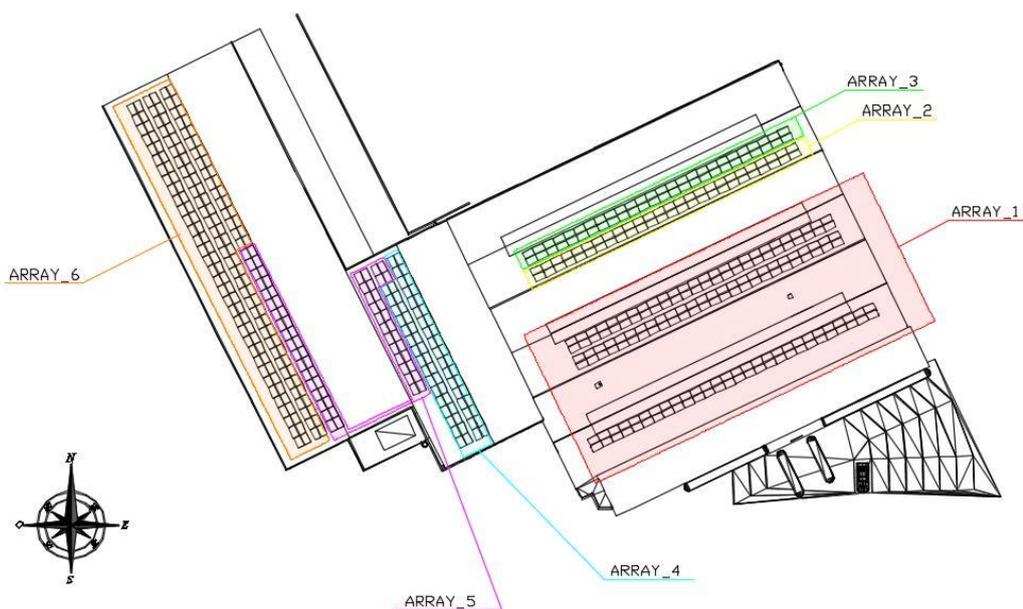


Figura 16.1.2 Richiamo della configurazione degli array

Tale disposizione ha, ovviamente, inciso sul coefficiente di correzione della portata “k2” che tiene conto della presenza di circuiti vicini. Il coefficiente k1, invece, è assunto per tali applicazioni pari a 0,52 ipotizzando temperature di 70 °C e una posa in tubo o canale.

Il costruttore del cavo fornisce una tabella relativa al coefficiente di correzione della portata “k2” per alcuni tipi di posa. Nel caso specifico di tale progetto, con posa in canalina, si avranno i seguenti possibili valori.

NUMERO DI CIRCUITI IN FASCIO	COEFFICIENTE DI CORREZIONE k_2
2	0,80
3	0,70
4	0,65
5	0,60
6	0,57
7	0,54
8	0,52
9	0,50
12	0,45
16	0,41
20	0,38

Tabella 16.1.2 Fattore di correzione della portata "k₂"

La prima canalina ospita gli array 1 – 2 – 3 che hanno rispettivamente 8 - 4 – 4 stringhe. Il numero di circuiti in fascio per tale caso è pari a 16 con un coefficiente $k_2 = 0,41$.

La seconda canalina ospita gli array 4 - 5 che hanno rispettivamente 4 – 4 stringhe. Il numero di circuiti in fascio per tale caso è pari a 8 con un coefficiente $k_2 = 0,52$.

La terza canalina ospita l'array 6 con un numero di stringhe pari ad 8. Il numero di circuiti in fascio per tale caso è pari a 8 con un coefficiente $k_2 = 0,52$.

Si è proceduto con il dimensionamento dei cavi, scegliendo una sezione da 6 mm^2 con portata 70 A e considerando la lunghezza necessaria a giungere fino al locale inverter, raffinata successivamente dopo aver definito con esattezza la posizione dei quadri DC. Si è, infine, effettuata la verifica termica, garantendo una portata superiore alla corrente di impiego, ed una verifica della caduta di tensione ponendo il limite massimo ad 1,5%, ricordando come in continua tale caduta coincida esattamente con la perdita percentuale in potenza.

Inverter	Stringa	Isc [A]	Imp [A]	Voc modulo [V]	Voc stringa max [V]	Vmpp modulo [V]	Vmpp stringa [V]	Ib [A]	Iso [A]	S [mm ²]	diametro esterno [mm]	K1	K2	Iz [A]	Lunghezza [m]	Lunghezza +10% [m]	R cavo [Ω/km]	R cavo [Ω]	ΔVcavo %	Verifica termica	Verifica AV
1	1	10	9,46	40,5	892	33,3	666	12,5	70	6	6,9	0,52	0,41	14,924	12	13	3,39	0,0451209	0,13%	ok	ok
	2	10	9,46	40,5	892	33,3	666	12,5	70	6	6,9	0,52	0,41	14,924	29	32	3,39	0,1085139	0,31%	ok	ok
	3	10	9,46	40,5	892	33,3	666	12,5	70	6	6,9	0,52	0,41	14,924	45	50	3,39	0,1681779	0,48%	ok	ok
	4	10	9,46	40,5	892	33,3	666	12,5	70	6	6,9	0,52	0,41	14,924	51	56	3,39	0,1905519	0,54%	ok	ok
	5	10	9,46	40,5	892	33,3	666	12,5	70	6	6,9	0,52	0,41	14,924	34	38	3,39	0,1271589	0,36%	ok	ok
	6	10	9,46	40,5	892	33,3	666	12,5	70	6	6,9	0,52	0,41	14,924	54	60	3,39	0,2017389	0,57%	ok	ok
	7	10	9,46	40,5	892	33,3	666	12,5	70	6	6,9	0,52	0,41	14,924	40	44	3,39	0,1485329	0,42%	ok	ok
	8	10	9,46	40,5	892	33,3	666	12,5	70	6	6,9	0,52	0,41	14,924	57	63	3,39	0,2129259	0,60%	ok	ok
2	1	10	9,46	40,5	580	33,3	433	12,5	70	6	6,9	0,52	0,41	14,924	77	85	3,39	0,2867601	1,25%	ok	ok
	2	10	9,46	40,5	580	33,3	433	12,5	70	6	6,9	0,52	0,41	14,924	67	74	3,39	0,2494701	1,09%	ok	ok
	3	10	9,46	40,5	580	33,3	433	12,5	70	6	6,9	0,52	0,41	14,924	55	60	3,39	0,2047221	0,89%	ok	ok
	4	10	9,46	40,5	580	33,3	433	12,5	70	6	6,9	0,52	0,41	14,924	44	48	3,39	0,1687031	0,72%	ok	ok
3	1	10	9,46	40,5	580	33,3	433	12,5	70	6	6,9	0,52	0,41	14,924	78	86	3,39	0,2904891	1,27%	ok	ok
	2	10	9,46	40,5	580	33,3	433	12,5	70	6	6,9	0,52	0,41	14,924	68	75	3,39	0,2531991	1,11%	ok	ok
	3	10	9,46	40,5	580	33,3	433	12,5	70	6	6,9	0,52	0,41	14,924	57	63	3,39	0,2121801	0,93%	ok	ok
	4	10	9,46	40,5	580	33,3	433	12,5	70	6	6,9	0,52	0,41	14,924	47	52	3,39	0,1748901	0,76%	ok	ok
4	1	10	9,46	40,5	758	33,3	566	12,5	70	6	6,9	0,52	0,52	18,928	45	50	3,39	0,167805	0,56%	ok	ok
	2	10	9,46	40,5	758	33,3	566	12,5	70	6	6,9	0,52	0,52	18,928	31	34	3,39	0,115599	0,39%	ok	ok
	3	10	9,46	40,5	758	33,3	566	12,5	70	6	6,9	0,52	0,52	18,928	52	57	3,39	0,19450464	0,65%	ok	ok
	4	10	9,46	40,5	758	33,3	566	12,5	70	6	6,9	0,52	0,52	18,928	45	50	3,39	0,167805	0,56%	ok	ok
5	1	10	9,46	40,5	714	33,3	533	12,5	70	6	6,9	0,52	0,52	18,928	63	69	3,39	0,234927	0,83%	ok	ok
	2	10	9,46	40,5	714	33,3	533	12,5	70	6	6,9	0,52	0,52	18,928	61	67	3,39	0,227469	0,81%	ok	ok
	3	10	9,46	40,5	714	33,3	533	12,5	70	6	6,9	0,52	0,52	18,928	62	68	3,39	0,231198	0,82%	ok	ok
	4	10	9,46	40,5	714	33,3	533	12,5	70	6	6,9	0,52	0,52	18,928	74	81	3,39	0,275946	0,98%	ok	ok
6	1	10	9,46	40,5	937	33,3	699	12,5	70	6	6,9	0,52	0,52	18,928	116	128	3,39	0,432564	1,17%	ok	ok
	2	10	9,46	40,5	937	33,3	699	12,5	70	6	6,9	0,52	0,52	18,928	103	113	3,39	0,384087	1,04%	ok	ok
	3	10	9,46	40,5	937	33,3	699	12,5	70	6	6,9	0,52	0,52	18,928	89	98	3,39	0,333881	0,90%	ok	ok
	4	10	9,46	40,5	937	33,3	699	12,5	70	6	6,9	0,52	0,52	18,928	73	80	3,39	0,272217	0,74%	ok	ok
	5	10	9,46	40,5	937	33,3	699	12,5	70	6	6,9	0,52	0,52	18,928	62	68	3,39	0,231198	0,65%	ok	ok
	6	10	9,46	40,5	937	33,3	699	12,5	70	6	6,9	0,52	0,52	18,928	64	70	3,39	0,238656	0,65%	ok	ok
	7	10	9,46	40,5	937	33,3	699	12,5	70	6	6,9	0,52	0,52	18,928	83	91	3,39	0,309507	0,84%	ok	ok
	8	10	9,46	40,5	937	33,3	699	12,5	70	6	6,9	0,52	0,52	18,928	100	110	3,39	0,3729	1,01%	ok	ok

Tabella 16.1.3 Dimensionamento cavi solari con verifica termica e della caduta di tensione

Nota il diametro esterno del cavo, fornito dalla scheda del costruttore, è stato possibile valutare il riempimento della canalina in accordo a quanto previsto dalla normativa CEI 64 – 8. Tale valutazione, riportata di seguito, è stata, in realtà, effettuata in contemporanea alle altre verifiche viste in modo da trovare la soluzione più adatta a soddisfare contemporaneamente tutte le specifiche.

Inverter	Stringa	Dimensioni canalina [mm]	Riempimento canalina		
	1	100x50			
	2	100x50			
	3	100x50			
1	4	100x50			
(20x8)	5	100x50			
	6	100x50			
	7	100x50			
	8	100x50			
			30%		
	1	100x50			
	2	2		100x50	
	(13x4)	3		100x50	
		4		100x50	
	1	100x50			
	3	2		100x50	
	(13x4)	3		100x50	
		4		100x50	
	1	100x50			
	4	2			100x50
	(17x4)	3			100x50
		4			100x50
			15%		
	1	100x50			
	5	2			100x50
	(16x4)	3			100x50
		4			100x50
	1	100x50			
	2	100x50			
	3	100x50			
6	4	100x50		15%	
(21x8)	5	100x50			
	6	100x50			
	7	100x50			
	8	100x50			

Tabella 16.1.4 Riempimento delle canaline per cavi solari

Come si nota la canalina con maggior riempimento è la prima, quella adibita ad ospitare gli array 1, 2 e 3 con un riempimento del 30% comunque accettabile per normativa. Si riporta di seguito, per tale caso, una rappresentazione schematica della canalina e del suo riempimento.

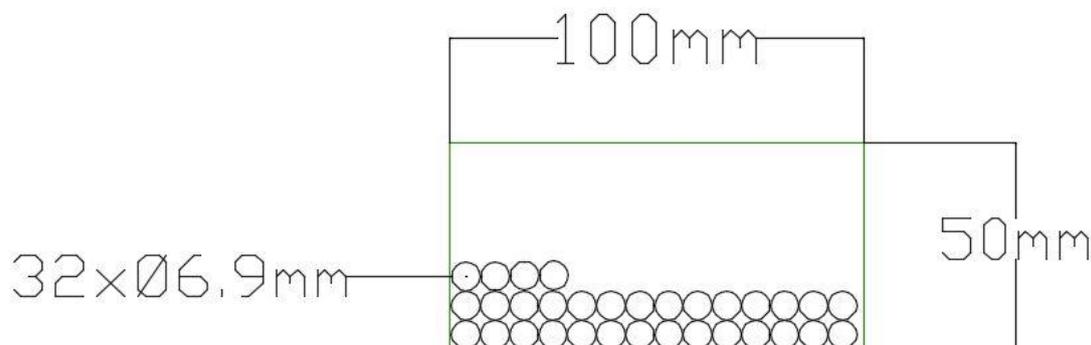


Figura 16.1.2 Riempimento della prima canalina per cavi solari

Un'ultima considerazione utile a riguardo del dimensionamento dei cavi solari è data dal valore massimo di caduta di tensione raggiunto pari ad 1,27 %.

16.2 Quadri DC e connessione elettrica Quadro DC - Inverter

Dopo aver dimensionato per ogni stringa dell'impianto i rispettivi cablaggi è necessario un interfacciamento preliminare rispetto all'inverter in cui poter raggruppare le stringhe secondo quanto stabilito e proteggerle in caso di necessità. Per il caso in analisi si è ottenuto, come visto in precedenza, un accoppiamento array-inverter con non più di due stringhe per canale MPPT rendendo, dunque, superflua la presenza di protezioni per correnti inverse o di corto circuito. Sono stati, dunque, utilizzati degli interruttori di manovra sezionatori per ogni stringa, utili al sezionamento della stessa, scelti con tensione e corrente adeguata all'impianto. Per gli inverter scelti in tale progetto è presente, inoltre, un sezionatore generale integrato all'ingresso dell'inverter stesso. Una seconda importante protezione è costituita dagli scaricatori di tensione previsti per ogni canale dell'inverter e scelti secondo i criteri visti in precedenza e richiamati nel seguito.

I dispositivi elettrici elencati rappresentano l'arredo elettrico dei quadri DC a cui ogni array fa riferimento prima di potersi interfacciare con il rispettivo inverter. Per poter dimensionare in modo corretto tali quadri è stato utilizzato il software "Exteem" tramite cui si è reso possibile ottenere una vista del fronte quadro completa di accessori elettrici. Il collegamento tra le canaline DC ed i quadri DC avviene, infine, tramite tubazioni poste in prossimità dei quadri stessi di diametro pari a 50 mm in riferimento al caso peggiore di riempimento al fine di poter rispettare le prescrizioni normative della CEI 64 – 8 viste in precedenza.

Per il dimensionamento degli interruttori di manovra sezionatori sono stati scelti dispositivi che fossero compatibili con la tensione del sistema in quel punto e con la corrente di impiego della singola stringa di riferimento. Si sono scelti, per questo, dispositivi con tensione nominale di 1000 V in c.c. e corrente nominale di 32A come ad esempio il dispositivo ABB “S802PV-M32”. Si riporta di seguito una tabella schematica per il dimensionamento dei 32 dispositivi di sezionamento necessari.

Inverter	Stringa	Isc [A]	Voc stringa max [V]	Ib [A]	Nome dispositivo	In [A]	Vn [V]
	1	10	892	12,5	S802PV-M32	32	1000
	2	10	892	12,5	S802PV-M32	32	1000
	3	10	892	12,5	S802PV-M32	32	1000
1	4	10	892	12,5	S802PV-M32	32	1000
(20x8)	5	10	892	12,5	S802PV-M32	32	1000
	6	10	892	12,5	S802PV-M32	32	1000
	7	10	892	12,5	S802PV-M32	32	1000
	8	10	892	12,5	S802PV-M32	32	1000
	1	10	580	12,5	S802PV-M32	32	1000
2	2	10	580	12,5	S802PV-M32	32	1000
(13x4)	3	10	580	12,5	S802PV-M32	32	1000
	4	10	580	12,5	S802PV-M32	32	1000
	1	10	580	12,5	S802PV-M32	32	1000
3	2	10	580	12,5	S802PV-M32	32	1000
(13x4)	3	10	580	12,5	S802PV-M32	32	1000
	4	10	580	12,5	S802PV-M32	32	1000
	1	10	758	12,5	S802PV-M32	32	1000
4	2	10	758	12,5	S802PV-M32	32	1000
(17x4)	3	10	758	12,5	S802PV-M32	32	1000
	4	10	758	12,5	S802PV-M32	32	1000
	1	10	714	12,5	S802PV-M32	32	1000
5	2	10	714	12,5	S802PV-M32	32	1000
(16x4)	3	10	714	12,5	S802PV-M32	32	1000
	4	10	714	12,5	S802PV-M32	32	1000
	1	10	937	12,5	S802PV-M32	32	1000
	2	10	937	12,5	S802PV-M32	32	1000
	3	10	937	12,5	S802PV-M32	32	1000
6	4	10	937	12,5	S802PV-M32	32	1000
(21x8)	5	10	937	12,5	S802PV-M32	32	1000
	6	10	937	12,5	S802PV-M32	32	1000
	7	10	937	12,5	S802PV-M32	32	1000
	8	10	937	12,5	S802PV-M32	32	1000

Tabella 16.2.1 Dimensionamento interruttori di manovra sezionatori lato DC

Per la protezione delle sovratensioni, si rendono necessari degli scaricatori di tipo 2 con corrente nominale di scarica di 20 kA e con una tensione massima di esercizio continuativo superiore ad 1,25 volte la tensione a vuoto dell'array. Per il caso in analisi sono stati, dunque, scelti degli scaricatori con tensione massima di esercizio continuativo pari a 1500 V, di tipo 2 e con corrente di scarica nominale da 20 kA come ad esempio il dispositivo "VAL-MB-T2 1500DC" della Phoenix Contact. Si riporta di seguito il dimensionamento degli scaricatori di sovratensione per l'impianto considerato.

	Inverter	Voc [V]	SPD	Tipo	In sc [kA]	Vc [V]	V prot [kV]	Verifica tensione di esercizio continuativo
	1	892	VAL-MB-T2 1500DC	2	20	1500	4,5	ok
	2	580	VAL-MB-T2 1500DC	2	20	1500	4,5	ok
TS m	3	580	VAL-MB-T2 1500DC	2	20	1500	4,5	ok
	4	758	VAL-MB-T2 1500DC	2	20	1500	4,5	ok
	5	714	VAL-MB-T2 1500DC	2	20	1500	4,5	ok
	6	937	VAL-MB-T2 1500DC	2	20	1500	4,5	ok

Tabella 16.2.2 Dimensionamento scaricatori di sovratensione lato DC

Avendo previsto una configurazione transformerless grazie alla presenza di inverter certificati sull'impossibilità di iniezione di correnti continue di guasto a terra il lato in continua dell'impianto rappresenta un'estensione della rete stessa la quale possiede un proprio punto di messa a terra. Un possibile guasto a terra sulle masse nel lato DC dell'impianto causa l'intervento dell'interruttore differenziale di tipo A posto a valle dell'inverter. Nel lato DC avendo scelto moduli di classe di isolamento II non è necessario il collegamento a terra tramite conduttore di protezione a cui, invece, sono connessi gli scaricatori di sovratensione presenti per ogni canale. Si riporta ora lo schema elettrico relativo ad un singolo array per il lato DC dell'impianto.

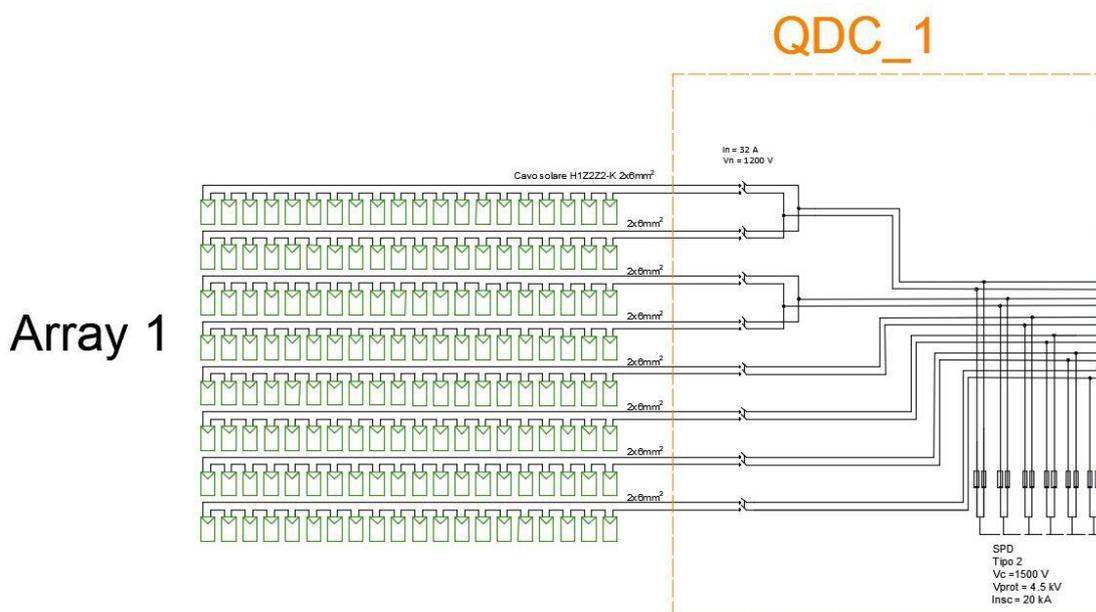


Figura 16.2.1 Schema elettrico del lato DC dell'impianto per un singolo array

Tramite il software Exteem, inserendo i dati relativi alle apparecchiature presenti si sono ottenuti i diversi fronti quadro tutti di dimensioni 600x330x205 con corrente nominale 160 A e corrente di cortocircuito di 10 kA valori adeguati considerando le correnti di impiego e di corto circuito delle stringhe. Di seguito è riportato un esempio relativo al quadro DC dell'array 1.

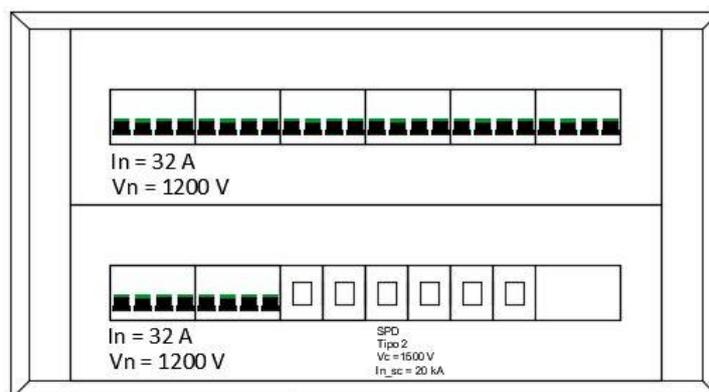


Figura 16.2.2 Fronte quadro QDC1

Per la connessione dai vari quadri DC ai rispettivi inverter non vengono più utilizzati cavi solari non essendo più necessarie particolari caratteristiche di resistenza a condizioni ambientali estreme. Sono stati scelti, dunque, per tale collegamento elettrico dei cavi unipolari "FG16R16". Il cavo unipolare FG16R16 è un cavo isolato in gomma etilpropilenica ad alto modulo di qualità G16, sotto guaina di PVC, di classe Cca, -s3, d1, a3. Le caratteristiche tecniche del cavo sono le seguenti:

- Tensione nominale U_0/U : 0,6/1 kV
- Temperatura massima di esercizio: 90 °C
- Temperatura minima di esercizio: -15 °C
- Temperatura minima di posa: -0 °C
- Temperatura massima di corto circuito: 250 °C
- Sforzo massimo di trazione: 50 N/mm²



Si riporta di seguito una tabella di riepilogo, fornita dal costruttore relativa alle caratteristiche fisiche ed elettriche utili al dimensionamento.

Formazione	Ø indicativo conduttore	Spessore medio isolante	Spessore medio guaina	Ø indicativo produzione	Peso indicativo cavo	Resistenza elettrica max a 20°C	Portata di corrente Current rating	
Formation	Approx. conductor Ø	Average insulation thickness	Average sheath thickness	Approx. production Ø	Approx. cable weight	Max. electrical resistance at 20°C	In tubo in aria In pipe in air 30°C	Interrato Underground 20°C
n° x mm ²	mm	mm	mm	mm	kg/km	ohm/km	A	A
1 x 1,5	1,6	0,7	1,4	5,8	48	13,3	20	21
1 x 2,5	1,9	0,7	1,4	6,3	60	7,98	28	27
1 x 4	2,5	0,7	1,4	6,9	78	4,95	37	35
1 x 6	3,0	0,7	1,4	7,4	98	3,30	48	44
1 x 10	4,0	0,7	1,4	8,4	144	1,91	66	59
1 x 16	5,0	0,7	1,4	9,3	197	1,21	88	77
1 x 25	6,2	0,9	1,4	11,0	295	0,780	117	100
1 x 35	7,6	0,9	1,4	12,1	385	0,554	144	121
1 x 50	8,9	1,0	1,4	13,9	525	0,386	175	150
1 x 70	10,5	1,1	1,4	15,4	715	0,272	222	184
1 x 95	12,5	1,1	1,5	17,3	935	0,206	269	217
1 x 120	13,7	1,2	1,5	18,9	1160	0,161	312	259
1 x 150	15,0	1,4	1,6	21,2	1470	0,129	355	287
1 x 185	17,7	1,6	1,6	24,4	1780	0,106	417	323
1 x 240	19,9	1,7	1,7	27,5	2300	0,0801	490	379
1 x 300	22,4	1,8	1,8	30,5	2900	0,0641	-	429
1 x 400	24,8	2,0	1,9	33,1	3500	0,0486	-	500
2 x 1,5	1,6	0,7	1,8	9,6	127	13,3	22	23
2 x 2,5	1,9	0,7	1,8	10,6	168	7,98	30	30
2 x 4	2,5	0,7	1,8	11,7	215	4,95	40	39
2 x 6	3,0	0,7	1,8	12,7	270	3,30	51	49
2 x 10	4,0	0,7	1,8	14,8	390	1,91	69	66
2 x 16	5,0	0,7	1,8	16,6	570	1,21	91	86
2 x 25	6,2	0,9	1,8	20,8	865	0,780	119	111
2 x 35	7,6	0,9	1,8	23,0	1120	0,554	146	136
2 x 50	8,9	1,0	1,8	26,6	1520	0,386	175	168
2 x 70	10,5	1,1	1,8	29,6	2020	0,272	221	207
2 x 95	12,5	1,1	2,0	34,0	2680	0,206	265	245
2 x 120	13,7	1,2	2,0	37,4	3320	0,161	305	284
2 x 150	15,0	1,4	2,2	41,6	4180	0,129	334	324

Tabella 16.2.3 Caratteristiche fisiche ed elettriche del cavo FG16R16

Tali cavi sono stati dimensionati tenendo in considerazione per ogni quadro DC la corrente di impiego dei cavi in ingresso per ogni canale utilizzato dell'inverter, ipotizzando una temperatura di 40 °C ($k_1=0.91$) ed una posa in aria libera ($k_2=1$). Fanno eccezione i collegamenti relativi agli inverter da 50 kW in cui è prevista una canalina di collegamento per scelta progettuale al fine di ottimizzare la disposizione spaziale delle apparecchiature. In quest'ultimo caso il fattore di correzione della portata è pari a 0,72 considerando il caso di "strato su passerelle perforate o non perforate orizzontali o verticali". Si è scelto dunque un cavo da 6 mm² con una portata di 48 A e una lunghezza totale di 2m garantendo un esito positivo per la verifica termica e per la caduta di tensione ed un margine in eccesso sulla lunghezza. Anche il conduttore di protezione PE avrà una sezione pari a quella del conduttore di fase e cioè di 6 mm² in accordo alla normativa CEI 64 - 8. A tale conduttore di protezione saranno collegate anche le carcasse degli inverter individuate come masse elettriche. Si riporta di seguito la tabella relativa al dimensionamento per tali cavi e la porzione relativa di schema elettrico in riferimento all'array 1 preso come esempio anche in precedenza.

Inverter	Cavo	I _{b tot} [A]	V _{mpp} [V]	I _{z0} [A]	S [mm ²]	k ₁	k ₂	I _z [A]	Lunghezza [m]	r [Ω/km]	R [Ω]	ΔV %	Verifica termica	Verifica ΔV	Nome cavo	PE [mm]
1	1_a	25	666	48	6	0,91	0,72	31	2	3,3	0,0066	0,05%	ok	ok	FG16R16	6
	1_b	25	666	48	6	0,91	0,72	31	2	3,3	0,0066	0,05%	ok	ok	FG16R17	6
	1_c	12,5	666	48	6	0,91	0,72	31	2	3,3	0,0066	0,02%	ok	ok	FG16R18	6
	1_d	12,5	666	48	6	0,91	0,72	31	2	3,3	0,0066	0,02%	ok	ok	FG16R19	6
	1_e	12,5	666	48	6	0,91	0,72	31	2	3,3	0,0066	0,02%	ok	ok	FG16R20	6
	1_f	12,5	666	48	6	0,91	0,72	31	2	3,3	0,0066	0,02%	ok	ok	FG16R21	6
2	2_a	25	433	48	6	0,91	1	44	2	3,3	0,0066	0,08%	ok	ok	FG16R16	6
	2_b	25	433	48	6	0,91	1	44	2	3,3	0,0066	0,08%	ok	ok	FG16R16	6
3	3_a	25	433	48	6	0,91	1	44	2	3,3	0,0066	0,08%	ok	ok	FG16R16	6
	3_b	25	433	48	6	0,91	1	44	2	3,3	0,0066	0,08%	ok	ok	FG16R16	6
4	4_a	25	566	48	6	0,91	1	44	2	3,3	0,0066	0,06%	ok	ok	FG16R16	6
	4_b	25	566	48	6	0,91	1	44	2	3,3	0,0066	0,06%	ok	ok	FG16R16	6
5	5_a	25	533	48	6	0,91	1	44	2	3,3	0,0066	0,06%	ok	ok	FG16R16	6
	5_b	25	533	48	6	0,91	1	44	2	3,3	0,0066	0,06%	ok	ok	FG16R16	6
6	6_a	25	699	48	6	0,91	0,72	31	2	3,3	0,0066	0,05%	ok	ok	FG16R16	6
	6_b	25	699	48	6	0,91	0,72	31	2	3,3	0,0066	0,05%	ok	ok	FG16R16	6
	6_c	12,5	699	48	6	0,91	0,72	31	2	3,3	0,0066	0,02%	ok	ok	FG16R16	6
	6_d	12,5	699	48	6	0,91	0,72	31	2	3,3	0,0066	0,02%	ok	ok	FG16R17	6
	6_e	12,5	699	48	6	0,91	0,72	31	2	3,3	0,0066	0,02%	ok	ok	FG16R18	6
	6_f	12,5	699	48	6	0,91	0,72	31	2	3,3	0,0066	0,02%	ok	ok	FG16R19	6

Tabella 16.2.4 Dimensionamento dei cavi di collegamento tra QDC - INVERTER

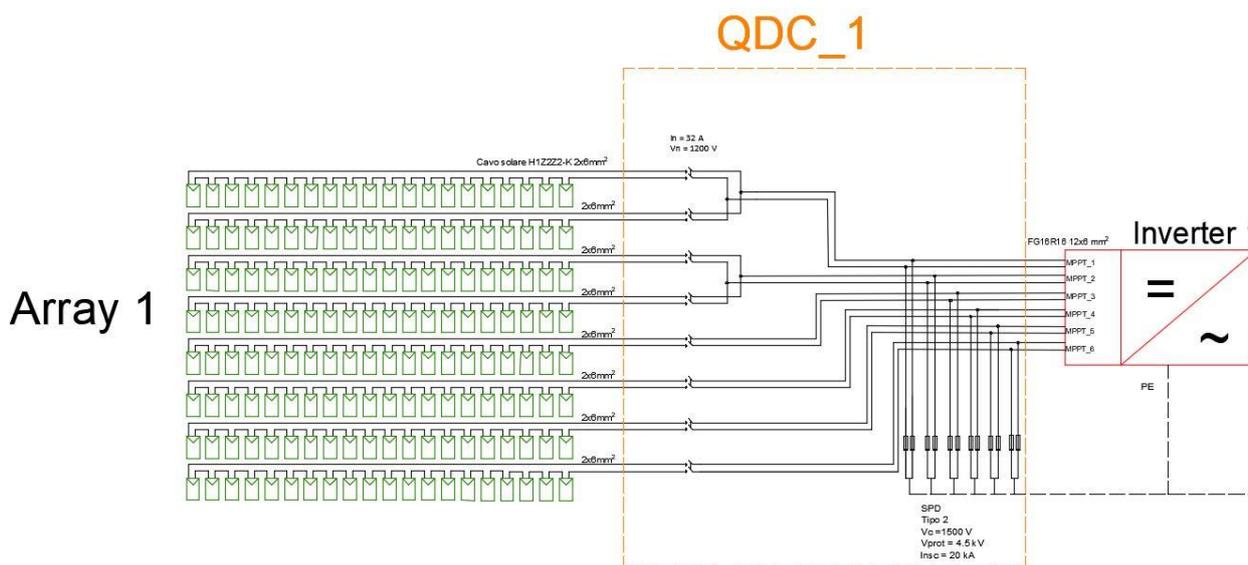
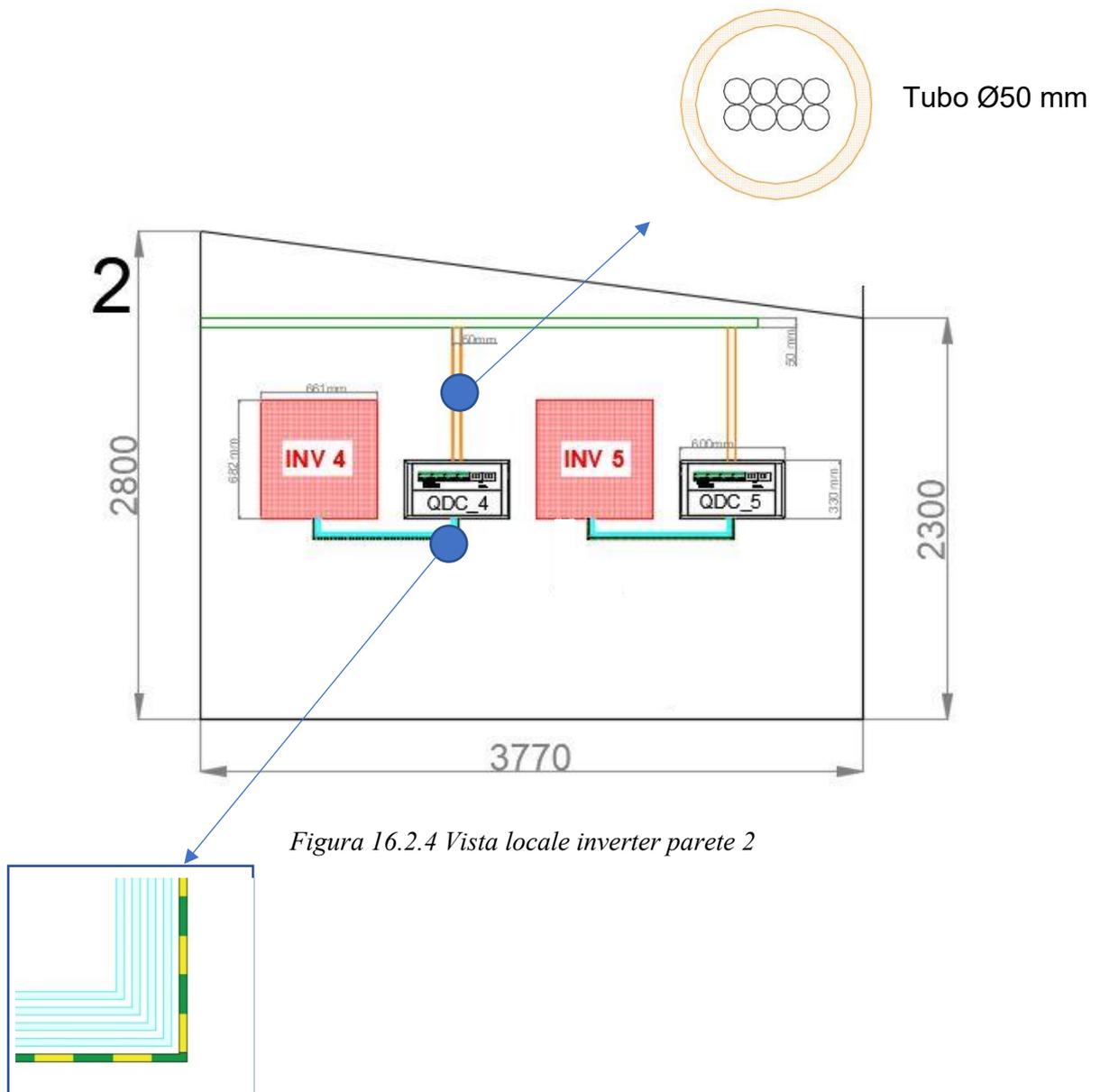


Figura 16.2.3 Porzione di schema elettrico relativa alla connessione QDC - INVERTER

Come si nota la caduta di tensione massima raggiunta da questa porzione di collegamento elettrico è dello 0,08%.

Avendo definito le dimensioni della canalina DC, le dimensioni del tubo in PVC utilizzato nella connessione delle stringhe in ingresso al quadro e le dimensioni dei quadri DC completi del loro accessorio è possibile dare una rappresentazione della loro collocazione fisica all'interno del locale inverter. Richiamando la numerazione delle pareti fornita in precedenza, in sede di descrizione del locale, si è deciso di posizionare gli inverter da 15 kW a muro nella parete 3 affiancati dai rispettivi quadri DC. Gli inverter da 20 kW, anch'essi a muro, sono invece stati posizionati nella parete 2 con una disposizione dei quadri DC tale da non intralciare l'apertura della porta del locale situata sulla parete in prossimità. Infine i due inverter da 50 kW prevedono un posizionamento a terra tramite appositi piedi d'appoggio, per questa ragione sono stati posizionati nella parete 4, dotata di finestratura, distanziati dalla stessa di poco più di mezzo metro. I quadri DC relativi a questi ultimi due inverter sono invece posti a parete, in questo caso non sono presenti tubi in PVC ma viene utilizzata direttamente la canalina DC per poter portare i cavi solari all'ingresso del quadro.

Si riportano ora alcune viste del locale inverter, realizzate con il software AutoCAD utili alla comprensione della disposizione spaziale delle varie apparecchiature elettriche.



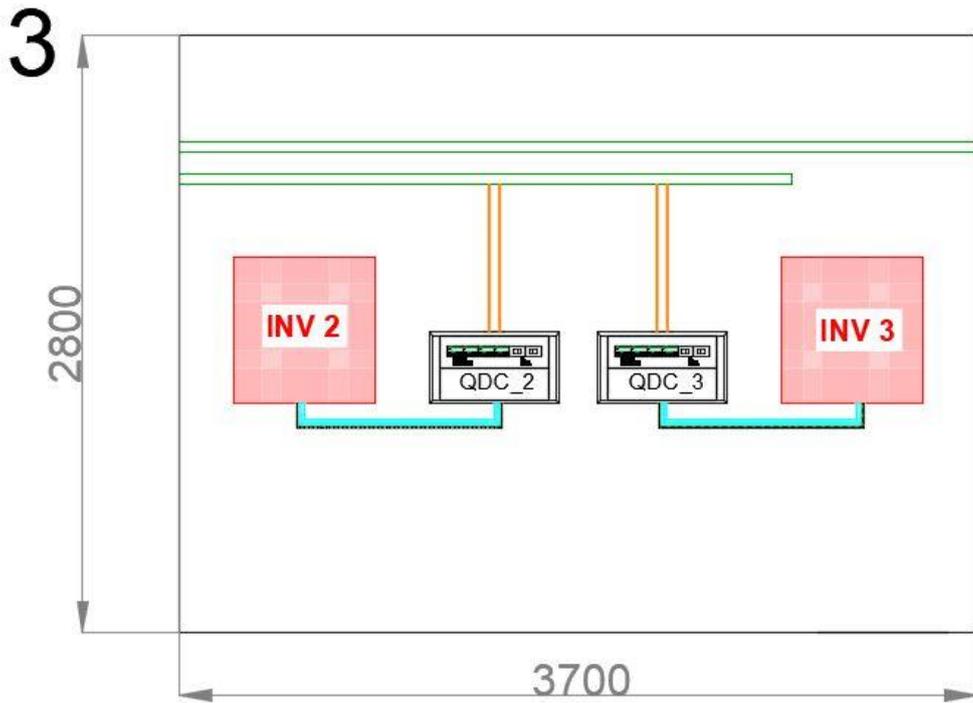


Figura 16.2.5 Vista locale inverter parete 3

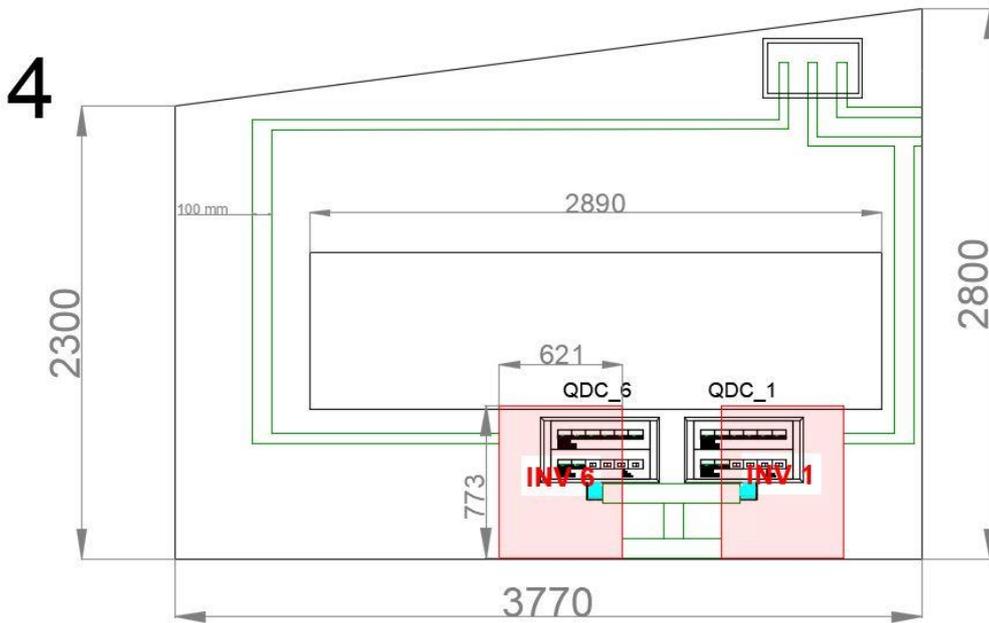


Figura 16.2.6 Vista locale inverter parete 4

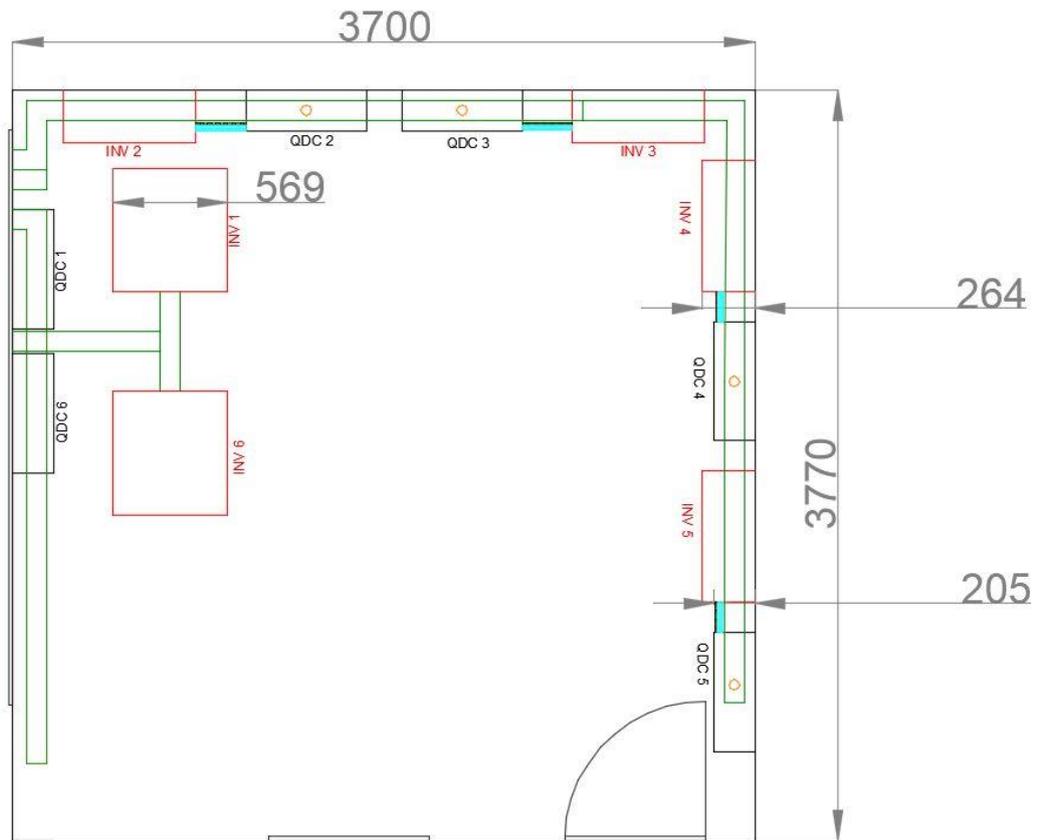


Figura 16.2.7 Vista dall'alto locale inverter

Come si nota dalla vista dall'alto viene garantito un margine di distanza, seppur piccolo, per l'apertura della porta. Si sottolinea, inoltre, come la scelta di utilizzare la stessa canalina 100x50 per portare i cavi solari in ingresso ai quadri QDC1 e QDC6 abbia permesso di lasciare l'ampia finestratura libera da eventuali ingombri di tubature in PVC. La possibilità di posa a terra degli inverter da 50 kW ha permesso, infine, di evitare eventuali problematiche di spazio dovute al ridotto spazio disponibile per la parete 4.

16.3 Quadro AC e connessioni elettriche Inverter – Quadro AC

Dopo aver terminato il dimensionamento dell'impianto per il lato in continua si sono valutati i necessari accorgimenti per poter interfacciare l'impianto fotovoltaico con la rete elettrica in alternata. Un primo passo, in tal senso, è caratterizzato dalla scelta del posizionamento del quadro AC necessario non solo per necessità di protezione dei circuiti e delle apparecchiature ma anche per garantire la presenza del dispositivo di interfaccia e del misuratore di energia prodotta previsti da normativa. Il quadro AC, non ancora definito, è stato supposto localizzato nel locale inverter nello spazio reso disponibile sulla parete 1. Nota tale scelta progettuale è stato possibile valutare le lunghezze dei cavi di collegamento che, partendo dai vari inverter nella sala, giungono al quadro in alternata.

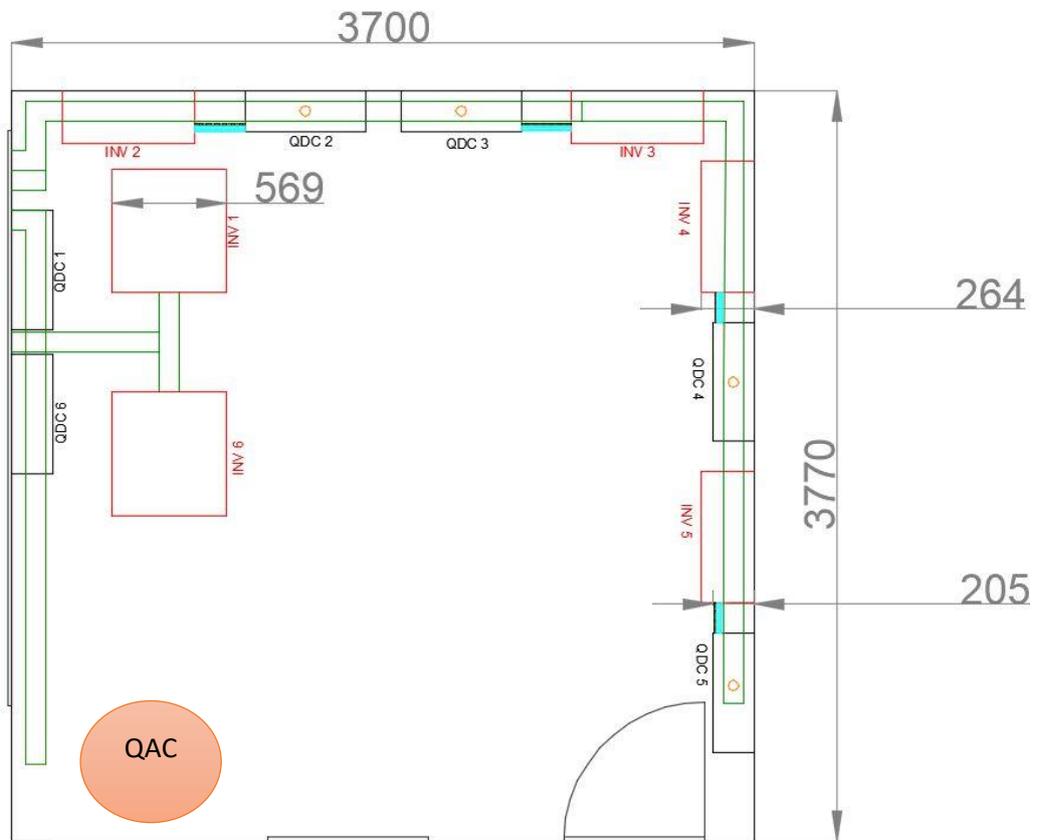


Figura 16.3.1 Posizione indicativa del QAC

Per il collegamento tra gli inverter e il quadro AC è stato utilizzato un cavo multipolare FG16OR16 caratterizzato da un'isolante in gomma etilenpropilenica ad alto modulo di qualità G16, guaina in PVC di classe Cca, -s3, d1, a3 con anime riunite. Gli inverter per loro caratteristiche di funzionamento e monitoraggio richiedono la presenza del neutro, dunque sono stati scelti cavi multipolari con neutro e nelle canalizzazioni si è tenuto anche in conto della presenza del conduttore di protezione che viaggia parallelamente al circuito.

Le caratteristiche tecniche del cavo sono le seguenti:

- Tensione nominale U_0/U : 0,6/1 kV
- Temperatura massima di esercizio: 90 °C
- Temperatura minima di esercizio: -15 °C
- Temperatura minima di posa: -0 °C
- Temperatura massima di corto circuito: 250 °C
- Sforzo massimo di trazione: 50 N/mm²



Si riporta di seguito una tabella di riepilogo, fornita dal costruttore relativa alle caratteristiche fisiche ed elettriche utili al dimensionamento.

Formazione	Ø indicativo conduttore	Spessore medio isolante	Spessore medio guaina	Ø indicativo produzione	Peso indicativo cavo	Resistenza elettrica max a 20 °C	Portata di corrente Current rating	
Formation	Approx. conductor Ø	Average insulation thickness	Average sheath thickness	Approx. production Ø	Approx. cable weight	Max. electrical resistance at 20 °C	In tubo in aria In pipe in air 30 °C	Interrato Underground 20 °C
n° x mm ²	mm	mm	mm	mm	kg/km	ohm/ km	A	A
3 x 1,5	1,6	0,7	1,8	10,1	146	13,3	19,5	19
3 x 2,5	1,9	0,7	1,8	11,2	191	7,98	26	25
3 x 4	2,5	0,7	1,8	12,3	250	4,95	35	32
3 x 6	3,0	0,7	1,8	13,4	320	3,30	44	41
3 x 10	4,0	0,7	1,8	15,7	480	1,91	60	55
3 x 16	5,0	0,7	1,8	17,6	705	1,21	80	72
3 x 25	6,2	0,9	1,8	22,1	1060	0,780	105	93
3 x 35	7,6	0,9	1,8	24,5	1400	0,554	128	114
3 x 50	8,9	1,0	1,8	28,4	1910	0,386	154	141
3 x 70	10,5	1,1	1,9	31,9	2590	0,272	194	174
3 x 95	12,5	1,1	2,0	35,4	3320	0,206	233	206
3 x 120	13,7	1,2	2,1	39,0	4130	0,161	268	238
3 x 150	15,0	1,4	2,3	43,6	5200	0,129	300	272
3 x 185	17,7	1,6	2,4	51,7	6650	0,106	340	306
3 x 240	19,9	1,7	2,6	59,0	8700	0,0801	398	360
3 x 300	22,4	1,8	2,8	65,4	10900	0,0641	455	-
4 x 1,5	1,6	0,7	1,8	10,8	168	13,3	19,5	19
4 x 2,5	1,9	0,7	1,8	12,0	220	7,98	26	25
4 x 4	2,5	0,8	1,8	13,3	300	4,95	35	32
4 x 6	3,0	0,7	1,8	14,5	390	3,30	44	41
4 x 10	4,0	0,7	1,8	17,0	590	1,91	60	55
4 x 16	5,0	0,7	1,8	19,2	865	1,21	80	72
4 x 25	6,2	0,9	1,8	24,1	1310	0,780	105	93
3 x 35 + 25	7,6/6,2	0,9/0,9	1,8	25,6	1580	0,554/0,780	128	114
3 x 50 + 25	8,9/6,2	1,0/0,9	1,8	29,7	2400	0,386/0,780	154	141
3 x 70 + 35	10,5/7,6	1,1/0,9	1,9	33,9	2920	0,272/0,554	194	174
3 x 95 + 50	12,5/8,9	1,1/1,0	2,1	38,2	3820	0,206/0,386	233	206
3 x 120 + 70	13,7/10,5	1,2/1,1	2,2	42,0	4790	0,161/0,272	268	238
3 x 150 + 95	15,0/12,5	1,4/1,1	2,4	47,0	6080	0,129/0,206	300	272
3 x 185 + 95	17,7/12,5	1,6/1,1	2,5	54,4	7460	0,106/0,206	340	306
3 x 240 + 150	19,9/15,0	1,7/1,4	2,7	62,1	9940	0,0801/0,129	398	360
3 x 300 + 150	22,4/15,0	1,8/1,4	2,9	68,8	12200	0,0641/0,129	455	-
5 x 1,5	1,6	0,7	1,8	11,7	200	13,3	19,5	19
5 x 2,5	1,9	0,7	1,8	13,0	265	7,98	26	25
5 x 4	2,5	0,7	1,8	14,5	355	4,95	35	32
5 x 6	3,0	0,7	1,8	15,8	470	3,30	44	41
5 x 10	4,0	0,7	1,8	18,6	710	1,91	60	55
5 x 16	5,0	0,7	1,8	21,2	1050	1,21	80	72
5 x 25	6,2	0,9	1,8	26,5	1590	0,780	105	93
5 x 35	7,6	0,9	1,8	29,5	2110	0,554	128	114
5 x 50	8,9	1,0	2,0	34,8	3210	0,386	154	141

Tabella 16.3.1 Caratteristiche fisiche ed elettriche del cavo FG16OR16

La corrente di impiego per il dimensionamento dei cavi elettrici di connessione tra inverter e quadro AC è stata ottenuta partendo dall'informazione sulla potenza nominale dell'inverter, sulla tensione del sistema e sull'ipotesi di un fattore di potenza pari a 0,9 in accordo alla normativa CEI 0 – 21 che in materia afferma che [17]:

“ Per tutti gli inverter di potenza complessiva superiore a 11,08 kW è richiesto un fattore di potenza istantaneo compreso tra $\cos\phi = 0,9$ in assorbimento di reattivo (comportamento induttivo) $\cos\phi = 0,9$ in erogazione di reattivo (comportamento capacitivo). ”

Sono stati dunque ottenuti i valori di corrente di impiego per ogni circuito di collegamento inverter - quadro AC. Al fine di valutare il corretto dimensionamento dei cavi si è reso, tuttavia, necessario indicare il tipo di posa degli stessi. Si è, dunque, scelto di utilizzare una canalina unica in acciaio inox di dimensioni 150x50 mm. Questa scelta ha inciso sul fattore di correzione della portata k_2 che ha tenuto conto della presenza dei circuiti vicini assumendo un valore di 0,72 in riferimento ad una posa “strato su passerelle perforate o non perforate orizzontali o verticali”. La temperatura è stata assunta pari a 40°C con un coefficiente di correzione della portata $k_1=0.91$.

Tale canalina unica è disposta a terra, rialzata da delle mensole. Il collegamento tra inverter e canalina viene realizzato tramite un tubo rigido in PVC che nel caso di riempimento maggiore necessita di un diametro pari a 50 mm utilizzato, tuttavia, in maniera uniforme per tutti e sei gli inverter. Tale tubo, come il resto delle canalizzazioni rispetta i requisiti di riempimento della normativa CEI 64 – 8.

Si riporta di seguito la tabella relativa al dimensionamento di tali cavi con il soddisfacimento della verifica termica e della caduta di tensione.

	P Inverter [kW]	cosφ	senφ	Ib [A]	Vn [V]	Iz0 [A]	S [mm2]	d [mm]	k1	k2	Iz [A]
	50	0,9	0,44	80	400	154	50	30	0,91	0,72	101
	15	0,9	0,44	24	400	60	10	17	0,91	0,72	39
T5m	15	0,9	0,44	24	400	60	10	17	0,91	0,72	39
	20	0,9	0,44	32	400	80	16	19	0,91	0,72	52
	20	0,9	0,44	32	400	80	16	19	0,91	0,72	52
	50	0,9	0,44	80	400	154	50	30	0,91	0,72	101

Lunghezza [m]	r [Ω/km]	x [Ω/km]	R [Ω]	X [Ω]	ΔV %	Verifica termica	Verifica ΔV	Neutro [mm2]	PE [mm2]
3,5	0,386	0,0779	0,001351	0,00027265	0,05%	ok	ok	25	25
5,5	1,91	0,0861	0,010505	0,00047355	0,10%	ok	ok	come fase	come fase
8,5	1,91	0,0861	0,016235	0,00073185	0,16%	ok	ok	come fase	come fase
9,5	1,21	0,0817	0,011495	0,00077615	0,15%	ok	ok	come fase	come fase
11	1,21	0,0817	0,01331	0,0008987	0,17%	ok	ok	come fase	come fase
2,5	0,386	0,0779	0,000965	0,00019475	0,03%	ok	ok	25	25

Tabella 16.3.2 Dimensionamento cavi INVERTER - QAC

Sono stati, dunque, scelti due cavi con sezione da 50 mm², due cavi con sezione da 16 mm² e due cavi con sezione da 10 mm². La normativa CEI 64 – 8 prevede fino a sezioni di 16 mm² di considerare i conduttori di neutro e di protezione di pari sezione rispetto a quelli di fase mentre in caso di sezioni superiori si considera un valore dimezzato. La canalina in acciaio inox di dimensioni 150x50 è caratterizzata da un riempimento del 47 % nei limiti, dunque, della normativa.

Si nota, infine, come la massima caduta di tensione introdotta da tale parte di impianto sia dello 0,17%

Definiti e dimensionati i collegamenti elettrici tra l'inverter e il quadro AC si è reso necessario dimensionare il quadro e il suo arredo elettrico. A protezione di ogni circuito visto, e dunque a monte dell'inverter rispetto alla rete, sono necessari dei dispositivi di protezione magnetotermici differenziali

di classe A per quanto già discusso sulle prescrizioni normative. Tali dispositivi sono detti “Dispositivo del generatore” e coincidono con il DDG previsto dalla CEI 0 – 21. Il quadro AC prevede, inoltre, la presenza del misuratore di energia prodotta, e del dispositivo di interfaccia DDI costituito da un interruttore magnetotermico differenziale e un relè di comando utile a valutare eventuali scostamenti di tensione o frequenza che sanciscano il distacco dell’impianto. Gli interruttori sono stati scelti con caratteristica magnetotermica di tipo C e con soglia differenziale di 300 mA al fine di garantire una maggiore continuità di servizio. Il coordinamento delle protezioni ha previsto la verifica della tenuta per sovraccarico e corto circuito. La corrente di corto circuito nel punto di fornitura per impianti di potenza superiore a 33 kW è secondo la normativa CEI 0 -21 di 15 kA. Tale valore di corrente ha permesso di valutare l’idoneità del potere di interruzione dei dispositivi mentre la verifica dell’energia specifica passante è lasciata a carico dell’installatore che valuterà il modello commercialmente più conveniente tra quelli compatibili con quelli proposti.

Si riporta di seguito il dimensionamento dei dispositivi di protezione per il quadro in alternata.

	Inverter [kW]	Ib [A]	Vn [V]	Iz [A]	Interruttore protezione	Numero POLI	Tipo Curva	Prot Differenziale
	DDG1	80	400	101	NG125a	4	C	A
	DDG2	24	400	39	iC60L	4	C	A
TSm	DDG3	24	400	39	iC60L	4	C	A
	DDG4	32	400	52	iC60L	4	C	A
	DDG5	32	400	52	iC60L	4	C	A
	DDG6	80	400	101	NG125a	4	C	A

In interruttore [A]	Vn interruttore [V]	Potere interruzione [kA]	Verifica sovraccarico	Verifica cortocircuito
100	400	16	ok	ok
32	400	15	ok	ok
32	400	15	ok	ok
40	400	15	ok	ok
40	400	15	ok	ok
100	400	16	ok	ok

Tabella 16.3.3 Coordinamento protezioni QAC

Per gli inverter da 50 kW si è scelto un interruttore magnetotermico modulare 4P da 100 A con un potere di interruzione da 16 kA come il modello ABB “NG125a”, la protezione differenziale, spesso aggiunta separatamente, è di classe A mentre la curva di intervento magnetotermico è di tipo C.

Per gli inverter da 20 kW si è scelto un interruttore magnetotermico modulare 4P da 40 A con un potere di interruzione da 15 kA come il modello ABB “iC60L”, la protezione differenziale, spesso aggiunta separatamente, è di classe A mentre la curva di intervento magnetotermico è di tipo C.

Per gli inverter da 15 kW si è scelto un interruttore magnetotermico modulare 4P da 32 A con un potere di interruzione da 15 kA come il modello ABB “iC60L”, la protezione differenziale, spesso aggiunta separatamente, è di classe A mentre la curva di intervento magnetotermico è di tipo C.

La corrente di impiego totale è di circa 273 A, per questo il dispositivo di protezione relativo al DDI è costituito da un interruttore magnetotermico scatolato 4P da 400A regolabile, con blocco differenziale esterno aggiuntivo di classe A e curva di intervento magnetotermico di tipo C.

Tramite l'utilizzo del software Exteem si è ottenuta una rappresentazione del quadro AC con dimensioni 2006x650x400 con corrente nominale di 400 A e corrente di corto circuito di 15 kA.

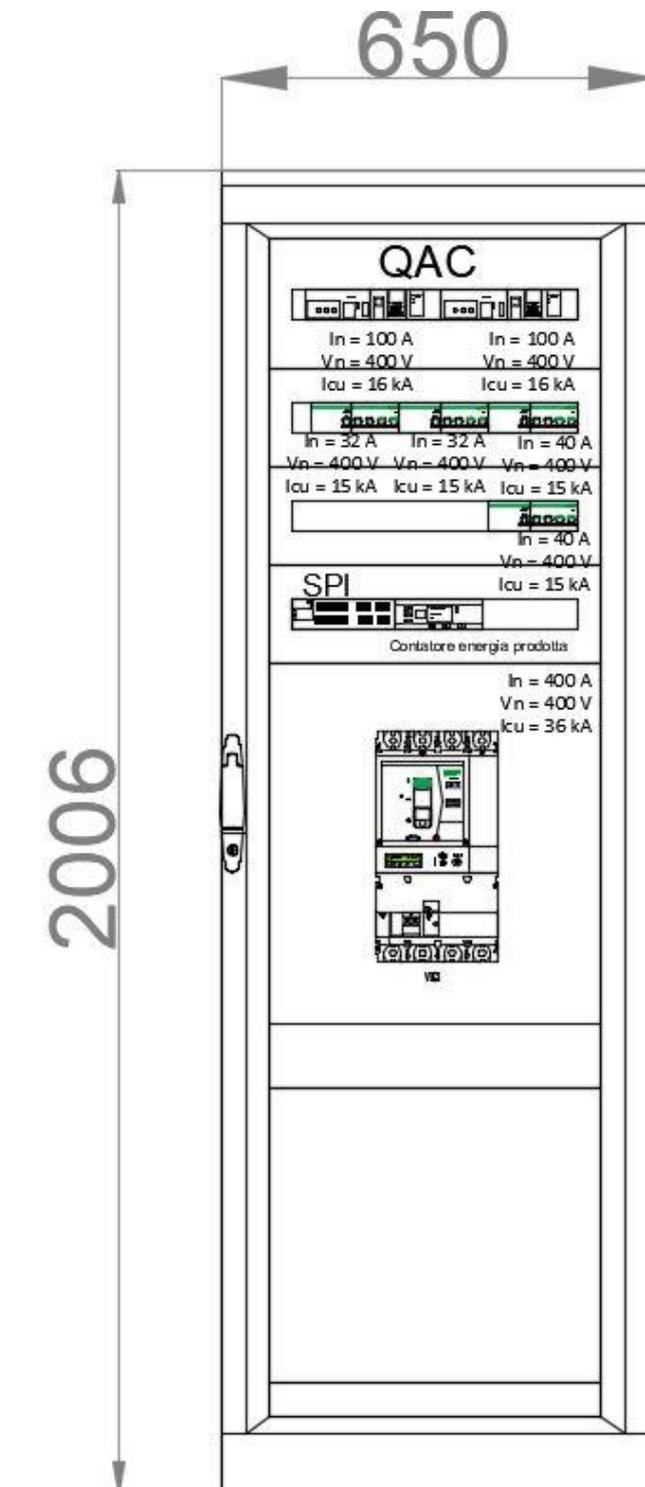


Figura 16.3.2 Fronte quadro QAC

Definito ed accessoriato il quadro in alternata si riporta la relativa porzione di schema elettrico e le viste del locale inverter con l'arredo elettrico al completo.

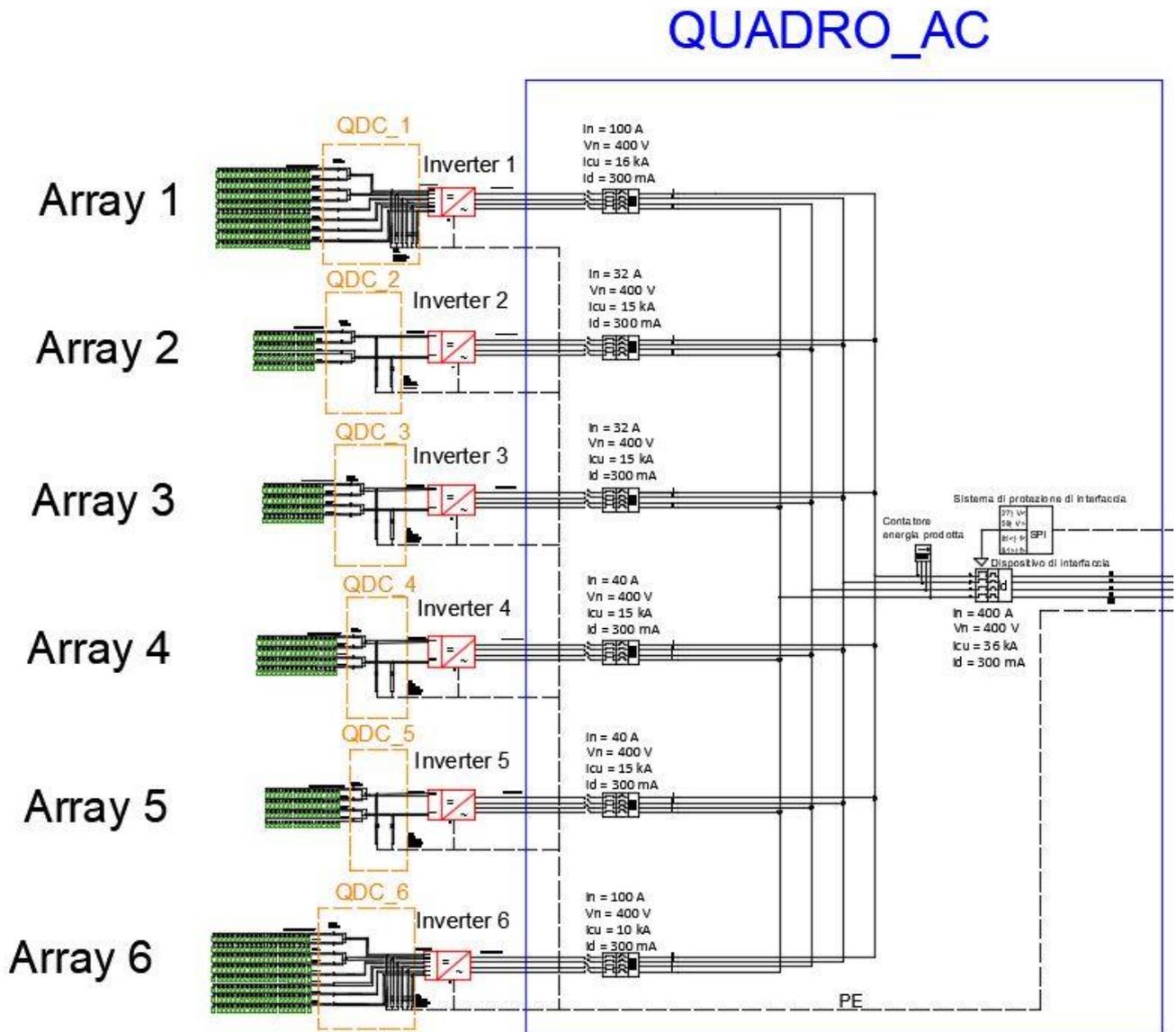


Figura 16.3.3 Porzione di schema elettrico comprensiva dei cavi di connessione INVERTER - QAC

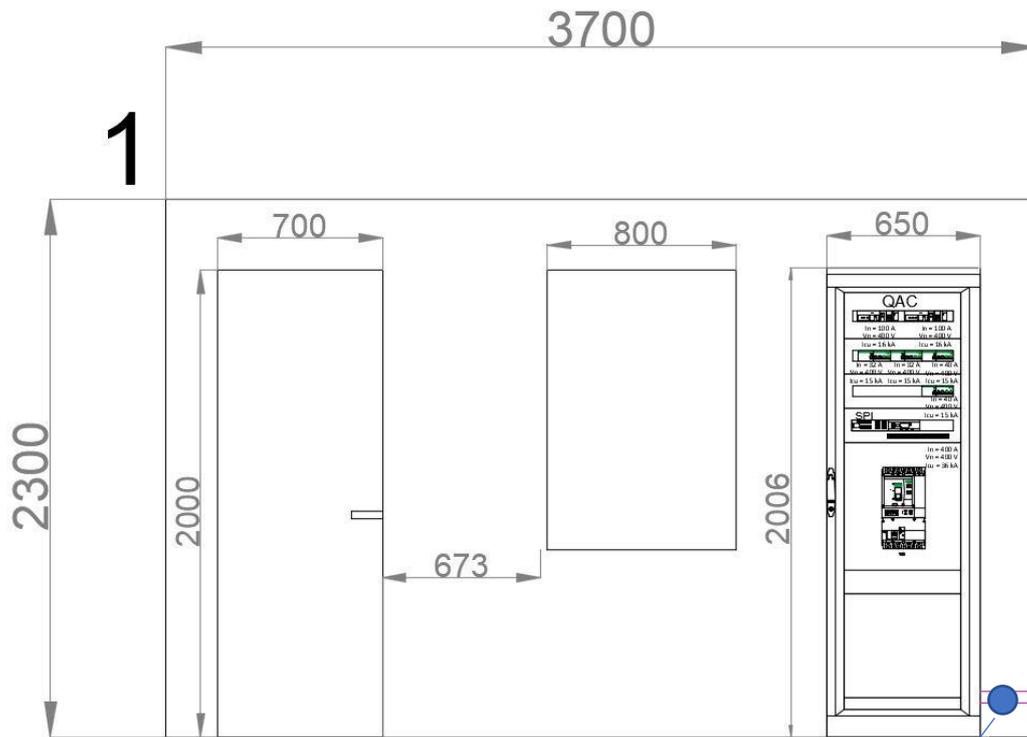


Figura 16.3.4 Vista locale inverter parete 1

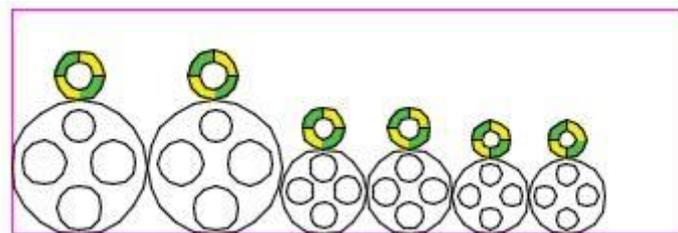


Figura 16.3.5 Canalina QAC nel caso di riempimento massimo

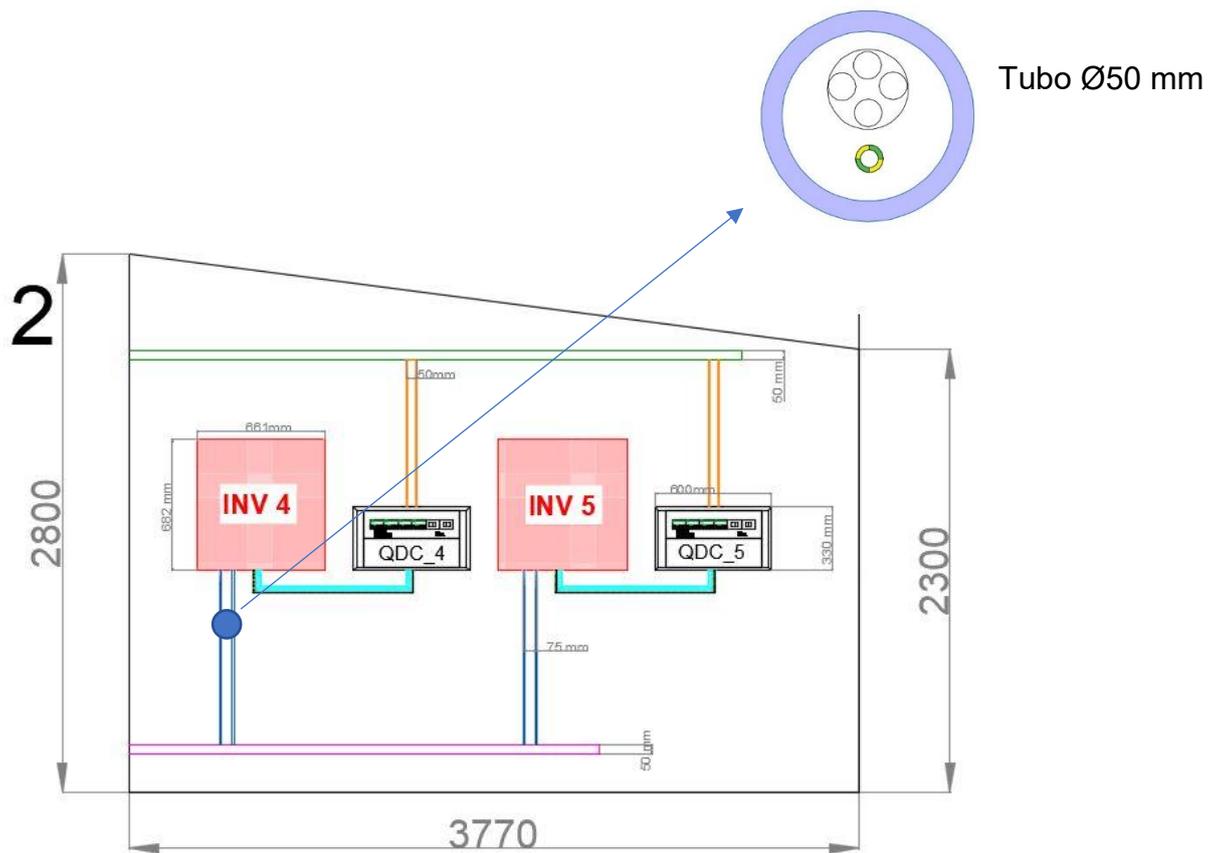


Figura 16.3.6 Vista locale inverter parete 2

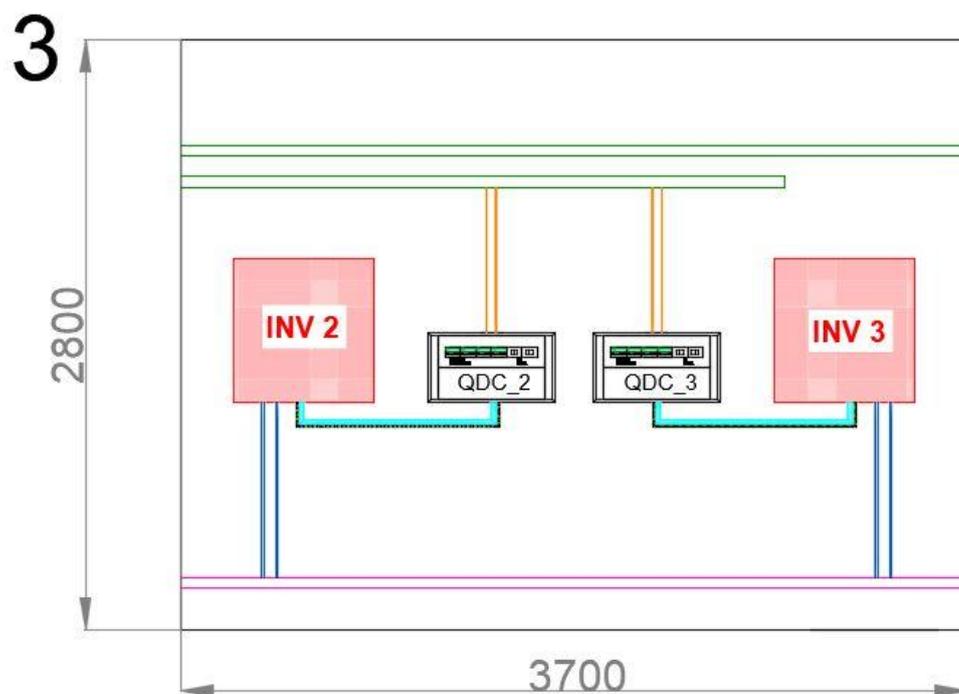


Figura 16.3.7 Vista locale inverter parete 3

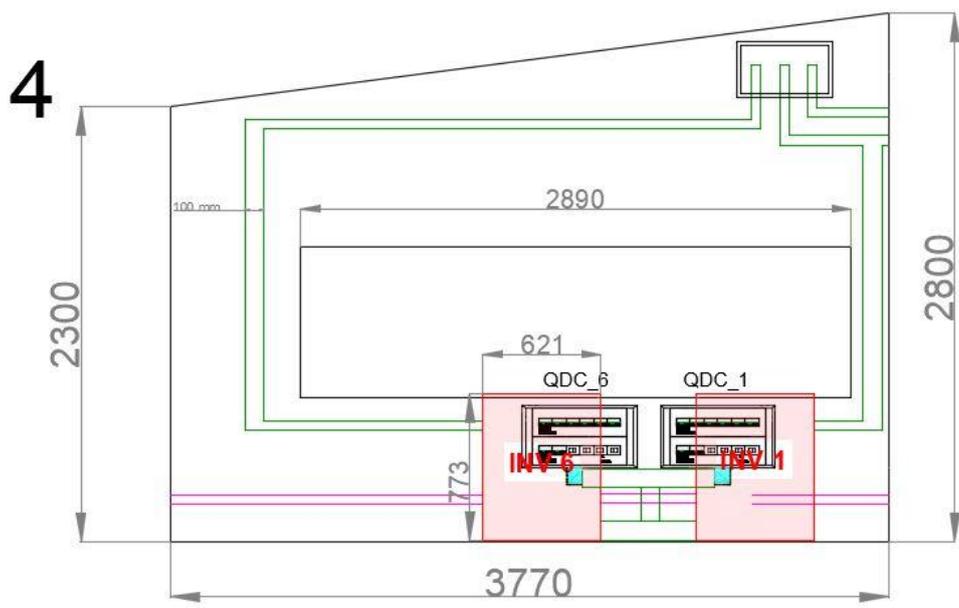


Figura 16.3.8 Vista locale inverter parete 4



Figura 16.3.9 Vista locale inverter dall'alto

16.4 Quadro QGBT e connessione elettrica QAC - QGBT

Nota la posizione assunta dal quadro AC nel locale inverter e noto il locale adibito ad ospitare il quadro generale di bassa tensione si è proceduto al dimensionamento del cavo di connessione tra i due quadri. Si è scelto di utilizzare un cavo unipolare FG16R16 le cui caratteristiche sono state già descritte in precedenza. La scelta di un cavo di tipo unipolare permette di evitare difficoltà di curvatura che si avrebbero con un cavo multipolare nel caso di sezioni elevate facilitando il compito dell'installatore. Il dimensionamento del cavo ha tenuto in conto sia della corrente di impiego totale che, come visto, ha un valore di circa 273 A che della corrente nominale del dispositivo di protezione presente nel quadro generale di bassa tensione e rappresentante il dispositivo generale dell'impianto fotovoltaico (DG). Tale dispositivo di protezione ha caratteristiche analoghe rispetto al dispositivo di protezione terminale del quadro AC sarà, dunque, un interruttore scatolato 4P da 400 A con potere di interruzione di 36 kA, blocco differenziale da 300 mA di classe A e curva di intervento magnetotermico di tipo C. Tale interruttore può, come accennato in precedenza, essere regolato, tuttavia nel dimensionamento del cavo si è tenuto in conto della corrente nominale di targa mantenendo un margine cautelativo. Per il dimensionamento si è ipotizzata, inoltre, una temperatura ambiente di 40 °C ($k_1=0,91$), una posa in canalina ed una lunghezza del cavo di 15 m. La canalina scelta è la stessa utilizzata nel locale inverter con dimensioni 150x50 in acciaio inox. Si propone di seguito la tabella di dimensionamento del cavo.

I_b [A]	273
V_n [V]	400
I_{z0} [A]	490
S [mm²]	240
d_esterno [mmm]	27,5
k₁	0,91
k₂	1
I_z [A]	446
Lunghezza [m]	15
r [Ω/km]	0,0943
x [Ω/km]	0,0801
R [Ω]	0,001415
X [Ω]	0,001202
Z [Ω]	0,001856
ΔV %	0,18%
Verifica termica	ok
Verifica ΔV	ok
Neutro [mm²]	120
PE [mm²]	120

Tabella 16.4.1 Dimensionamento cavo QAC – QGBT

Il cavo scelto ha una sezione da 240 mm² con conduttore di neutro e di protezione che per normativa assumono una sezione pari alla metà del conduttore di fase. La caduta di tensione su tale cavo è dello 0,18%.

Il quadro generale di bassa tensione permette l'interfacciamento con la rete del distributore e, nel caso in analisi, è costituito oltre che dall'interruttore generale dell'impianto fotovoltaico anche da altri quattro dispositivi di protezione con corrente nominale da 100 A, relativi a quattro partenze distinte dell'impianto elettrico della struttura, e dal dispositivo generale del quadro con caratteristiche analoghe al DG dell'impianto fotovoltaico. In tale quadro, inoltre, è presente uno scaricatore di sovratensione per corrente alternata 4P con corrente nominale di scarica di 20 kA e tensione massima di esercizio continuativo di 440 V.

Si riporta di seguito la porzione di schema elettrico relativa al quadro generale di bassa tensione.

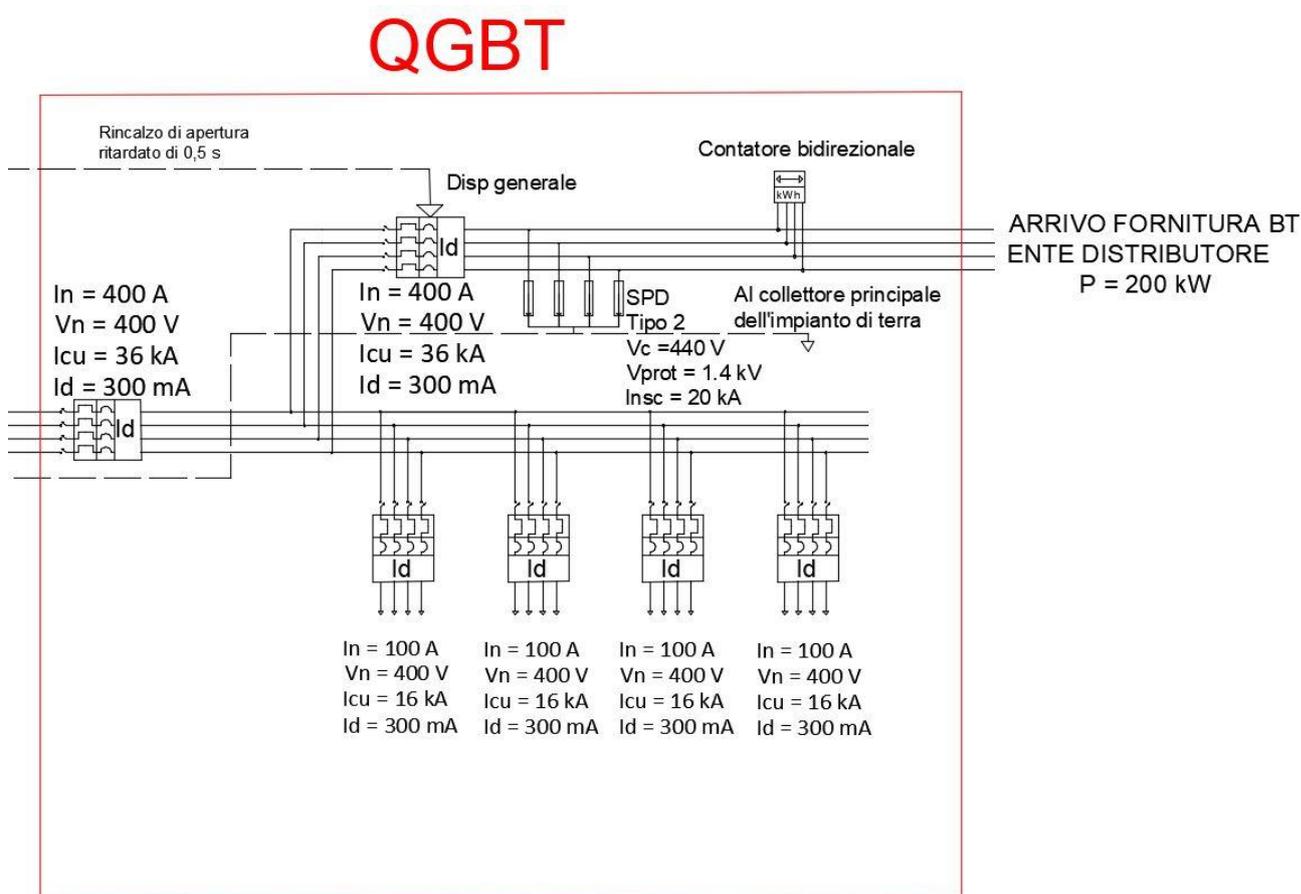


Figura 16.4.1 Porzione di schema elettrico relativa al QGBT

Tramite l'utilizzo del software Exteem si è ottenuta una rappresentazione del quadro QGBT con dimensioni 2006x650x400 con corrente nominale di 400 A e corrente di corto circuito di 15 kA.

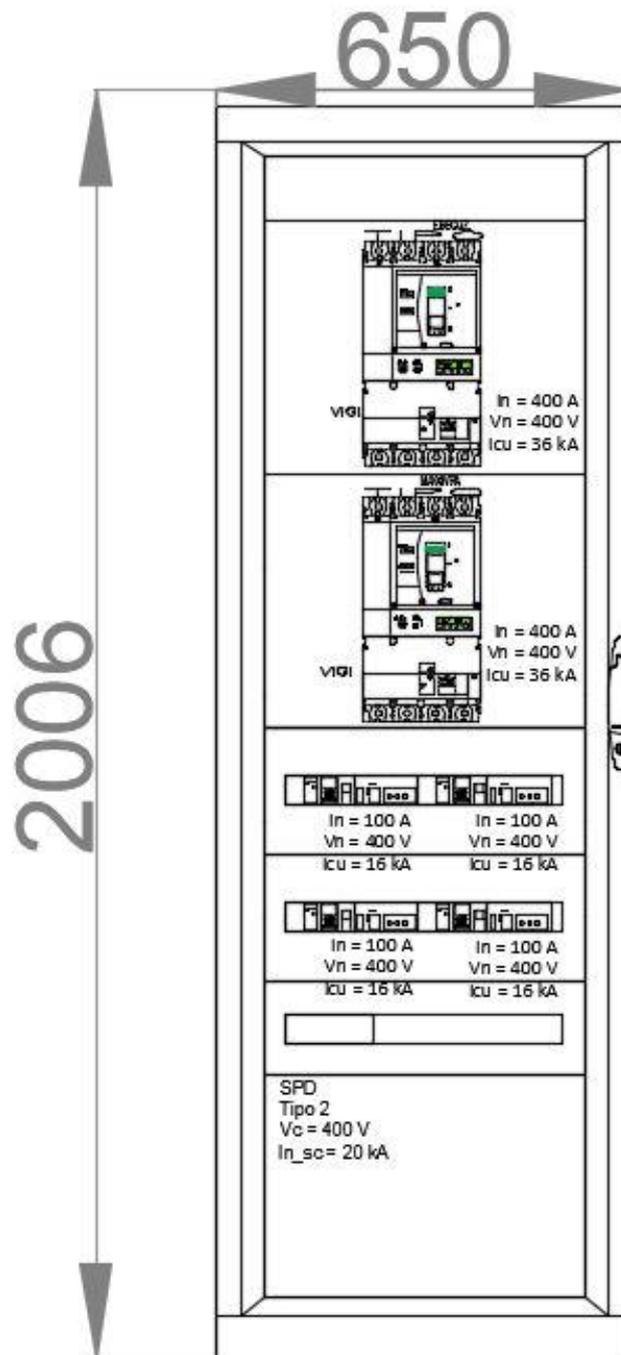


Figura 16.4.2 Fronte quadro QGBT

Si riportano ora due viste relative al percorso del cavo QAC – QGBT e al locale QGBT precedentemente presentato.

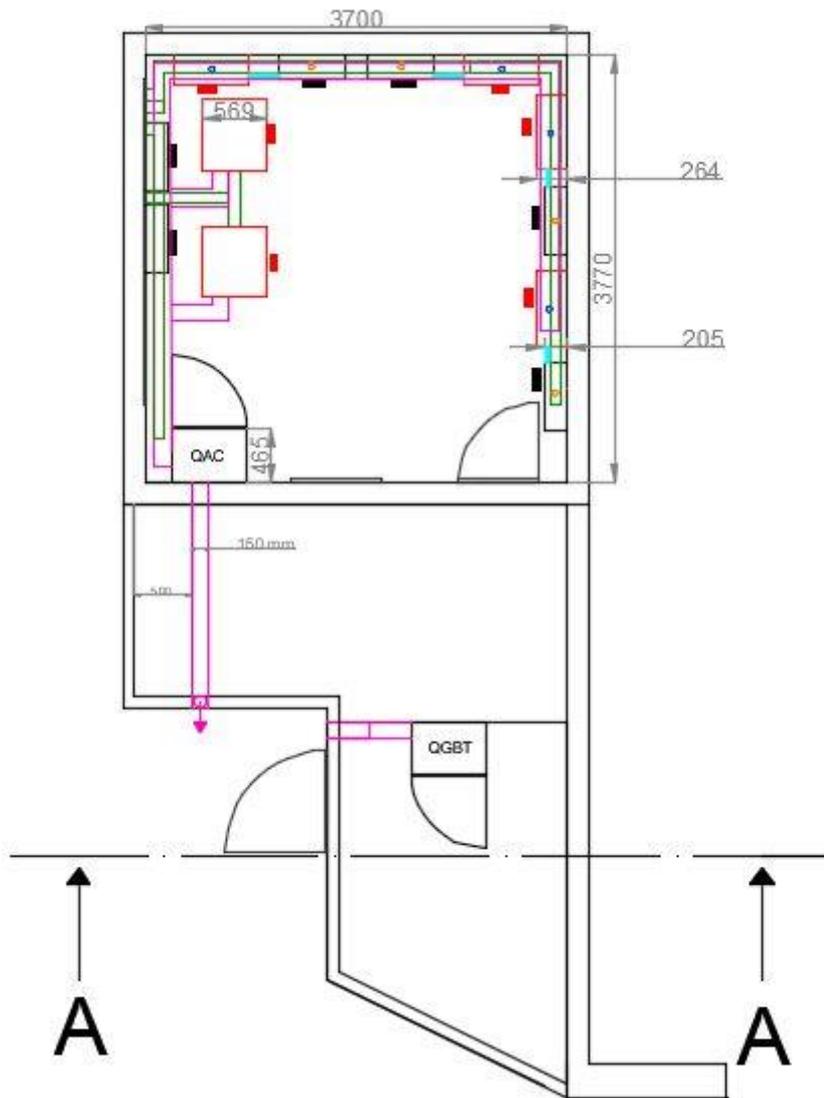


Figura 16.4.3 Vista dall'alto struttura

16.5 Valutazione dell'investimento tramite il computo metrico estimativo

Dopo aver definito tutti i dispositivi necessari alla progettazione dell'impianto fotovoltaico e alla sua connessione con la rete elettrica del distributore si è potuto definire il computo metrico estimativo dell'opera valutando, dunque, l'attendibilità della stima iniziale sull'investimento. Per poter valutare le varie voci di costo si è fatto riferimento al "Prezzario regionale Piemonte 2018" [25] in riferimento alla categoria "Impianti elettrici e speciali". Si sono divise le voci di costo in macro categorie:

- Generatore fotovoltaico e gruppo di conversione;
- Quadri elettrici esclusi gli organi di manovra e protezione;
- Scaricatori;
- Interruttori e protezioni differenziali;
- Canalizzazioni;
- Tubazioni;
- Cavi;

Per ognuna di queste voci sono stati analizzati nel dettaglio i costi dei componenti tenendo conto anche della manodopera necessaria all'installazione. Il computo è presentato in una tabella dove è indicato il codice identificativo di ogni voce di costo, la sua descrizione qualitativa, il costo unitario, e il costo totale.

Computo Metrico Estimativo Opere

Rif.	Codice	Descrizione	U. m.	Q. tà	P.u. [€]	Totale [€]
		GENERATORE FOTOVOLTAICO E GRUPPO DI CONVERSIONE				
1		Fornitura e posa in opera di modulo fotovoltaico monocristallino "TrinaSolar" da 315 Wp con parametri elettrici Voc= 40,5 V, Isc= 10 A, Vmp= 33,3 V e Imp= 9,46 A con garanzia 10 anni sui difetti di fabbricazione. Ogni onere compreso.	Ca d.	564	170 €	95.936,40 €
2		Fornitura e posa in opera di struttura metallica di sostegno comprensiva di staffe e sostegni per modulo.	Ca d.	564	12,00 €	6.768,00 €
2		Posa in quota, montaggio su struttura e connessione per modulo	Ca d.	564	6,00 €	3.384,00 €
3		Fornitura e posa in opera di inverter fotovoltaico di tipo grid connected "SMA SUNNY TRIPOWER 15000TL" da 15 kW con parametri elettrici in ingresso Vmax= 1000 V, Vmppt=240-800 V e Imax =33x2 A, con tensione in uscita V= 400 V e rendimento europeo 98%. Garanzia cinque anni. Ogni onere compreso.	Ca d.	2	3.000,00 €	6.000,00 €
4		Fornitura e posa in opera di inverter fotovoltaico di tipo grid connected "SMA SUNNY TRIPOWER 20000TL" da 20 kW con parametri elettrici in ingresso Vmax= 1000 V, Vmppt=320-800 V e Imax =33x2 A, con tensione in uscita V= 400 V e rendimento europeo 98%. Garanzia cinque anni. Ogni onere compreso.	Ca d.	2	3.500,00 €	7.000,00 €
5		Fornitura e posa in opera di inverter fotovoltaico di tipo grid connected "SMA CORE1" da 50 kW con parametri elettrici in ingresso Vmax= 1000 V, Vmppt=500-800 V e Imax =20x6 A, con tensione in uscita V= 400 V e rendimento europeo 98%. Garanzia cinque anni. Ogni onere compreso.	Ca d.	2	7.000,00 €	14.000,00 €

QUADRI ELETTRICI (ESCLUSI GLI ORGANI DI MANOVRA E INTERRUZIONE)						
	06.A09.A 03	Fornitura in opera di centralino in materiale isolante, autoestinguente, grado di protezione minimo IP 55, con portella di qualsiasi tipo (cieca, trasparente o fune), guida DIN, compreso ogni accessorio per la posa in opera.				
6	06.A09.A 03.010	F.O. di centralino da parete IP55 con portella 8 moduli	Ca d.	6	21,87 €	131,22 €
	06.A09.L 02	F.O. Fornitura in opera di quadri metallici completi con portella trasparente				
7	06.A09.L 02.055	F.O. di quadro tipo da 800x1800/2000x600 - min IP55	Ca d.	2	2.383, 99 €	4.767,98 €
SCARICATORI DI TENSIONE						
	06.A08.B 01	Fornitura in opera di Scaricatori di sovratensione da fulmine, i valori della corrente nominale sono riferiti ad un onda 8/20us compreso ogni accessorio per la posa ed i collegamenti elettrici.				
8	06.A08.B 01.030	Fornitura e posa in opera di scaricatore tipo 2 Uc= 440 V - Up =1,5 kV - In=20 kA 3P + N con riporto. Ogni onere compreso.	Ca d.	1	419,36 €	419,36 €
9		Fornitura e posa in opera di scaricatore tipo 2 Uc= 1500 V - Up =4,5 kV - In=20 kA 1P - N con riporto. Ogni onere compreso.	Ca d.	20	356,06 €	7.121,10 €
INTERRUTTORI						
	06.A07.C 01	Fornitura in opera di interruttore non automatico (sezionatore sotto carico) tipo modulare, compreso ogni accessorio per la posa ed i collegamenti elettrici.				

10	06.A07.C 01.030	F.O. di Interr.non automatico - 2P - fino 32 A	Ca d.	32	108,98 €	3.487,44 €
	06.A07.A 04	Fornitura in opera entro quadro o contenitore predisposto di interruttore automatico magnetotermico (MT), tipo modulare, curva C potere d'interruzione di 15 kA secondo norme CEI EN 60947-2. compreso ogni accessorio per la posa ed i collegamenti elettrici.				
11	06.A07.A 04.085	F.O. di MT 15 -25 kA curva C - 4P - da 100 A	Ca d.	6	135,15 €	810,90 €
12	06.A07.A 04.070	F.O. di MT 15 -25 kA curva C - 4P - da 10 a 32 A	Ca d.	2	80,61 €	161,22 €
13	06.A07.A 04.075	F.O. di MT 15 -25 kA curva C - 4P - da 40 a 63 A	Ca d.	2	105,87 €	211,74 €
	06.A07.H 03	Fornitura in opera entro quadro o contenitore predisposto di interruttore automatico con sganciatore magnetotermico su tutti i poli, tipo scatolato fisso, tensione nominale 380-400 V, potere d'interruzione Icu a 380V 36 kA, (tipo N) Ics=Icu, soglia termica regolabile, soglia magnetica fissa fino a 63A, oltre regolabile, attacchi anteriori con qualsiasi tipo di terminale, compreso i capicorda, ogni accessorio per la posa ed i collegamenti elettrici				
14	06.A07.H 03.080	F.O. di interr magn.term.scatt. 36 kA (N) - 4P - da 500 A	Ca d.	3	1.527, 49 €	4.582,47 €
	06.A07.B 02	Fornitura in opera di blocco differenziale da accoppiare ad interruttore magnetotermico modulare, classe A, (per correnti di guasto alternate sinusoidali e pulsanti) compreso ogni accessorio per la posa ed i collegamenti elettrici.				
15	06.A07.B 02.090	F.O. di Bl.diff. 4P In >= 32A cl.A - 300/500 mA	Ca d.	4	83,83 €	335,32 €

16	06.A07.B 02.100	F.O. di Bl.diff. 4P In >= 80A cl.A - 300/500 mA	Ca d.	6	123,54 €	741,24 €
	06.A07.K 01	Fornitura in opera di sganciatori differenziali da abbinare ad interruttori automatici tipo scatolato con corrente e tempo d'intervento regolabili, compreso i capicorda, ogni accessorio per la posa ed i collegamenti elettrici.				
17	06.A07.K 01.020	F.O. di Blocco diff. per interr.fino a 630A 4P	Ca d.	3	487,02 €	1.461,06 €
CANALIZZAZIONI						
	06.A11.H 01	F.O. Fornitura in opera di base per canalina chiusa o asolata autoportante in acciaio inox, con grado di protezione IP 40, completa di mensole di sostegno, piastre di giunzione, testate di chiusura, flange per raccordo con le scatole o passamuro, compreso ogni accessorio per la posa in opera; escluso curve e derivazioni.				
18	06.A11.H 01.010	F.O. di canalina inox dimensione 100x75	m	54 0	36,79 €	19.866,6 0 €
19	06.A11.H 01.015	F.O. di canalina inox dimensione 150x75	m	30	41,06 €	1.235,91 €
	06.A11.H 02	F.O. Fornitura in opera di coperchi per canaline in acciaio inox.				
20	06.A11.H 02.010	F.O. di coperchio per canalina inox larghezza 100	m	54 0	11,57 €	6.247,80 €
21	06.A11.H 02.015	F.O. di coperchio per canalina inox larghezza 150	m	26	15,23 €	397,50 €
	06.A11.H 03	F.O. Fornitura in opera di curve piane o verticali per canaline acciaio inox, complete di coperchi, giunti di				

		messa a terra, compreso raccordi, bulloneria ed ogni accessorio per la posa in opera.				
22	06.A11.H 03.010	F.O. di curve piane per canalina inox dimensione 100x75	Ca d.	15	29,97 €	449,55 €
23	06.A11.H 03.015	F.O. di curve piane per canalina inox dimensione 150x75	Ca d.	10	20,20 €	202,00 €
24	06.A11.H 04.010	F.O. di coperchio per curve piane per canalina inox 100	Ca d.	15	9,90 €	148,50 €
25	06.A11.H 04.015	F.O. di coperchio per curve piane per canalina inox 150	Ca d.	10	12,21 €	122,10 €
	06.A11.H 05	F.O Fornitura in opera di base per derivazioni, incroci piani, riduzioni, per canaline in acciaio inox, compreso i giunti di messa a terra, i raccordi, la bulloneria ed ogni accessorio per la posa in opera.				
26	06.A11.H 05.010	F.O. di derivazione , incroci, riduzioni per canalina inox 100x75	Ca d.	24	45,45 €	1.090,80 €
27	06.A11.H 05.015	F.O. di derivazione , incroci, riduzioni per canalina inox 150x75	Ca d.	2	49,86 €	99,72 €
	06.A11.H 06	F.O. Fornitura in opera di coperchi per derivazioni, incroci piani, riduzioni, per canaline in acciaio inox.				
28	06.A11.H 06.010	F.O. di coperchio per derivazione , incroci, riduzioni per canalina inox 100	Ca d.	24	16,87 €	404,88 €
29	06.A11.H 06.015	F.O. di coperchio per derivazione , incroci, riduzioni per canalina inox 150	Ca d.	2	19,12 €	38,24 €

TUBAZIONI						
	06.A10.A 01	Fornitura in opera, a vista, di tubazione in PVC rigido, serie pesante, autoestinguenta, resistente alla propagazione della fiamma, resistenza alla compressione =>1250N, resistenza all'urto =>2J, curvabili a freddo fino a D. 25 mm. Normativa di riferimento: EN 50086 (CEI 23-39, CEI 23-54), IEC EN 61386, con grado di protezione IP 44 / IP 55, completa di curve, manicotti, raccordi tubo-tubo, rigidi o con guaine flessibili, supporti ed ogni altro accessorio per la posa in opera. Con la sola esclusione delle scatole portafrutti e cassette di derivazione.				
30	06.A10.A 01.030	F.O. di tubo PVC rigido D. 50 mm	m	30	6,03	180,90 €
CAVI						
31		Fornitura in opera di cavi unipolari H1Z2Z2-K (ex FG21M21) di sezione 6 mm ² per collegamento dei moduli fotovoltaici al quadro DC, posa in canalina, compreso ogni accessorio per l'esecuzione dell'opera a regola d'arte	m	42 64	1,78 €	7.579,26 €
	06.A01.E 01	F.O. Fornitura in opera, in tubi o canaline predisposte, di cavo unipolare compresi i collegamenti elettrici ed i morsetti, capicorda ed ogni accessorio per rendere il cavo perfettamente funzionante (Tipo FG160R16 o similari).				
32	06.A01.E 01.020	F.O. di cavo tipo FG160R16 0,6/1 kV 1 x 6	m	80	1,75 €	140,00 €
33	06.A01.E 01.075	F.O. di cavo tipo FG160R16 0,6/1 kV 1 x 240	m	45	34,69 €	1.561,05 €
34		F.O. di cavo tipo FG160R16 0,6/1 kV 1 x 120	m	15		

	06.A01.E 01.060				17,63 €	264,45 €
	06.A01.E 04	F.O. Fornitura in opera, in tubi o canaline predisposte, di cavo tripolare compresi i collegamenti elettrici, morsetti, capicorda ed ogni accessorio per rendere il cavo perfettamente funzionante (Tipo FG160R16 o similari)				
35	06.A01.E 04.025	F.O. di cavo tipo FG160R16 0,6/1 kV 4 x 10	m	15	8,86 €	136,44 €
36	06.A01.E 04.030	F.O. di cavo tipo FG160R16 0,6/1 kV 4 x 16	m	23	12,41 €	279,85 €
37	06.A01.E 04.045	F.O. di cavo tipo FG160R16 0,6/1 kV 3x50+1x25	m	7	28,16 €	185,86 €
	06.A01.A 01	F.O. Fornitura in opera, in tubi o canaline predisposte, di conduttori unipolare compresi i collegamenti elettrici, morsetti, capicorda ed ogni accessorio per rendere il cavo perfettamente funzionante				
38	06.A01.A 01.020	F.O. di cavo tipo N07V-K 1 x 4	m	12	1,42 €	17,04 €
39	06.A01.A 01.030	F.O. di cavo tipo N07V-K 1 x 10	m	15	2,80 €	43,12 €
40	06.A01.A 01.035	F.O. di cavo tipo N07V-K 1 x 16	m	23	3,63 €	81,86 €
41	06.A01.A 01.040	F.O. di cavo tipo N07V-K 1 x 25	m	7	4,90 €	32,34 €
42	06.A01.A 01.065	F.O. di cavo tipo N07V-K 1 x 120	m	15	18,47 €	277,05 €

TOT ALE	198.402, 26 €
--------------------	--------------------------

Tabella 16.5.1 Computo metrico estimativo

Per le voci di costo relative al cavo solare H1Z2Z2-K, agli scaricatori in continua e agli interruttori di manovra - sezionatori in continua sono stati inseriti dei valori ottenuti da un'indagine di mercato relativa ad alcuni distributori di materiale elettrico non essendo queste voci presenti nel prezzo. L'investimento totale previsto è pari a 198.402,26 € in linea con l'ipotesi inizialmente fatta per tale tecnologia di 198.000 €. Si riportano di seguito i costi totali e percentuali delle voci più significative.

VOCE DI SPESA	COSTO [€]	%
MODULI FOTOVOLTAICI	95.936,40 €	48 %
STRUTTURA DI SOSTEGNO E POSA IN QUOTA	10.152,00 €	5%
INVERTER FOTOVOLTAICI	27.000,00 €	14 %
QUADRI ELETTRICI (ESCLUSI GLI ORGANI DI MANOVRA E INTERRUZIONE)	4.899,20 €	2%
SCARICATORI DI TENSIONE	7.540,46 €	4%
INTERRUTTORI	11.791,39 €	6%
CANALIZZAZIONI	30.303,60 €	15 %
TUBAZIONI	180,90 €	0,1 %
CAVI	10.598,31 €	5%
TOTALE	198.402,26 €	

Tabella 16.5.2 Costo totale e percentuali per le varie voci

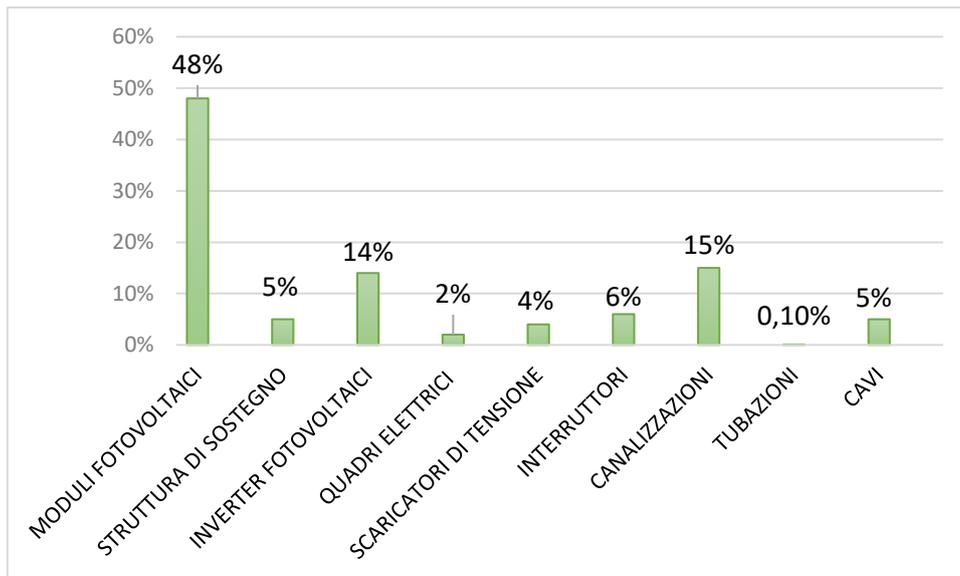


Figura 16.5.1 Percentuali di costo per le varie voci

Si nota come i moduli fotovoltaici rappresentino la quota di costo preponderante con una percentuale del 48%. La scelta di canalizzazioni in acciaio inox e i margini cautelativi presi in sede di dimensionamento hanno reso tale voce di costo pari al 15 % del totale. Gli inverter fotovoltaici rappresentano il 14 % della spesa totale mentre le restanti voci assumono un peso percentuale simile tra loro.

17. STIMA DELL'INVESTIMENTO NEI RESTANTI CASI STUDIO

Dopo aver realizzato il computo metrico estimativo per il caso monocristallino tradizionale si è valutata la possibilità di effettuare una stima dei costi anche per i restanti casi studio. In tal modo si è potuto valutare l'attendibilità delle stime iniziali utili al confronto economico tra le diverse tecnologie. Se per il caso monocristallino tradizionale è stato, però, svolto il progetto elettrico in modo dettagliato ed è stato, dunque, possibile valutare con esattezza le singole voci di costo nei restanti casi si è fatto uso, dove necessario, di un legame di proporzionalità basato sul numero di moduli utilizzati.

17.1 Stima dell'investimento per il caso monocristallino IBC

Il caso monocristallino IBC presenta, come visto, le seguenti caratteristiche fondamentali:

- Numero di moduli: 504;
- Numero di inverter: 4 di cui tre da 50 kW ed uno da 25 kW;
- Numero di stringhe totali: 42;
- Costo del modulo: 1,11 €;

Come già ipotizzato nel caso monocristallino tradizionale le voci di costo relative alla struttura di sostegno e alla posa in quota dei moduli sono le seguenti:

- Costo struttura di sostegno: 12 €/modulo;
- Costo posa in quota di un modulo: 6 €/modulo;

Il costo degli inverter, noto da alcune indagini di mercato, è analogo a quanto già visto nel caso studio di riferimento con la differenza, in questo caso, della presenza di tre inverter di taglia 50 kW e di un inverter da 25 kW con costo assunto uguale al modello da 20 kW.

Il costo relativo ai quadri elettrici, privi di ogni organo di manovra o interruzione, è stato considerato come invariato rispetto al caso di riferimento in quanto la differenza è costituita esclusivamente dall'assenza di due quadri DC che non impattano in modo significativo sul costo totale di tale voce.

Il costo legato agli scaricatori di tensione è, invece, legato al numero totale di MPPT degli inverter in quanto è necessario disporre di uno scaricatore per ogni canale utilizzato. Prevedendo una strategia di connessione che sfrutti tutti i canali disponibili il numero di scaricatori sarà, dunque, strettamente dipendente dal numero di canali presenti.

Il numero di stringhe permette, invece, di valutare il costo degli interruttori che sarà poi completato dalle voci relative ai dispositivi di protezione del quadro AC e del quadro generale di bassa tensione come già visto per il caso studio di riferimento.

Le voci di costo relative alle canalizzazioni e ai cavi sono state, invece, ottenute con una proporzionalità diretta rispetto al numero dei moduli. Considerando, dunque, i valori ottenuti nel caso di riferimento, si è valutato un “costo al modulo” che è stato successivamente rapportato al numero di moduli del caso in analisi.

Come già svolto nel caso studio di riferimento per il costo dei moduli si è sempre valutato il valore economico più elevato dell’intervallo utilizzato nella stima iniziale dell’investimento.

VOCE DI SPESA	COSTO [€]	%
MODULI FOTOVOLTAICI	201.398,40 €	68 %
STRUTTURA DI SOSTEGNO E POSA IN QUOTA	9.072,00 €	3%
INVERTER FOTOVOLTAICI	24.500,00 €	8%
QUADRI ELETTRICI (ESCLUSI GLI ORGANI DI MANOVRA E INTERRUZIONE)	4.899,20 €	2%
SCARICATORI DI TENSIONE	7.540,46 €	3%
INTERRUTTORI	12.000,81 €	4%
CANALIZZAZIONI	27.303,60 €	9%
TUBAZIONI	180,90 €	0,1 %
CAVI	9.470,83 €	3%
TOTALE	295.945,20 €	

Tabella 17.1.1 Costo totale e percentuali per le varie voci

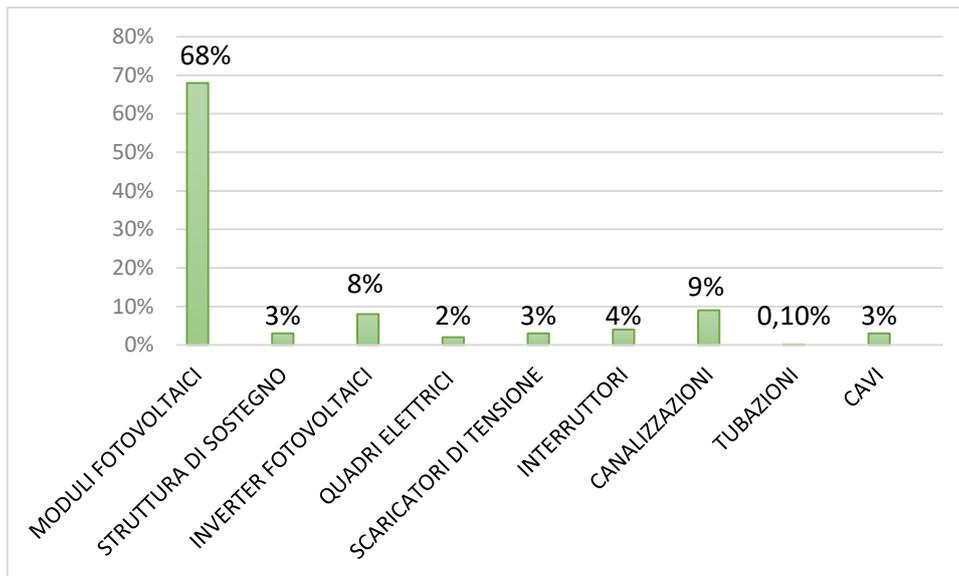


Figura 17.1.1 Percentuali di costo per le varie voci

In questo caso studio sono stati utilizzati dei moduli fotovoltaici ad alta efficienza e costo elevato e ciò giustifica un costo relativo superiore a 200.000 €. Tali moduli avendo una potenza di picco superiore rispetto ai restanti casi, oltre che un'elevata efficienza, hanno permesso il raggiungimento della potenza prefissata con un numero di moduli inferiore generando un risparmio in termini di struttura di sostegno e posa in quota. Il costo relativo agli inverter è leggermente diminuito essendo in questo caso presenti quattro inverter rispetto ai sei del caso di riferimento, tuttavia avendo utilizzato inverter da 50 kW il risparmio non è stato significativo. Il numero di MPPT totali di tutti gli inverter presenti è pari a 20 e coincide con quello relativo al caso studio monocristallino tradizionale per cui la voce relativa agli scaricatori di sovratensione non ha subito modifiche così come quella relativa ai quadri elettrici. Il costo degli interruttori, nonostante un numero inferiore di inverter, è, invece, leggermente aumentato anche a causa di un numero maggiore di stringhe presenti. Le canalizzazioni e i cavi hanno subito una diminuzione in relazione al legame di proporzionalità ipotizzato con il numero di moduli.

Il costo totale stimato è di 295.945,20 € molto vicino alla stima effettuata inizialmente pari a 298.800 €. In particolare il costo totale esclusi i moduli e gli inverter è di 70.546,80 € anch'esso prossimo al valore 75.600 € stimato.

17.2 Stima dell'investimento per il caso policristallino

Il caso policristallino presenta, come visto, le seguenti caratteristiche fondamentali:

- Numero di moduli: 624;
- Numero di inverter: 5 di cui due da 50 kW, due da 25 kW ed uno da 20 kW;
- Numero di stringhe totali: 30;
- Costo del modulo: 0,52 €;

Come già ipotizzato nei precedenti casi le voci di costo relative alla struttura di sostegno e alla posa in quota dei moduli sono le seguenti:

- Costo struttura di sostegno: 12 €/modulo;
- Costo posa in quota di un modulo: 6 €/modulo;

Il costo degli inverter, noto da alcune indagini di mercato, è analogo ai precedenti con la differenza, in questo caso, della presenza di due inverter di taglia 50 kW, due inverter da 25 kW ed uno da 20 kW.

Il costo relativo ai quadri elettrici, privi di ogni organo di manovra o interruzione, è stato assunto invariato rispetto al caso di riferimento in quanto la differenza è costituita esclusivamente dall'assenza di un quadro DC che non impatta in modo significativo sul costo totale di tale voce.

Il costo legato agli scaricatori di tensione, agli interruttori, alle canalizzazioni e ai cavi segue i criteri già esposti in precedenza.

Come già svolto precedentemente, infine, per il costo dei moduli si è sempre valutato il valore economico più elevato dell'intervallo utilizzato nella stima iniziale dell'investimento.

VOCE DI SPESA	COSTO [€]	%
MODULI FOTOVOLTAICI	92.476,80 €	47 %
STRUTTURA DI SOSTEGNO E POSA IN QUOTA	11.232,00 €	6%
INVERTER FOTOVOLTAICI	24.500,00 €	12 %
QUADRI ELETTRICI (ESCLUSI GLI ORGANI DI MANOVRA E INTERRUZIONE)	4.899,20 €	2%
SCARICATORI DI TENSIONE	7.540,46 €	4%
INTERRUTTORI	11.576,56 €	6%
CANALIZZAZIONI	33.527,38 €	17 %
TUBAZIONI	180,90 €	0,1 %
CAVI	11.728,00 €	6%
TOTALE	197.661,30 €	

Tabella 17.2.1 Costo totale e percentuali per le varie voci

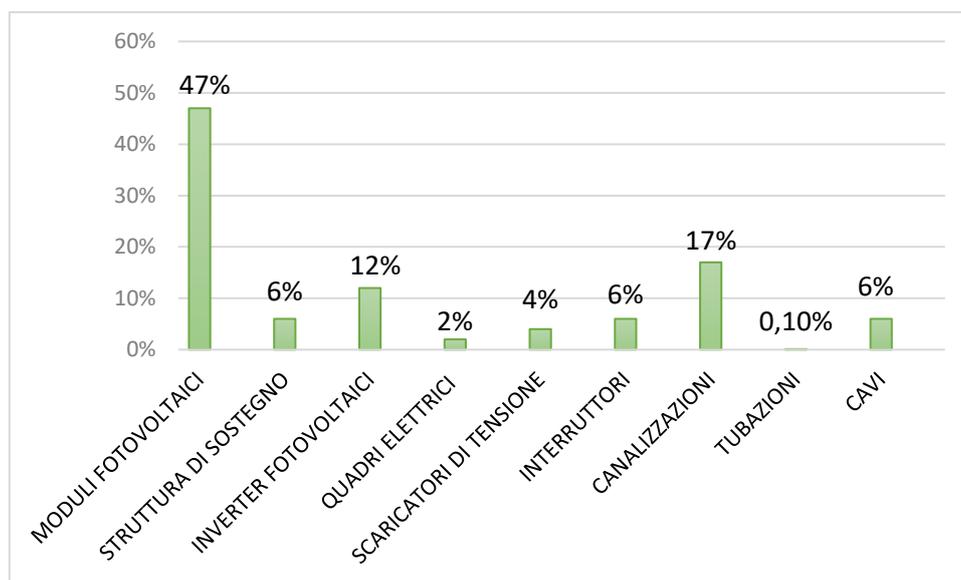


Figura 17.2.1 Percentuali di costo per le varie voci

In questo caso studio sono stati utilizzati dei moduli fotovoltaici policristallini dal costo medio – basso. Tali moduli avendo una potenza di picco inferiore rispetto ai restanti casi hanno richiesto un numero maggiore di moduli per ottenere il raggiungimento della potenza prefissata generando una maggiorazione di costo in termini di struttura di sostegno e posa in quota. Il costo relativo agli inverter è leggermente diminuito mentre il numero di MPPT totali di tutti gli inverter presenti è pari a 18, un valore molto simile a quello dei casi precedenti, per cui la voce relativa agli scaricatori di sovratensione non ha subito modifiche così come quella relativa ai quadri elettrici. Il costo degli interruttori è, invece, molto simile al caso monocristallino tradizionale con un lieve aumento dovuto al costo maggiore degli interruttori per inverter di più alta potenza. Le canalizzazioni e i cavi hanno subito una diminuzione in relazione al legame di proporzionalità ipotizzato con il numero di moduli.

Il costo totale stimato è di 197.661,30 € è molto vicino alla stima effettuata inizialmente pari a 194.400 €. In particolare il costo totale esclusi i moduli e gli inverter è di 80.684,50 € anch'esso prossimo al valore 75.600 € stimato.

17.3 Modello per la stima dei costi di un impianto

A seguito di quanto precedentemente esposto si è sviluppato, tramite un foglio di calcolo, un modello semplificato che permetta, noti alcuni parametri in input, di poter generare una stima ragionevole sul costo di investimento per un impianto. Si elencano di seguito gli input considerati e la loro influenza sulle varie voci di costo.

Il *numero di moduli*, per le ipotesi viste, permette di stabilire le voci di costo relative ai moduli stessi e alla loro posa in quota, alla struttura di sostegno, alle canalizzazioni e ai cablaggi necessari.

Il *numero di inverter* e le loro *caratteristiche* permettono di valutare il costo degli stessi, la spesa relativa agli scaricatori di sovratensione e una stima sul numero di quadri DC presenti.

Il *numero di stringhe* permette di stimare il numero di dispositivi di protezione per il lato DC dell'impianto.

Nei dati di input devono, inoltre, essere inseriti i costi relativi al singolo modulo, agli inverter, ai dispositivi di protezione DC e agli involucri dei quadri. L'informazione sulla potenza dell'impianto permette, infine, di effettuare una stima sul costo dei dispositivi di protezione AC.

Si riporta di seguito un esempio, riferito al caso studio analizzato, che stimi l'investimento utilizzando il modello prodotto. Si nota un leggero scostamento rispetto al valore ottenuto con il computo metrico estimativo a causa dell'assenza della voce di costo delle tubazioni in PVC che possono essere o meno presenti in un impianto. Le voci di costo relative alle canalizzazioni e ai cavi seguono un legame di proporzionalità lineare con i moduli come ipotizzato in precedenza.

INPUT	Potenza impianto [kW]	180
	Numero moduli	564
	Costo singolo modulo [€]	170,10 €
	Numero inverter	6
	Numero MPPT totali	20
	Costo inverter [€]	27.000,00 €
	Costo quadro DC [€]	21,87 €
	Costo quadro AC [€]	2.383,99 €
	Numero di stringhe	32
	Costo dispositivi stringa [€]	108,98 €
	Costo dispositivi AC su potenza di impianto [€/kW]	46,24 €
	Costo scaricatore DC [€]	356,06 €
	Costo scaricatore AC [€]	419,36 €
OUTPUT	Costo moduli fotovoltaici [€]	95.936,40 €
	Costo struttura di sostegno e posa [€]	10.152,00 €
	Costo inverter [€]	27.000,00 €
	Costo involucri quadri elettrici [€]	4.899,20 €
	Costo scaricatori di sovratensione [€]	7.540,56 €
	Costo interruttori [€]	11.811,31 €
	Costo canalizzazioni [€]	30.303,60 €
	Costo cavi [€]	10.598,30 €
TOTALE	198.241,37 €	

Tabella 17.3.1 Modello per la stima dei costi di un impianto

18. CONCLUSIONI

In tale lavoro sono stati esposti i criteri tecnici e le valutazioni economiche per una corretta realizzazione di un'installazione fotovoltaica su capannone industriale. L'analisi tecnica ha permesso di evidenziare gli accorgimenti utili a massimizzare la producibilità dell'impianto sia attraverso una corretta disposizione dei moduli, sia tramite l'utilizzo di una soluzione multi inverter. La presenza di più convertitori ha reso necessaria anche una valutazione sull'accoppiamento con gli array che permettesse di sfruttare al meglio i dispositivi di conversione rispettandone i limiti di funzionamento. Le variabili di dipendenza della producibilità dell'impianto è dipendente dai criteri esposti e dalle caratteristiche proprie del sito di interesse.

L'analisi economica ha, invece, valutato le possibilità di valorizzazione di tale investimento considerando sia una stima sulla spesa totale di impianto, che le attuali possibilità di guadagno. Non essendo più presenti specifiche incentivazioni sulla produzione risulta attualmente più conveniente dimensionare l'impianto in modo da massimizzarne l'autoconsumo. Alte percentuali di autoconsumo unitamente a servizi dedicati come lo "scambio sul posto" permettono un ritorno economico tale da far recuperare il costo dell'impianto in pochi anni. Nel caso, ad esempio, di un impianto situato nel Nord Italia i tempi di ritorno dell'investimento sono di circa sei anni.

I criteri visti sono stati applicati ad un caso studio concreto relativo ad una struttura industriale, situata a Casarza Ligure (GE), per la produzione di filtri d'aria e d'olio di cui sono stati forniti i consumi elettrici. Per il caso studio sono state valutate tre diverse tecnologie di moduli fotovoltaici, per le quali è stata definita sia un'analisi tecnica, sia una economica. Per tutti e tre i casi, monocristallino tradizionale, monocristallino IBC e policristallino, si è valutata la più corretta disposizione dei moduli e il più conveniente accoppiamento array – inverter, al fine di raggiungere una potenza di impianto pari a 180 kWp. Si è, poi, effettuata sia un'analisi delle ombre, per una giornata di aprile ed una di dicembre, tramite l'utilizzo del software SketchUp, sia un'analisi di producibilità tramite il software PVsyst. Sono stati così ottenuti i valori di produzione giornaliera, mensile ed annuale dell'impianto e, noti i consumi elettrici dell'utenza, la percentuale di autoconsumo.

Tecnologia	Produzione annuale [MWh/anno]	Produzione annuale per kWp [kWh/kWp/anno]	Autoconsumo %
Mono	233	1308	73
Mono IBC	241	1329	71
Poli	231	1301	73

Tabella 18.1 Valori di produzione ed autoconsumo annuali per le tre tecnologie a pari potenza (180 kWp)

Come si nota dalla tabella proposta esistono delle differenze nei valori di produzione annuale principalmente dovute alla tecnologia più o meno performante, ma l'autoconsumo assume, in tutti e tre i casi, un valore sufficiente a generare un risparmio economico considerevole. Un'alta percentuale di autoconsumo implica, infatti, un risparmio non trascurabile sul costo della bolletta elettrica. Per valutare l'entità di tale risparmio nel caso studio analizzato si è effettuata un'analisi che permettesse di valutare le variazioni di costo, a seguito dell'installazione dell'impianto, su un arco temporale di venticinque anni. Per una maggiore attendibilità è stato, inoltre, considerato un degrado annuale dei moduli differente per tecnologia. Il risparmio medio in bolletta nel primo anno di installazione è di circa il 30% per tutti e tre i casi rappresentando, dunque, un indice di convenienza per l'investimento.

L'analisi economica ha tenuto in conto sia del necessario investimento iniziale, sia delle fonti di guadagno relative all'autoconsumo e al servizio di scambio sul posto. Da tale analisi si sono, dunque, ricavati alcuni indici economici utili al confronto tra le soluzioni proposte.

Modulo fotovoltaico	Investimento iniziale [k€]	PBT [anni]	VAN 25° anno [k€]	TIR [%]
Mono	175 - 198	5,5 - 6	387 - 361	24 - 21
Mono IBC	245 - 299	8 - 10	336 - 275	17 - 14
Poli	164 - 194	5 - 6	399 - 364	25 - 21

Tabella 18.2 Confronto economico delle soluzioni proposte

Dalla tabella si evince come la scelta economicamente più conveniente sia quella relativa ai moduli policristallini seguiti poi dai monocristallini tradizionali ed infine dai monocristallini IBC. Tuttavia, è necessario tenere in conto altri fattori, come la qualità e la durata nel tempo dei materiali che possono incidere in modo significativo sulla producibilità. Per tali ragioni, nel caso studio analizzato, si è preferito scegliere la soluzione costituita dai moduli monocristallini tradizionali.

Si è proceduto, infine, per la tecnologia scelta alla definizione del progetto elettrico dettagliato valutando i locali e le apparecchiature idonee al trasporto, alla protezione e alla conversione dell'energia. Le scelte di dimensionamento, oltre ad essere in accordo con le normative, hanno considerato uno standard qualitativo elevato che, nel caso della scelta dei cavi, ha permesso di ottenere una caduta di tensione massima totale (DC+AC) al di sotto del 2%. Per una stima accurata dei costi è stato, poi, prodotto il computo metrico estimativo che ha permesso di valutare l'incidenza percentuale delle principali voci di costo come visibile nella figura sottostante.

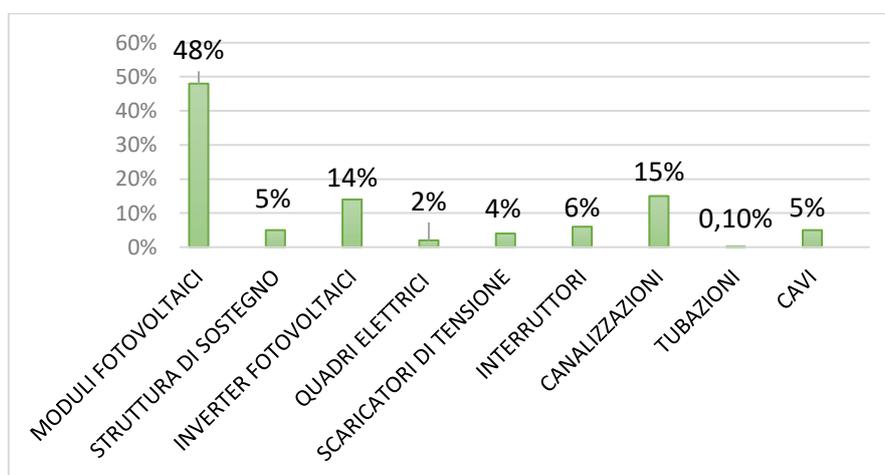


Figura 18.3 Percentuali di costo per le varie voci

Per i restanti due casi è stata proposta una stima di investimento che, grazie anche alla conoscenza della struttura dell'impianto, ha potuto mantenere una buona accuratezza. Si è proposto, infine, un modello semplificato che, noti alcuni parametri di input, permetta di fornire una stima di costo di investimento di un impianto fotovoltaico.

In tale lavoro si è, dunque, proposto un metodo di studio per confrontare le soluzioni tecnico economiche più convenienti per diverse tecnologie di moduli fotovoltaici. Si è potuto osservare, tramite il caso studio analizzato, il vantaggio introdotto da alti valori di autoconsumo che permettono, unitamente a servizi come lo scambio sul posto, di recuperare velocemente l'investimento. Tramite la definizione di alcuni indici di costo è stato, infine, possibile definire una procedura di stima dell'investimento valida anche per impianti fotovoltaici di taglia differente.

APPENDICE A

Parametri principali del sistema	Tipo di sistema	Connesso in rete	
Ombre vicine	Detailed electrical calculation	(acc. to module layout)	
Orientamento campo FV	inclinazione	7°	azimut -25°
Moduli FV	Modello	TSM-DD5A08 (II)	Pnom 315 Wp
Campo FV	Numero di moduli	160	Pnom totale 50.4 kWp
Inverter	Modello	Sunny Tripower 50	Pnom 50.0 kW ac
Bisogni dell'utente			

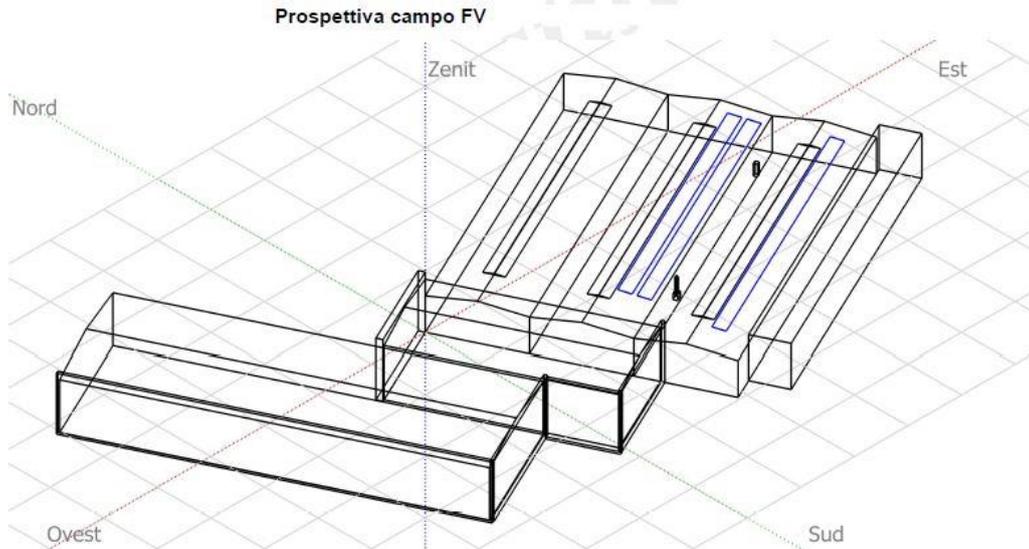


Figura A.1 Rappresentazione dell'array 1 (TSM) tramite il software PVsyst

Parametri principali del sistema	Tipo di sistema	Connesso in rete	
Ombre vicine	Detailed electrical calculation	(acc. to module layout)	
Orientamento campo FV	inclinazione	7°	azimut -25°
Moduli FV	Modello	TSM-DD5A08 (II)	Pnom 315 Wp
Campo FV	Numero di moduli	52	Pnom totale 16.38 kWp
Inverter	Modello	Sunny Tripower 15000TL-10	15.00 kW ac
Bisogni dell'utente			

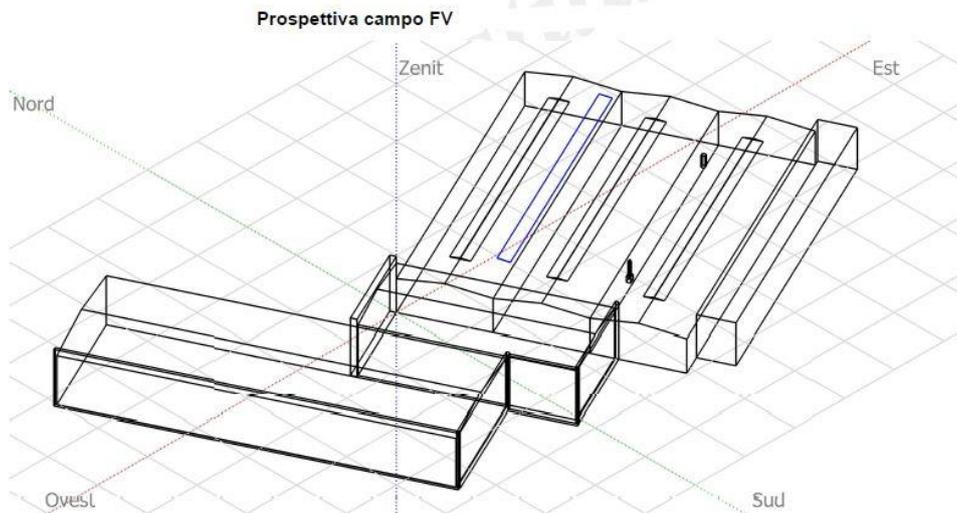


Figura A.2 Rappresentazione dell'array 2 (TSM) tramite il software PVsyst

Parametri principali del sistema	Tipo di sistema	Connesso in rete		
Ombre vicine	Detailed electrical calculation	(acc. to module layout)		
Orientamento campo FV	inclinazione	7°	azimut	-25°
Moduli FV	Modello	TSM-DD5A08 (II)	Pnom	315 Wp
Campo FV	Numero di moduli	52	Pnom totale	16.38 kWp
Inverter	Modello	Sunny Tripower 15000TL-10		15.00 kW ac
Bisogni dell'utente				

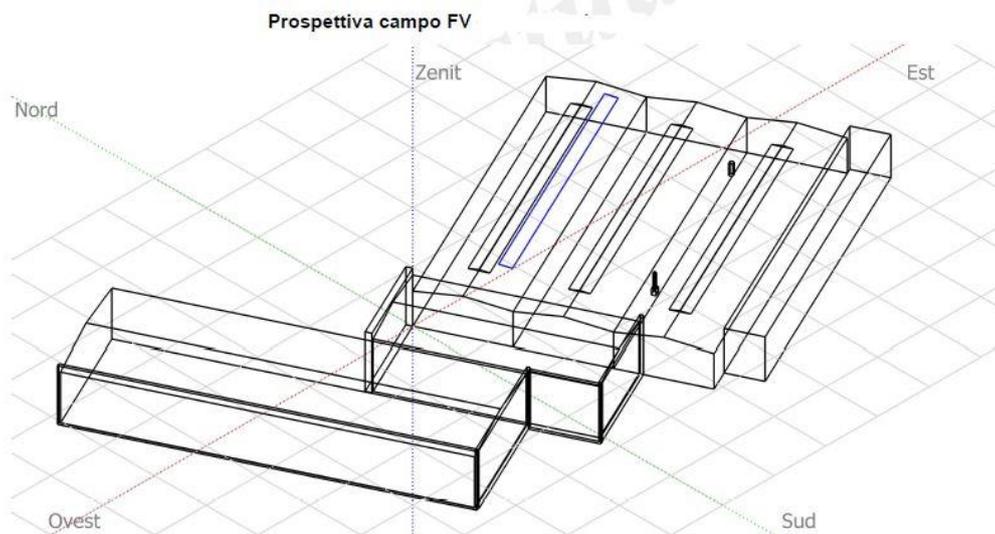


Figura A.3 Rappresentazione dell'array 3 (TSM) tramite il software PVsyst

Parametri principali del sistema	Tipo di sistema	Connesso in rete		
Ombre vicine	Detailed electrical calculation	(acc. to module layout)		
Orientamento campo FV	inclinazione	6°	azimut	65°
Moduli FV	Modello	TSM-DD5A08 (II)	Pnom	315 Wp
Campo FV	Numero di moduli	68	Pnom totale	21.42 kWp
Inverter	Modello	Sunny Tripower 20000TL-30		20.00 kW ac
Bisogni dell'utente				

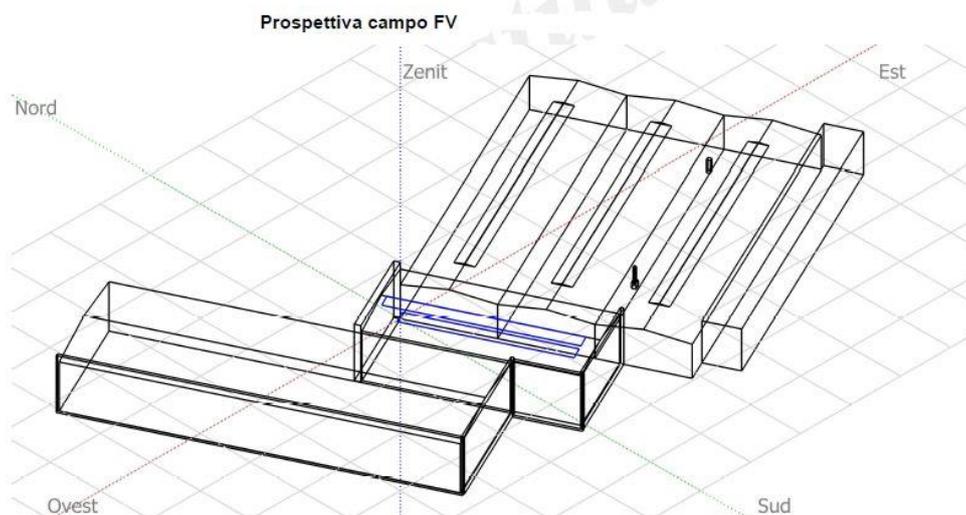


Figura A.4 Rappresentazione dell'array 4 (TSM) tramite il software PVsyst

Parametri principali del sistema	Tipo di sistema	Connesso in rete		
Ombre vicine	Detailed electrical calculation	(acc. to module layout)		
Orientamento campo FV	inclinazione	6°	azimut	65°
Moduli FV	Modello	TSM-DD5A08 (II)	Pnom	315 Wp
Campo FV	Numero di moduli	64	Pnom totale	20.16 kWp
Inverter	Modello	Sunny Tripower 20000TL-30	Pnom	20.00 kW ac
Bisogni dell'utente				

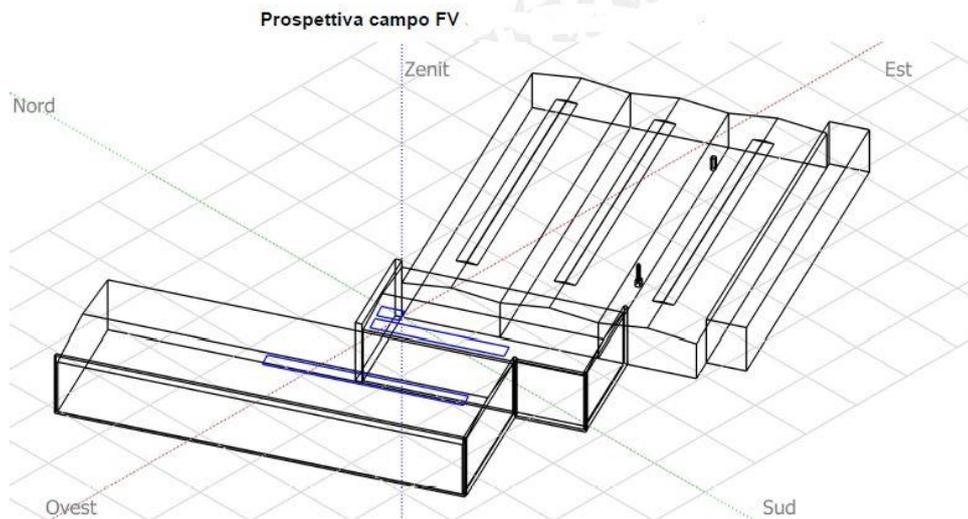


Figura A.5 Rappresentazione dell'array 5 (TSM) tramite il software PVsyst

Parametri principali del sistema	Tipo di sistema	Connesso in rete		
Ombre vicine	Ombre lineari			
Orientamento campo FV	inclinazione	6°	azimut	65°
Moduli FV	Modello	TSM-DD5A08 (II)	Pnom	315 Wp
Campo FV	Numero di moduli	168	Pnom totale	52.9 kWp
Inverter	Modello	Sunny Tripower 50	Pnom	50.0 kW ac
Bisogni dell'utente				

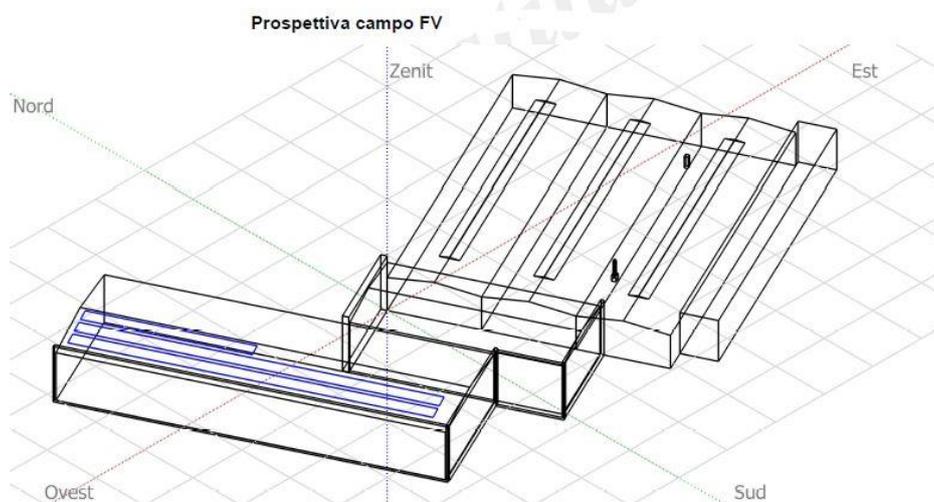


Figura A.6 Rappresentazione dell'array 6 (TSM) tramite il software PVsyst

Parametri principali del sistema	Tipo di sistema	Connesso in rete			
Ombre vicine	Detailed electrical calculation	(acc. to module layout)			
Orientamento campo FV	inclinazione	7°	azimut	-25°	
Moduli FV	Modello	SPR-X22-360	Pnom	360 Wp	
Campo FV	Numero di moduli	144	Pnom totale	51.8 kWp	
Inverter	Modello	Sunny Tripower 50	Pnom	50.0 kW ac	
Bisogni dell'utente					

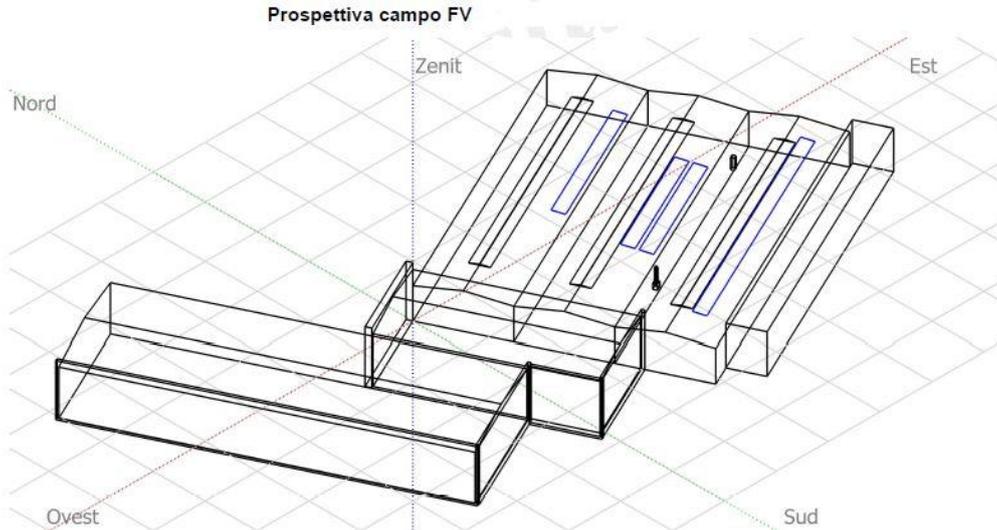


Figura A7 Rappresentazione dell'array 1 (SP) tramite il software PVsyst

Parametri principali del sistema	Tipo di sistema	Connesso in rete			
Ombre vicine	Detailed electrical calculation	(acc. to module layout)			
Orientamento campo FV	inclinazione	7°	azimut	-25°	
Moduli FV	Modello	SPR-X22-360	Pnom	360 Wp	
Campo FV	Numero di moduli	72	Pnom totale	25.92 kWp	
Inverter	Modello	Sunny Tripower 25000TL-30		25.00 kW ac	
Bisogni dell'utente					

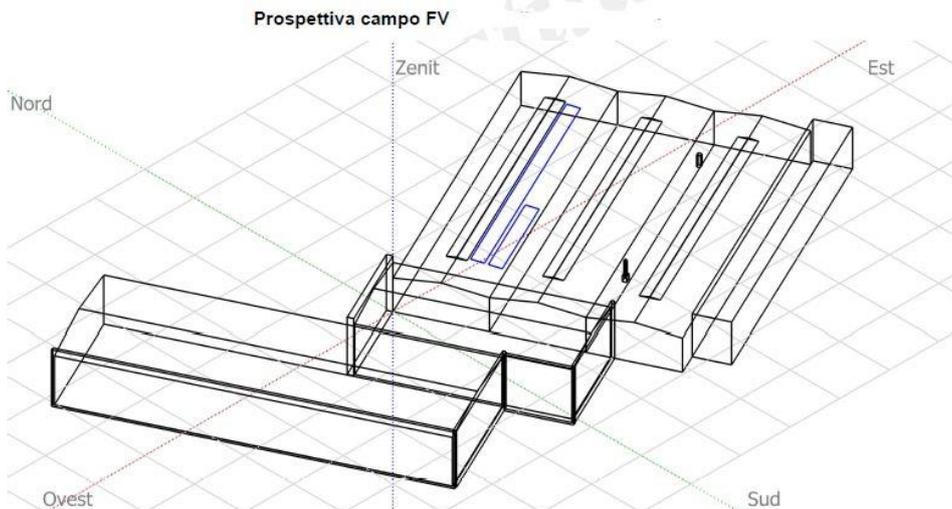


Figura A8 Rappresentazione dell'array 2 (SP) tramite il software PVsyst

Parametri principali del sistema	Tipo di sistema	Connesso in rete	
Ombre vicine	Detailed electrical calculation	(acc. to module layout)	
Orientamento campo FV	inclinazione	6°	azimut 65°
Moduli FV	Modello	SPR-X22-360	Pnom 360 Wp
Campo FV	Numero di moduli	144	Pnom totale 51.8 kWp
Inverter	Modello	Sunny Tripower 50	Pnom 50.0 kW ac
Bisogni dell'utente			

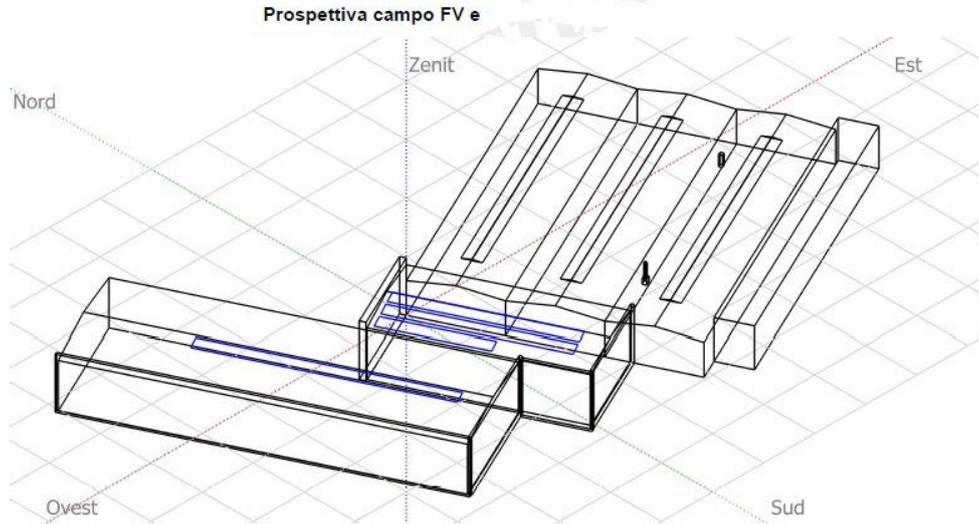


Figura A9 Rappresentazione dell'array 3 (SP) tramite il software PVsyst

Parametri principali del sistema	Tipo di sistema	Connesso in rete	
Ombre vicine	Detailed electrical calculation	(acc. to module layout)	
Orientamento campo FV	inclinazione	6°	azimut 65°
Moduli FV	Modello	SPR-X22-360	Pnom 360 Wp
Campo FV	Numero di moduli	144	Pnom totale 51.8 kWp
Inverter	Modello	Sunny Tripower 50	Pnom 50.0 kW ac
Bisogni dell'utente			

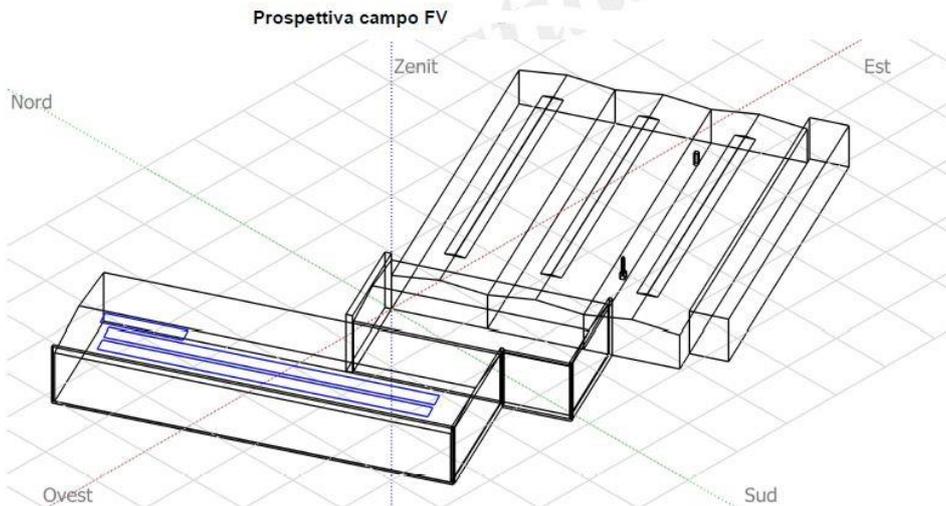


Figura A10 Rappresentazione dell'array 4 (SP) tramite il software PVsyst

Parametri principali del sistema	Tipo di sistema	Connesso in rete		
Ombre vicine	Detailed electrical calculation	(acc. to module layout)		
Orientamento campo FV	inclinazione	7°	azimut	-25°
Moduli FV	Modello	TSM-PD05285	Pnom	285 Wp
Campo FV	Numero di moduli	176	Pnom totale	50.2 kWp
Inverter	Modello	Sunny Tripower 50	Pnom	50.0 kW ac
Bisogni dell'utente				

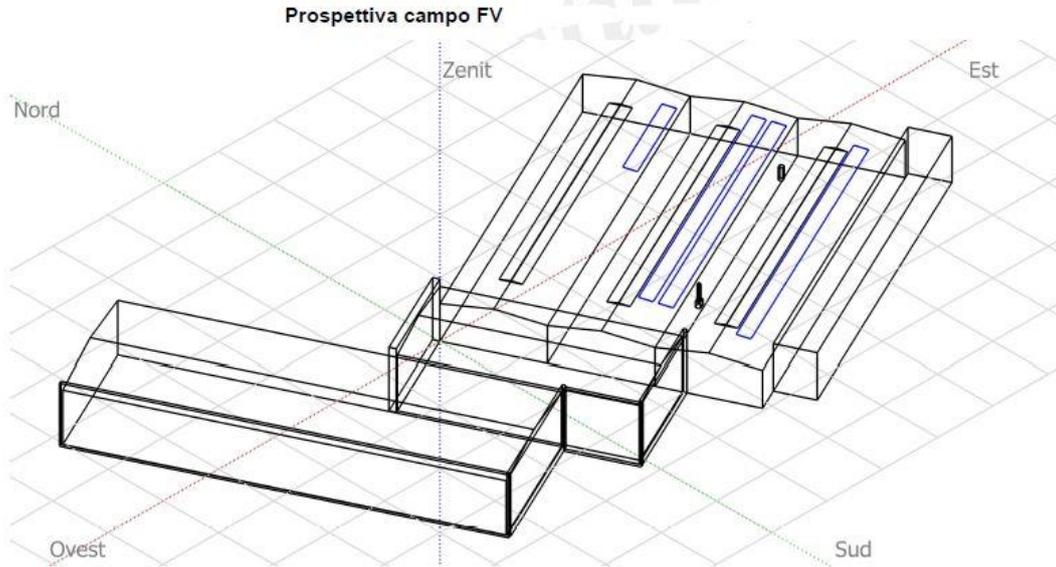


Figura A11 Rappresentazione dell'array 1 (TSP) tramite il software PVsyst

Parametri principali del sistema	Tipo di sistema	Connesso in rete		
Ombre vicine	Detailed electrical calculation	(acc. to module layout)		
Orientamento campo FV	inclinazione	7°	azimut	-25°
Moduli FV	Modello	TSM-PD05285	Pnom	285 Wp
Campo FV	Numero di moduli	90	Pnom totale	25.65 kWp
Inverter	Modello	Sunny Tripower 25000TL-30		25.00 kW ac
Bisogni dell'utente				

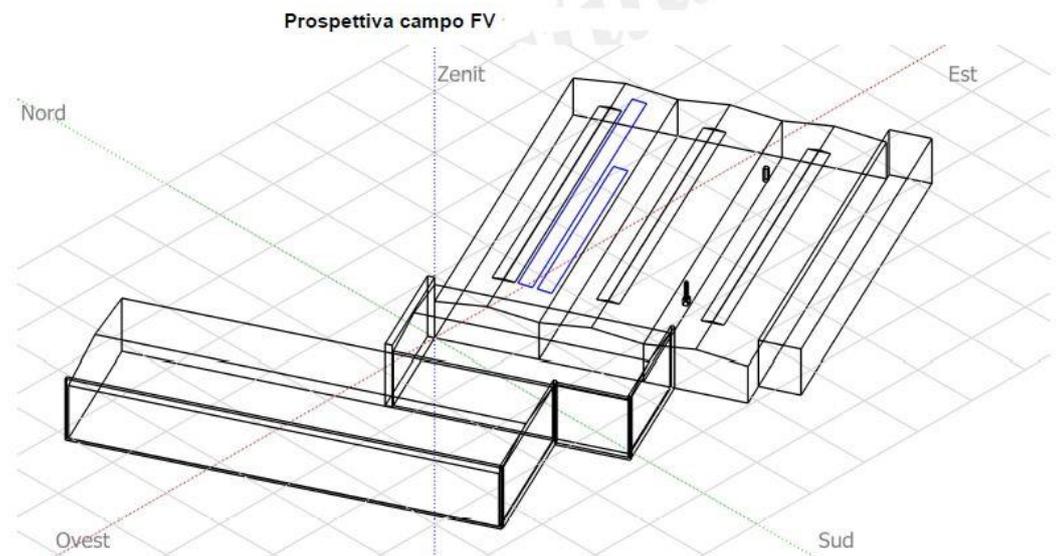


Figura A12 Rappresentazione dell'array 2 (TSP) tramite il software PVsyst

Parametri principali del sistema	Tipo di sistema	Connesso in rete		
Ombre vicine	Detailed electrical calculation	(acc. to module layout)		
Orientamento campo FV	inclinazione	6°	azimut	-115°
Moduli FV	Modello	TSM-PD05285	Pnom	285 Wp
Campo FV	Numero di moduli	72	Pnom totale	20.52 kWp
Inverter	Modello	Sunny Tripower 20000TL-30		20.00 kW ac
Bisogni dell'utente				

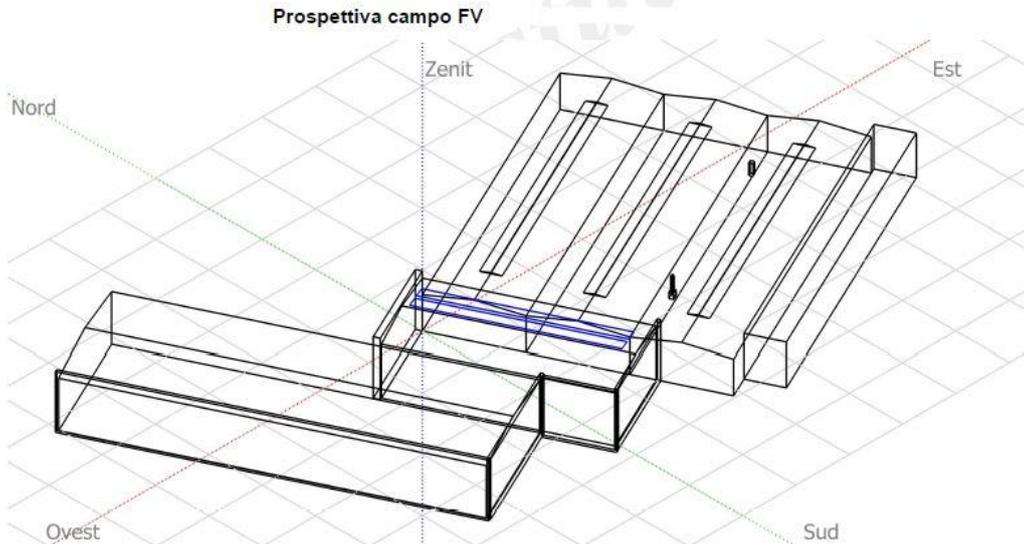


Figura A13 Rappresentazione dell'array 3 (TSP) tramite il software PVsyst

Parametri principali del sistema	Tipo di sistema	Connesso in rete		
Ombre vicine	Detailed electrical calculation	(acc. to module layout)		
Orientamento campo FV	inclinazione	6°	azimut	65°
Moduli FV	Modello	TSM-PD05285	Pnom	285 Wp
Campo FV	Numero di moduli	88	Pnom totale	25.08 kWp
Inverter	Modello	Sunny Tripower 25000TL-30		25.00 kW ac
Bisogni dell'utente				

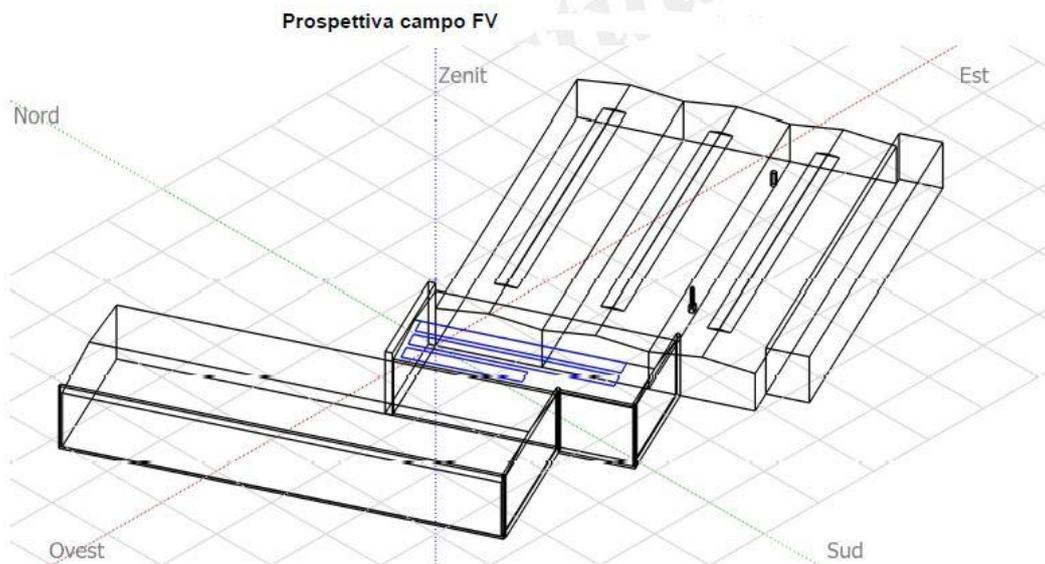


Figura A13 Rappresentazione dell'array 4 (TSP) tramite il software PVsyst

Parametri principali del sistema	Tipo di sistema	Connesso in rete	
Ombre vicine	Detailed electrical calculation	(acc. to module layout)	
Orientamento campo FV	inclinazione	6°	azimut 65°
Moduli FV	Modello	TSM-PD05285	Pnom 285 Wp
Campo FV	Numero di moduli	198	Pnom totale 56.4 kWp
Inverter	Modello	Sunny Tripower 50	Pnom 50.0 kW ac
Bisogni dell'utente	Carico illimitato (rete)		

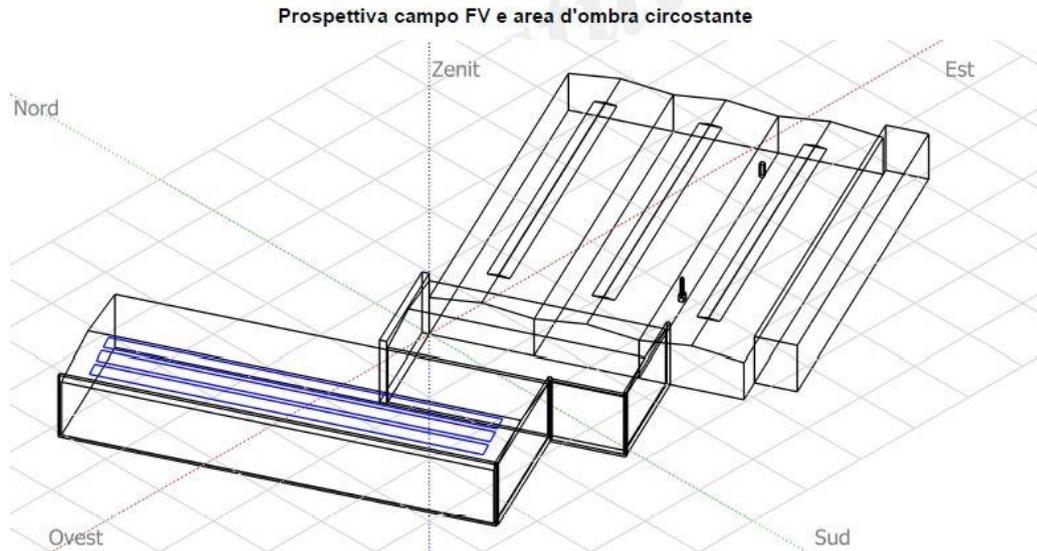


Figura A14 Rappresentazione dell'array 5 (TSP) tramite il software PVsyst

APPENDICE B

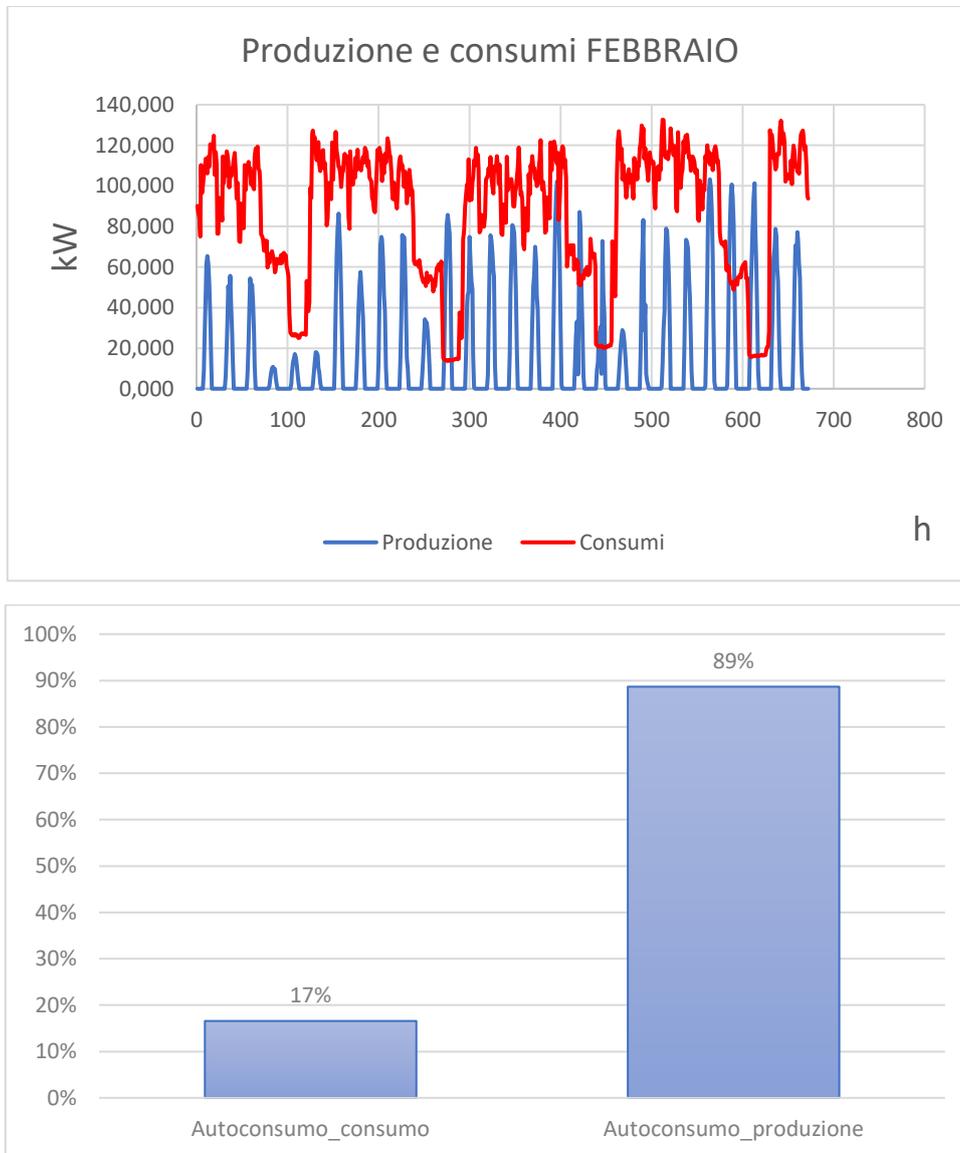


Figura B1 Produzione, consumo ed autoconsumo del mese di Febbraio (TSM)

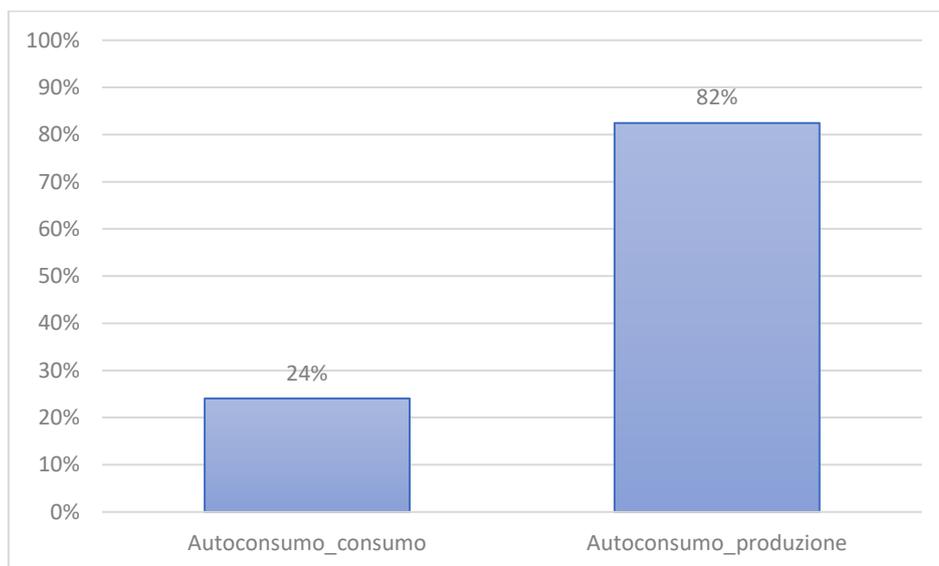
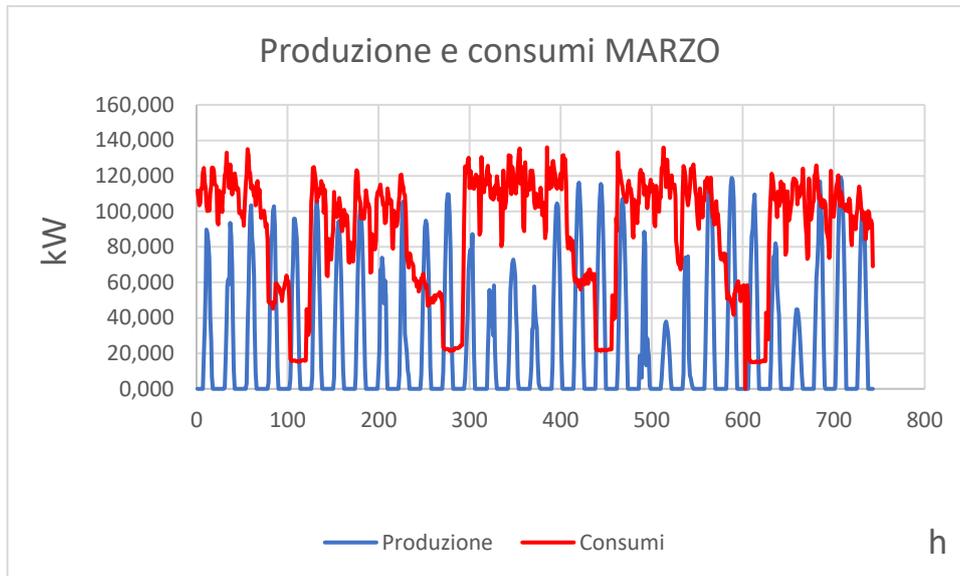


Figura B2 Produzione, consumo ed autoconsumo del mese di Marzo (TSM)

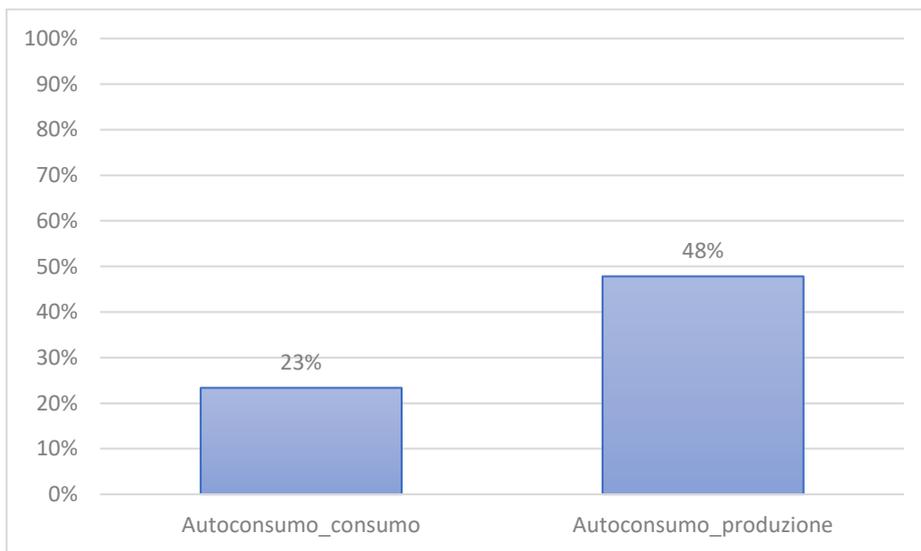
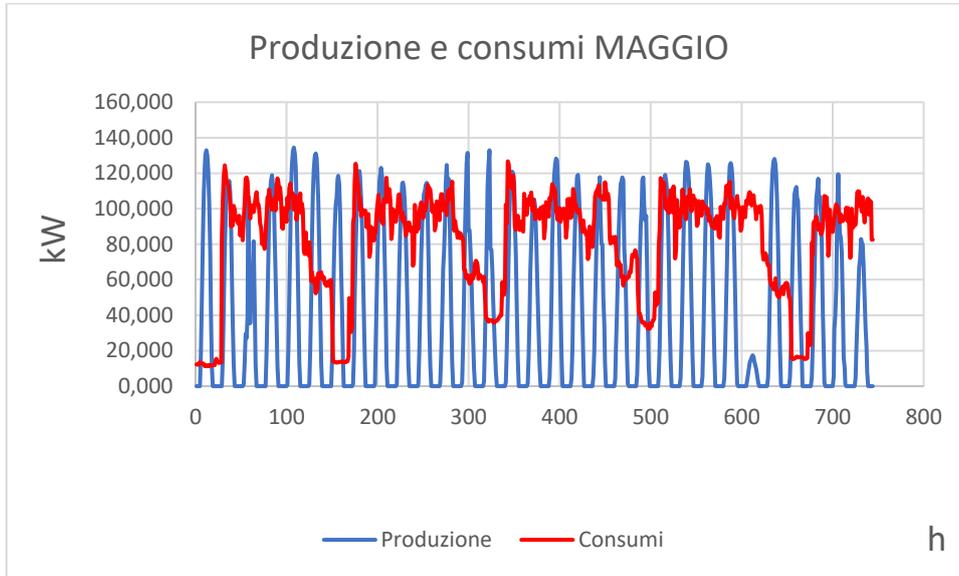


Figura B3 Produzione, consumo ed autoconsumo del mese di Maggio (TSM)

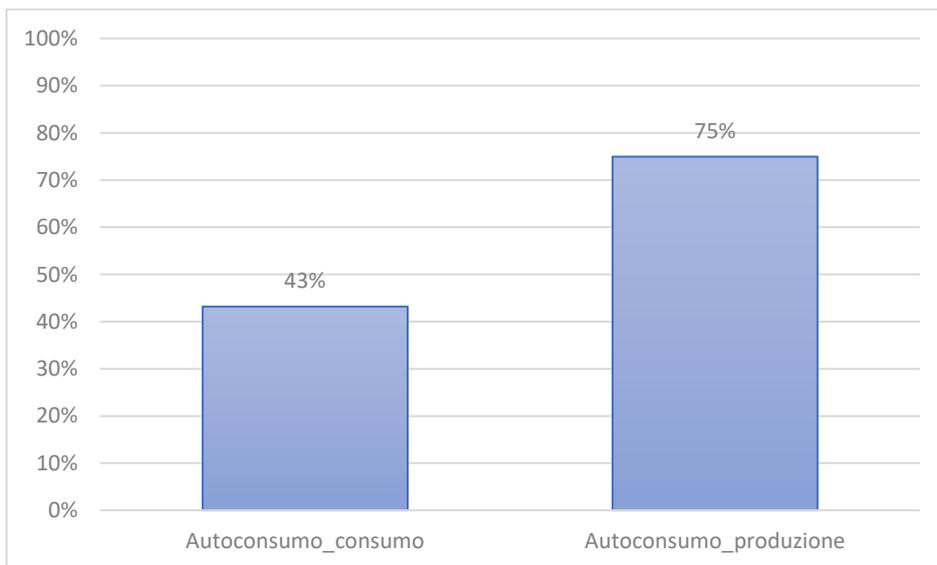
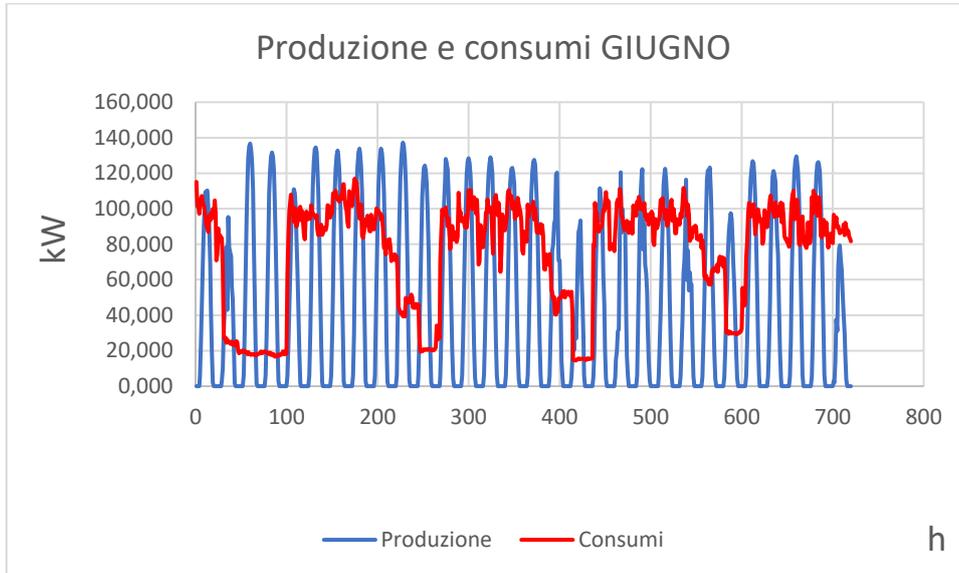


Figura 4 Produzione, consumo ed autoconsumo del mese di Giugno (TSM)

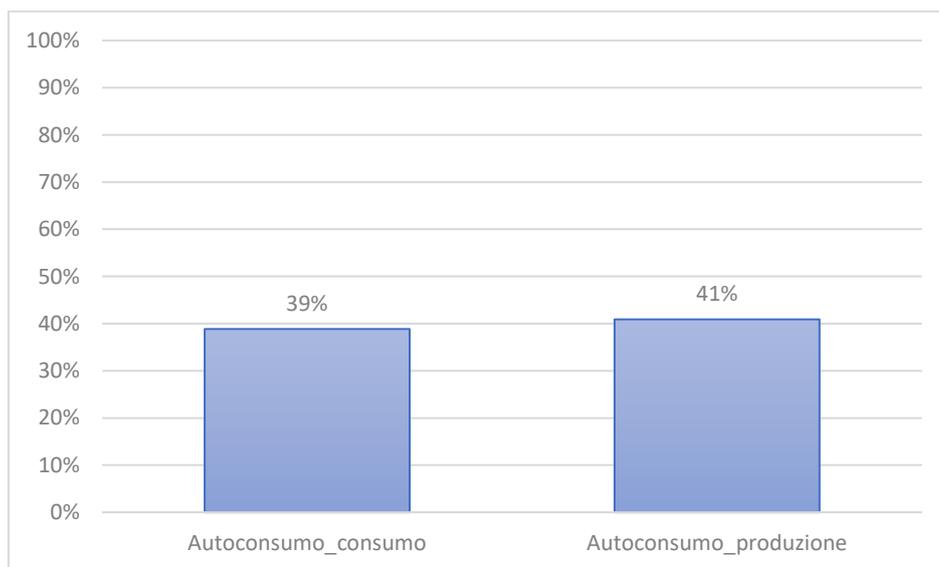
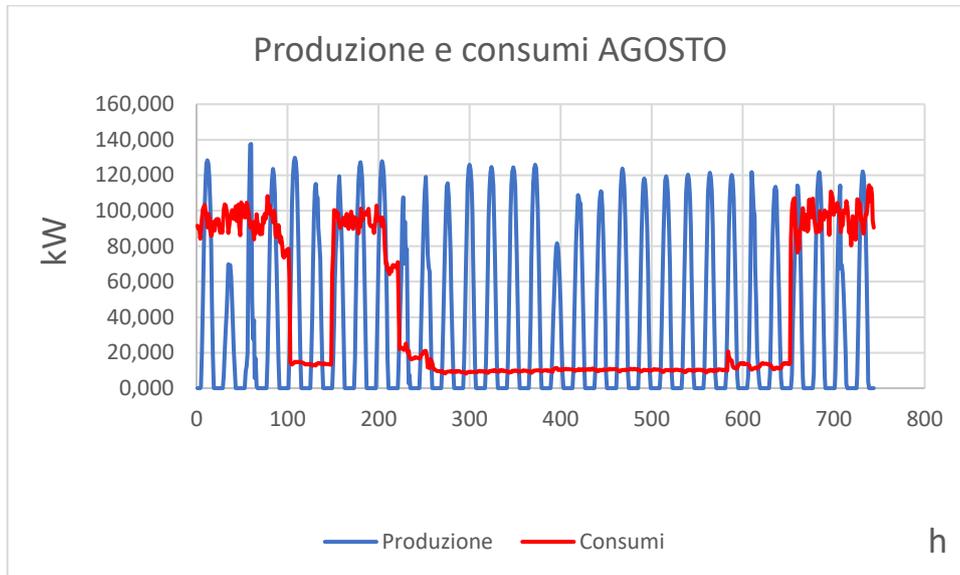


Figura B5 Produzione, consumo ed autoconsumo del mese di Agosto (TSM)

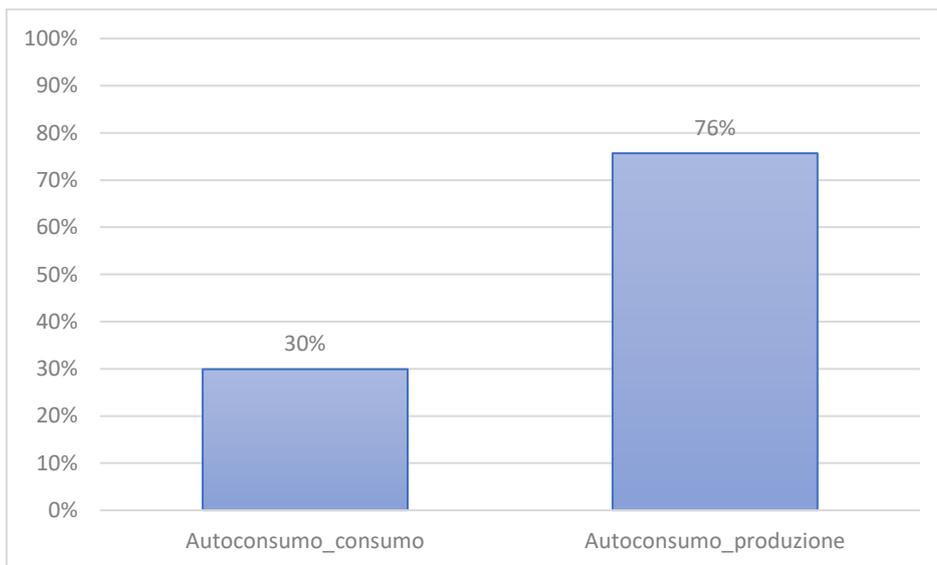
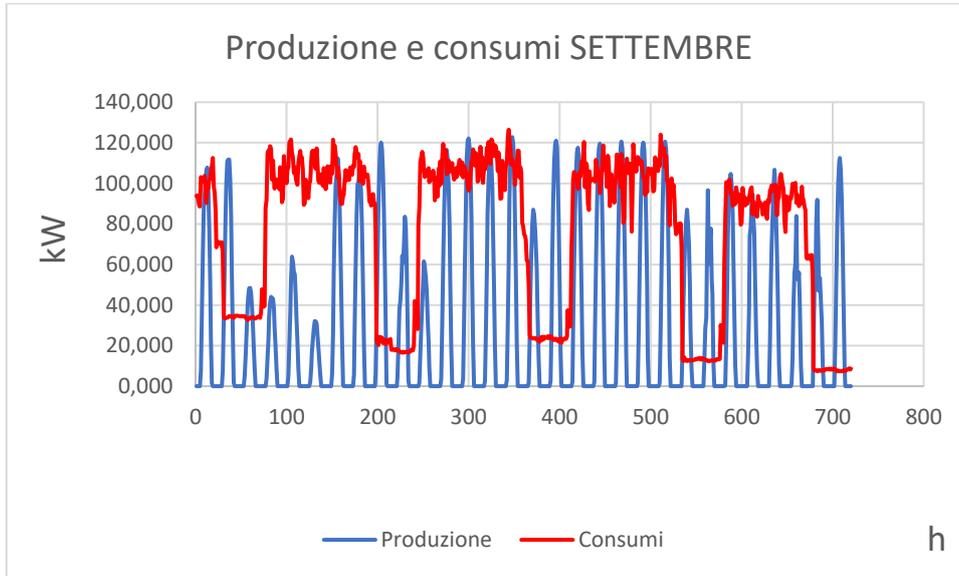


Figura B6 Produzione, consumo ed autoconsumo del mese di Settembre (TSM)

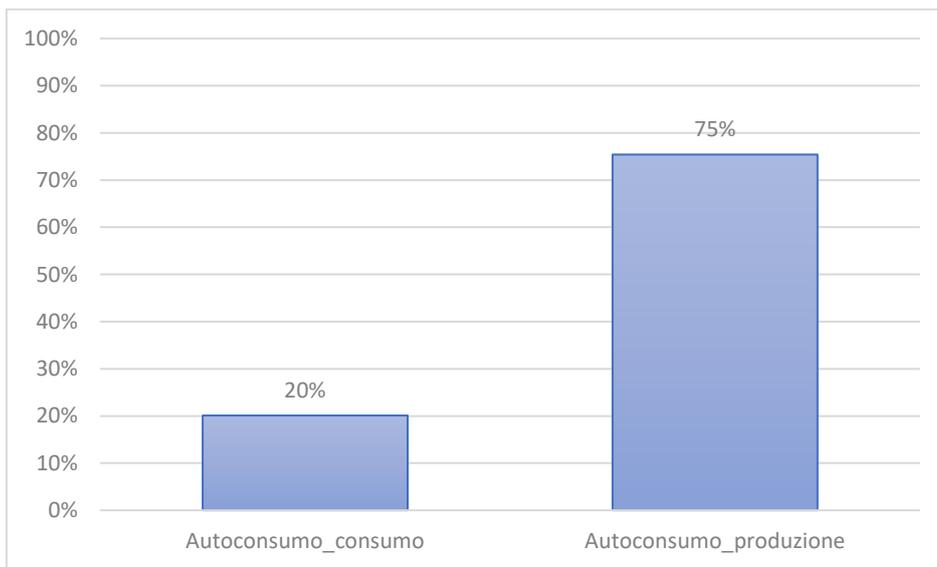
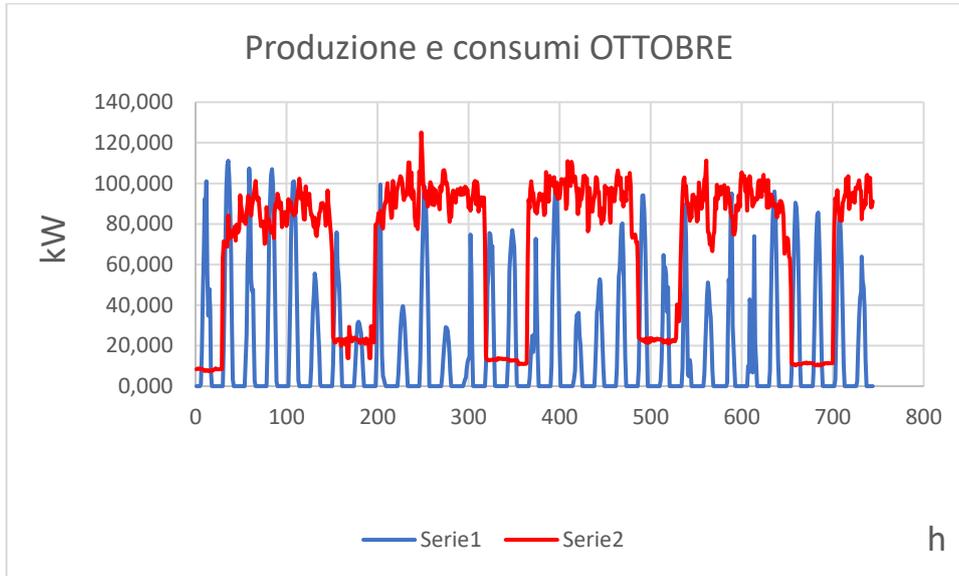


Figura B7 Produzione, consumo ed autoconsumo del mese di Ottobre (TSM)

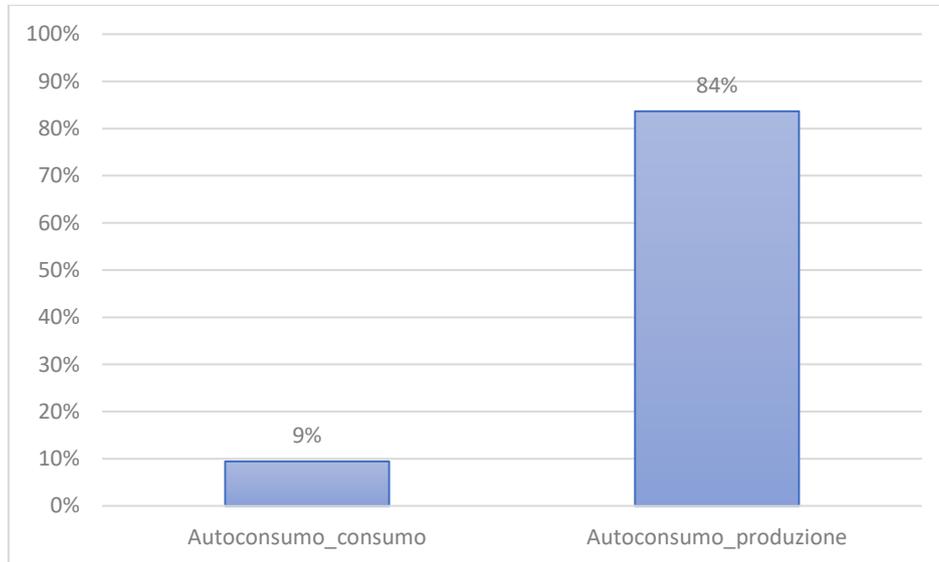
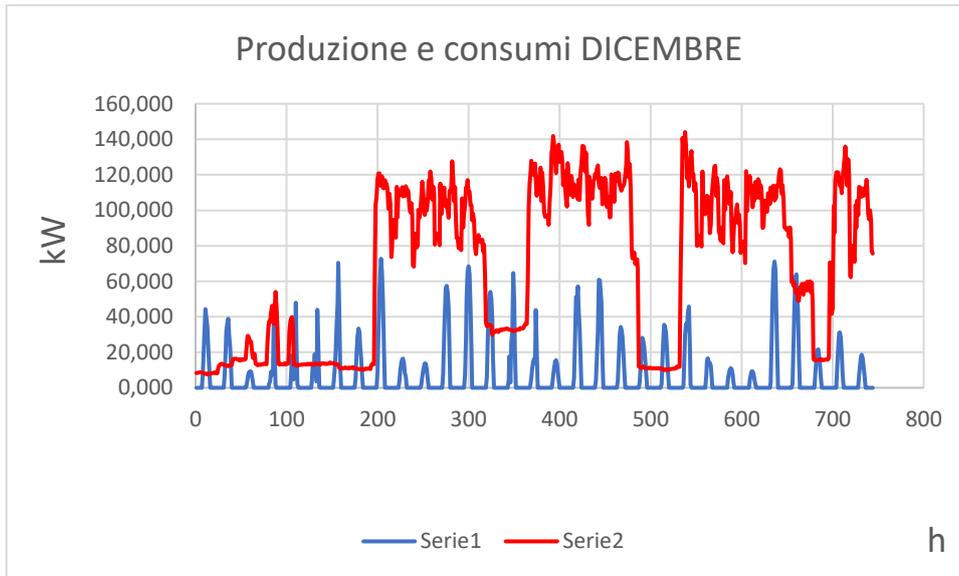


Figura B8 Produzione, consumo ed autoconsumo del mese di Dicembre (TSM)

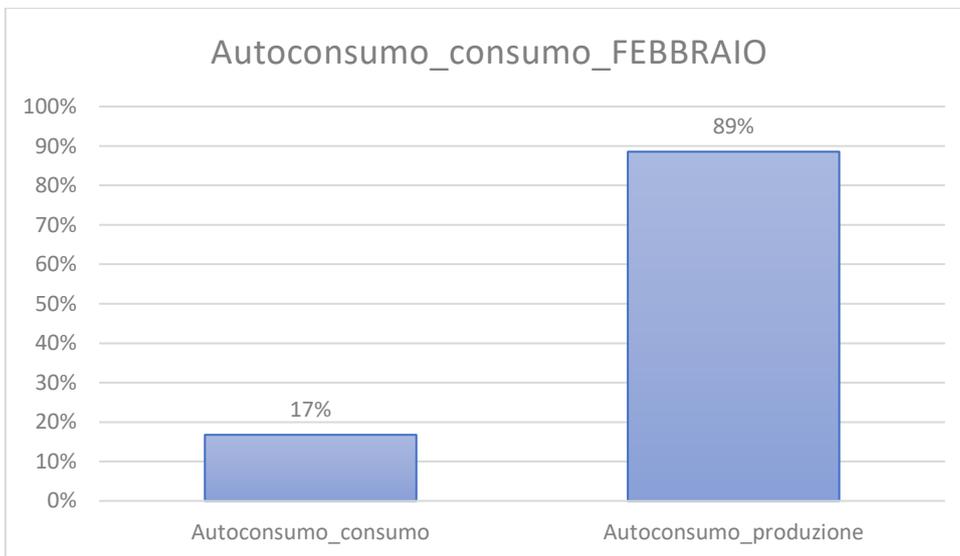
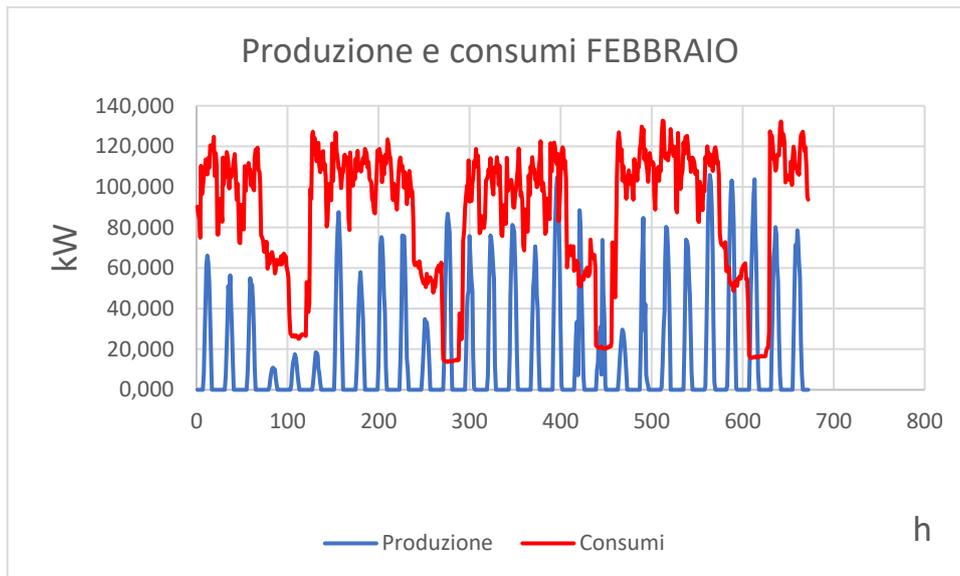


Figura B9 Produzione, consumo ed autoconsumo del mese di Febbraio (SP)

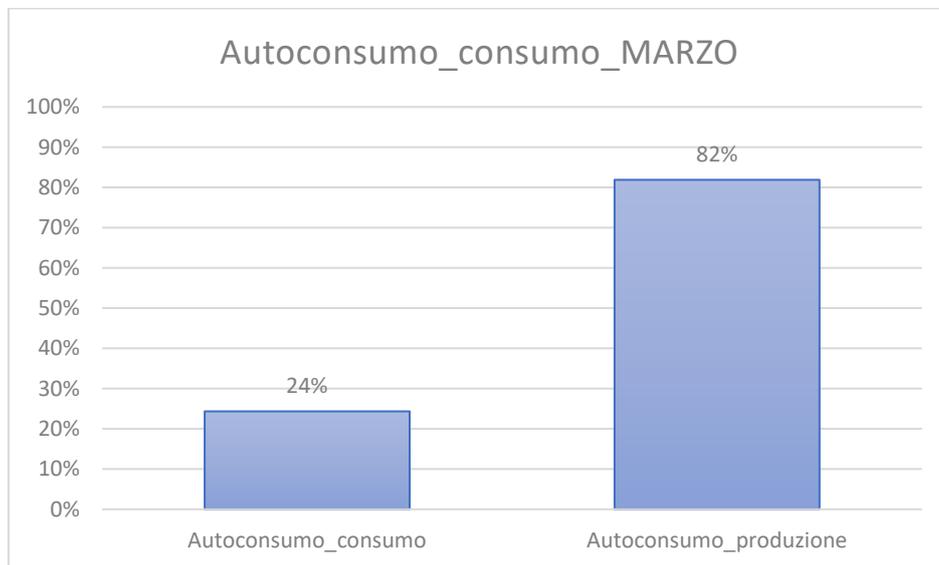
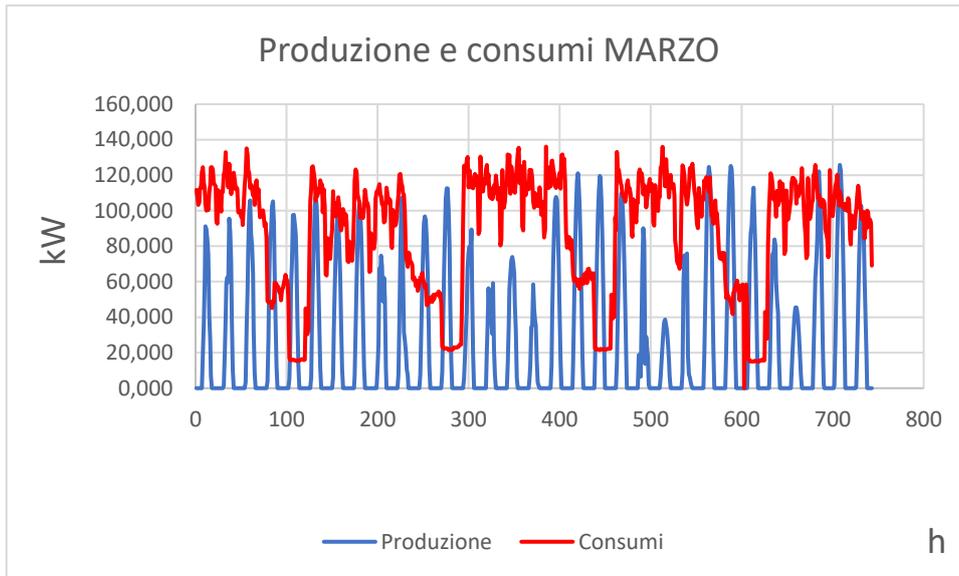


Figura B10 Produzione, consumo ed autoconsumo del mese di Marzo (SP)

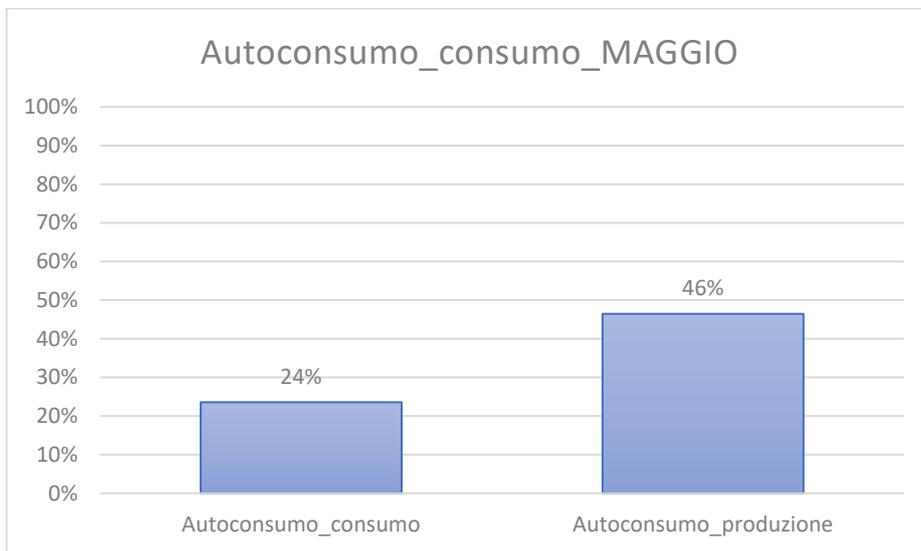
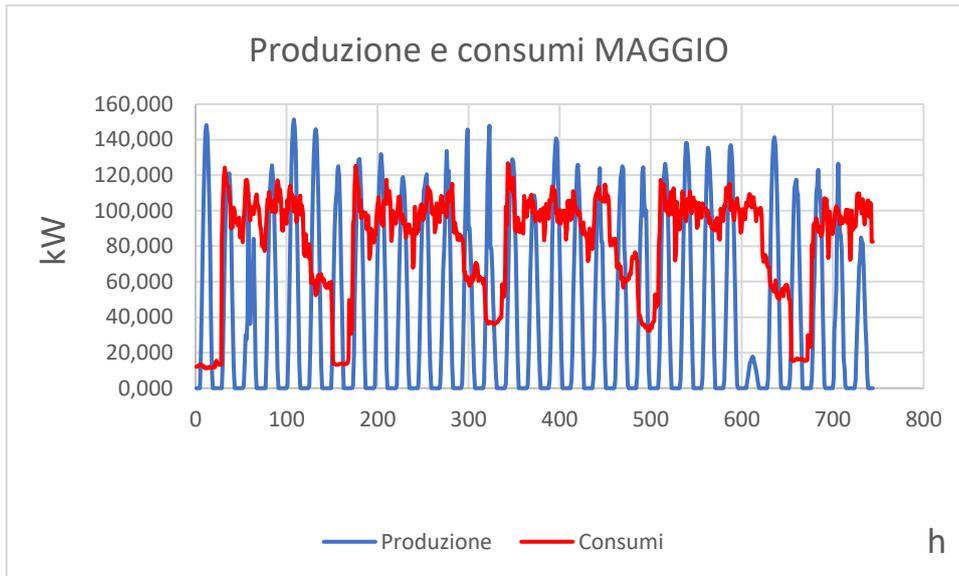


Figura B11 Produzione, consumo ed autoconsumo del mese di Maggio (SP)

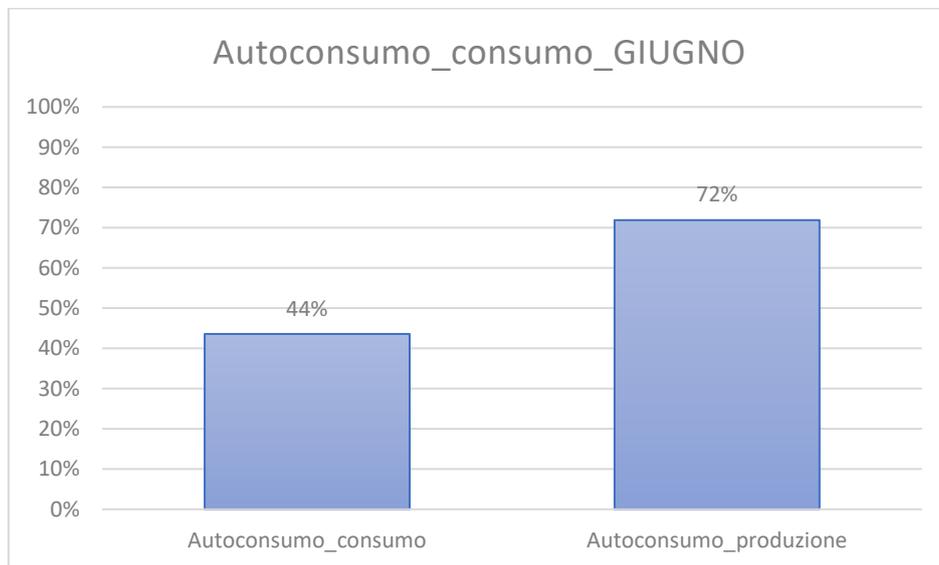
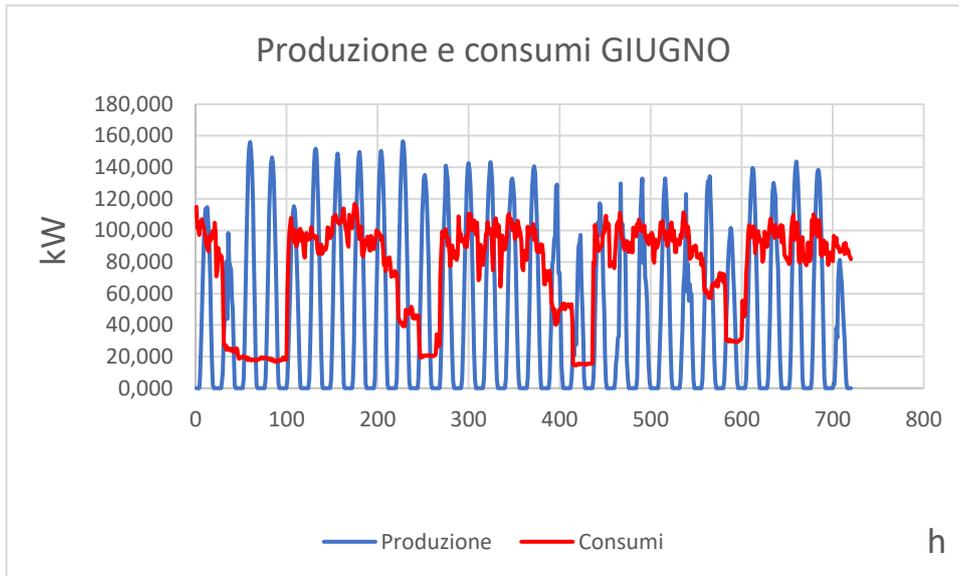


Figura B12 Produzione, consumo ed autoconsumo del mese di Giugno (SP)

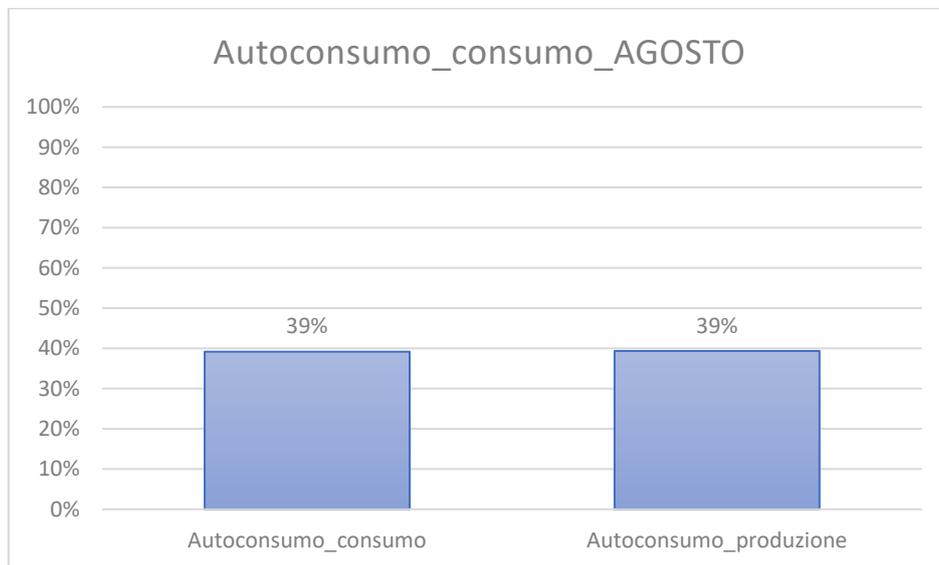
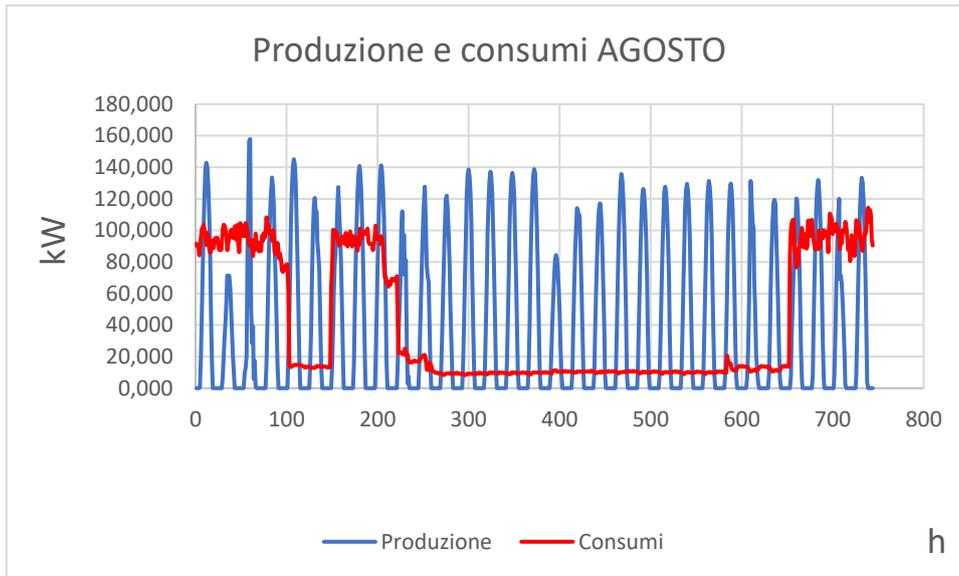


Figura B13 Produzione, consumo ed autoconsumo del mese di Agosto (SP)

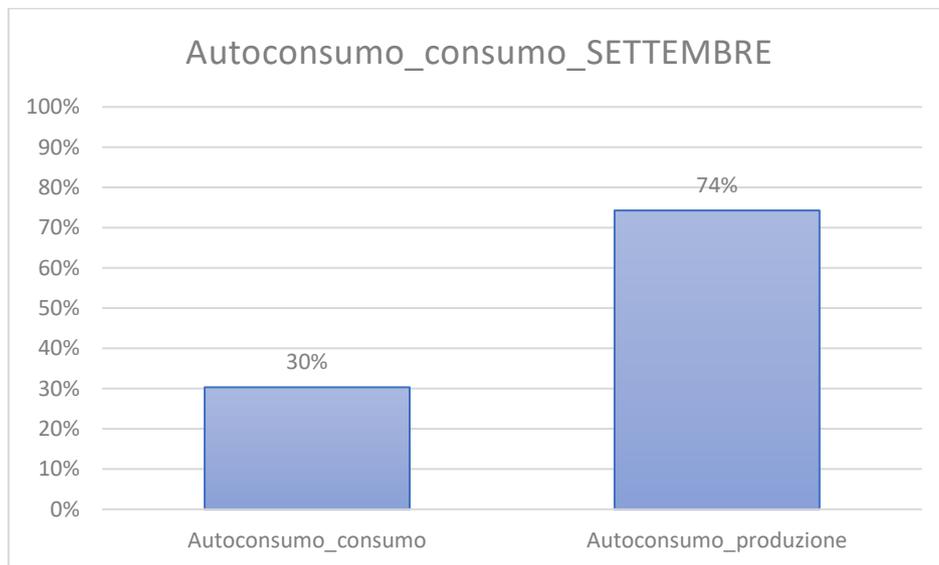
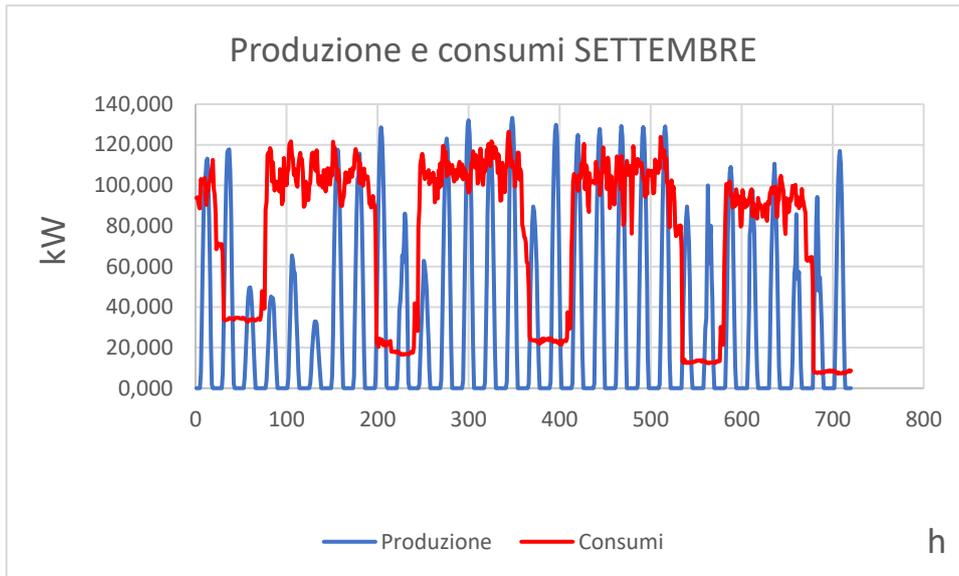


Figura B14 Produzione, consumo ed autoconsumo del mese di Settembre (SP)

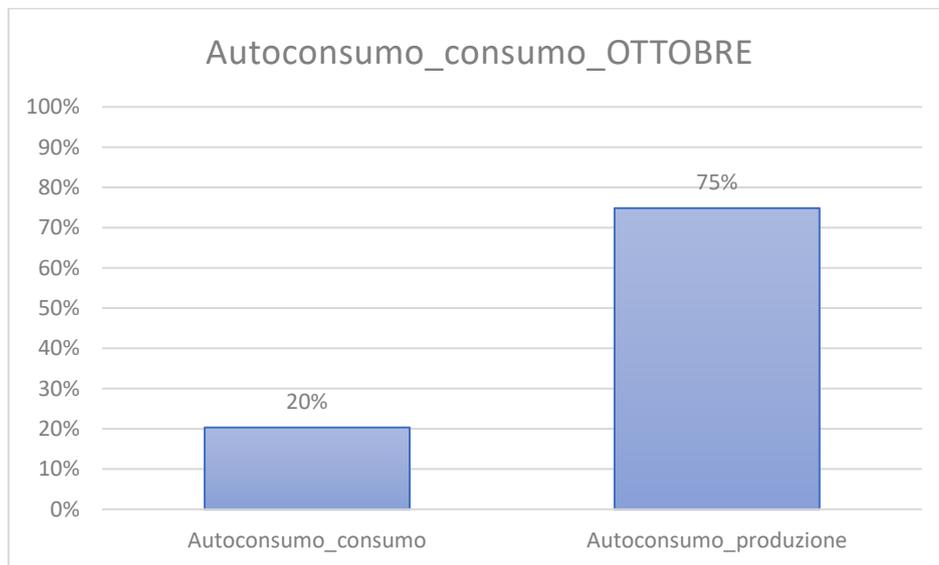
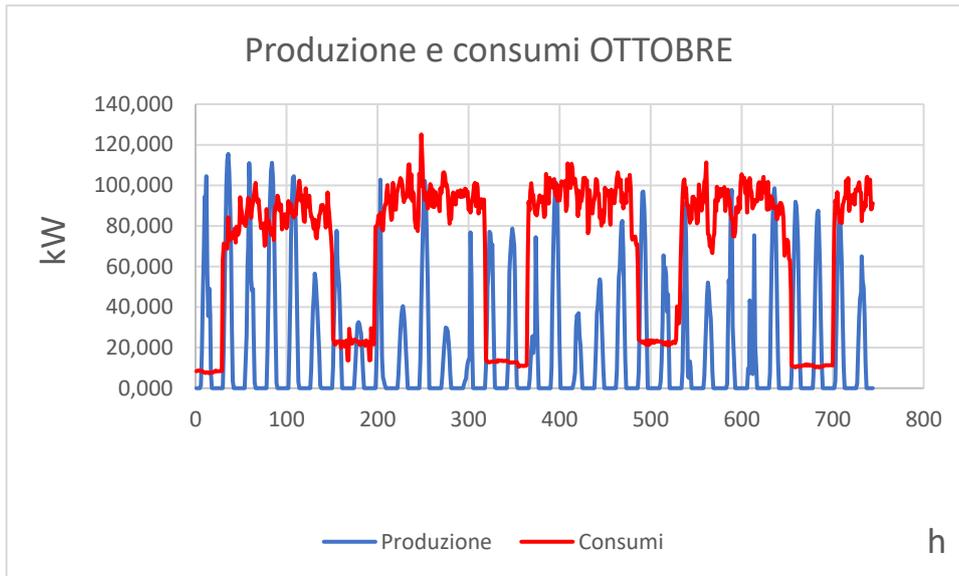


Figura B15 Produzione, consumo ed autoconsumo del mese di Ottobre (SP)

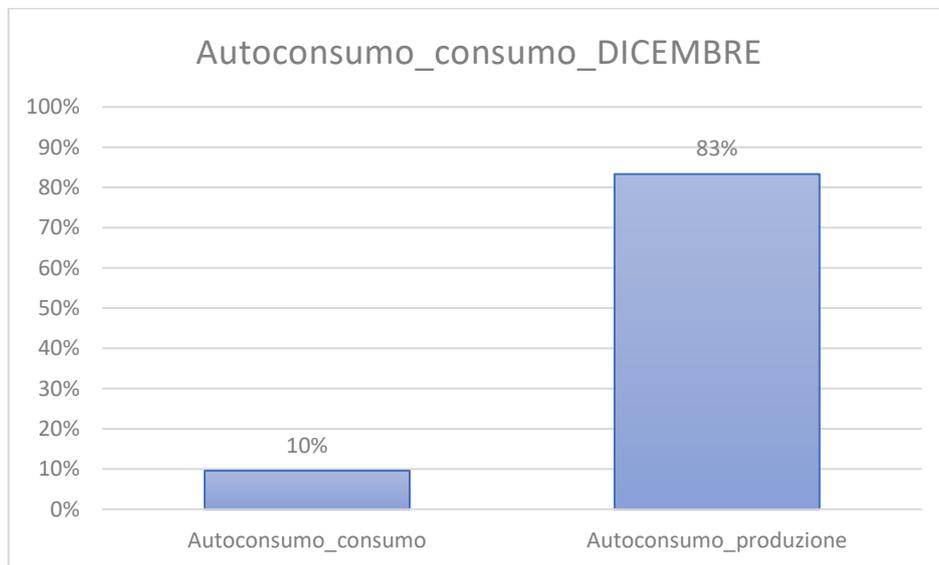
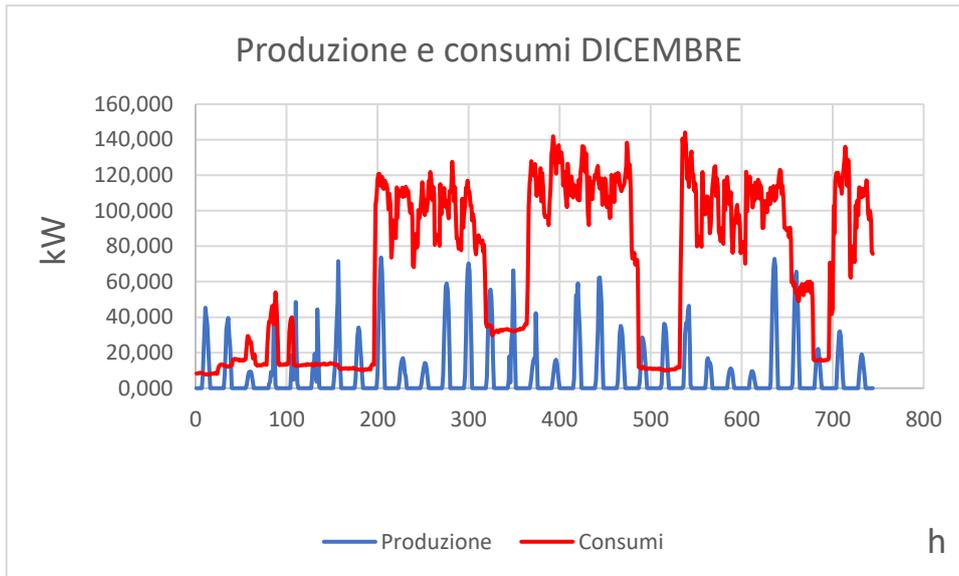


Figura B16 Produzione, consumo ed autoconsumo del mese di Dicembre (SP)

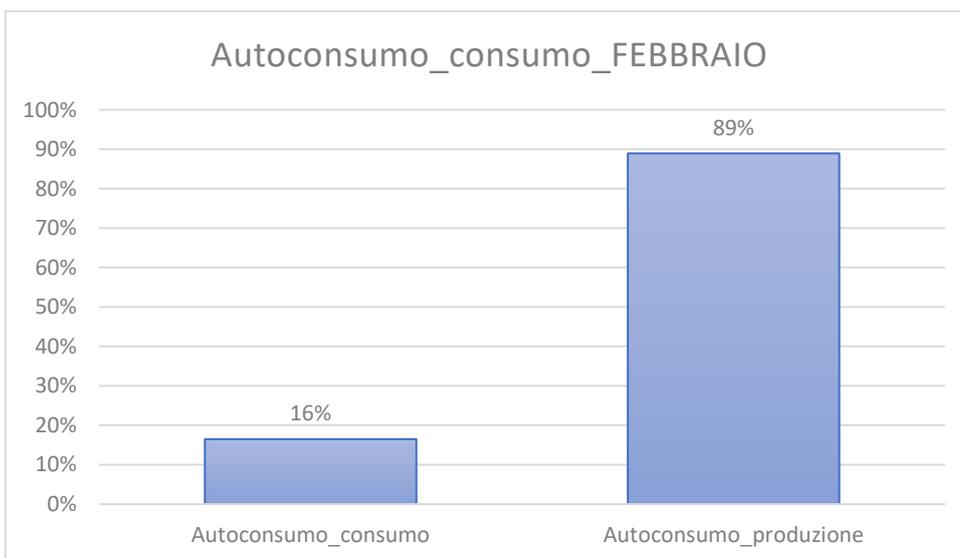
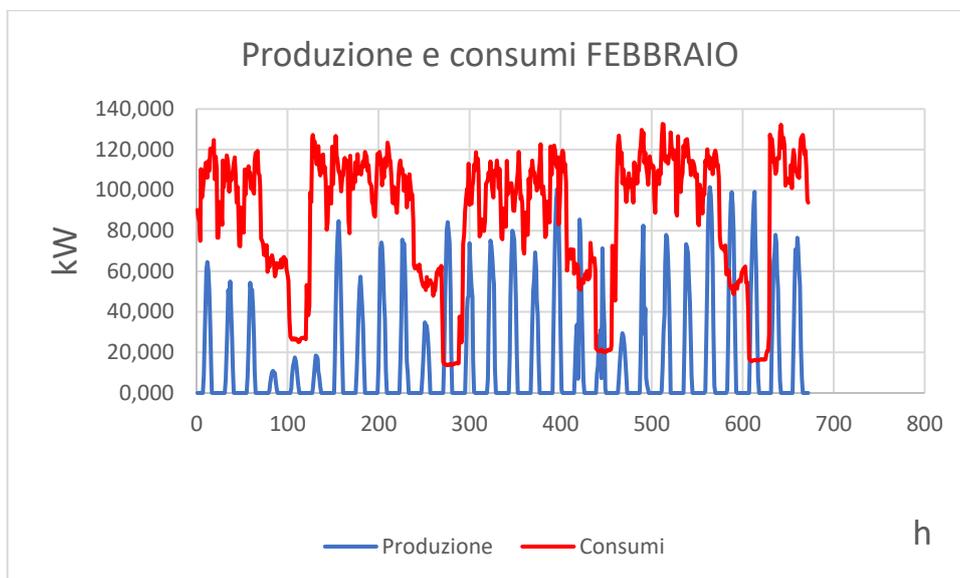


Figura B17 Produzione, consumo ed autoconsumo del mese di Febbraio (TSP)

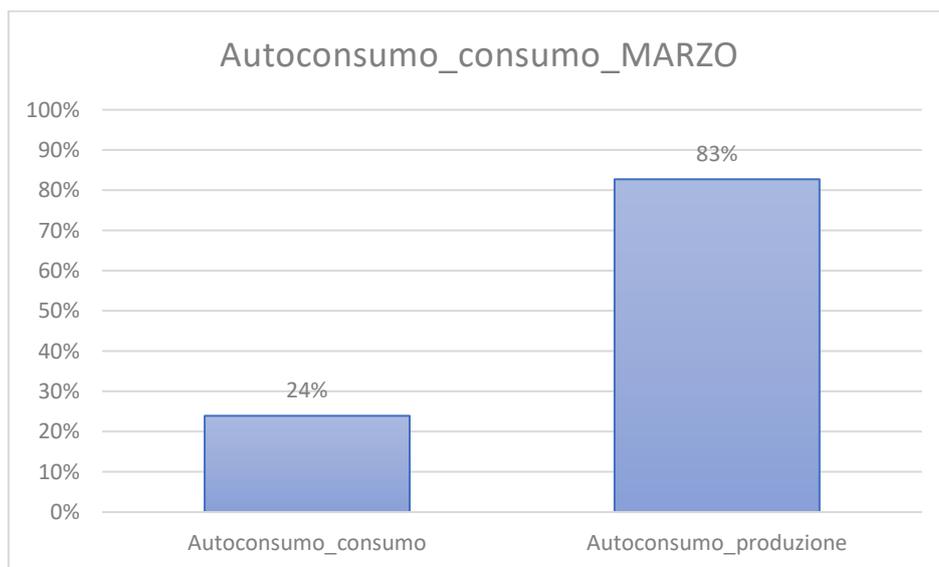
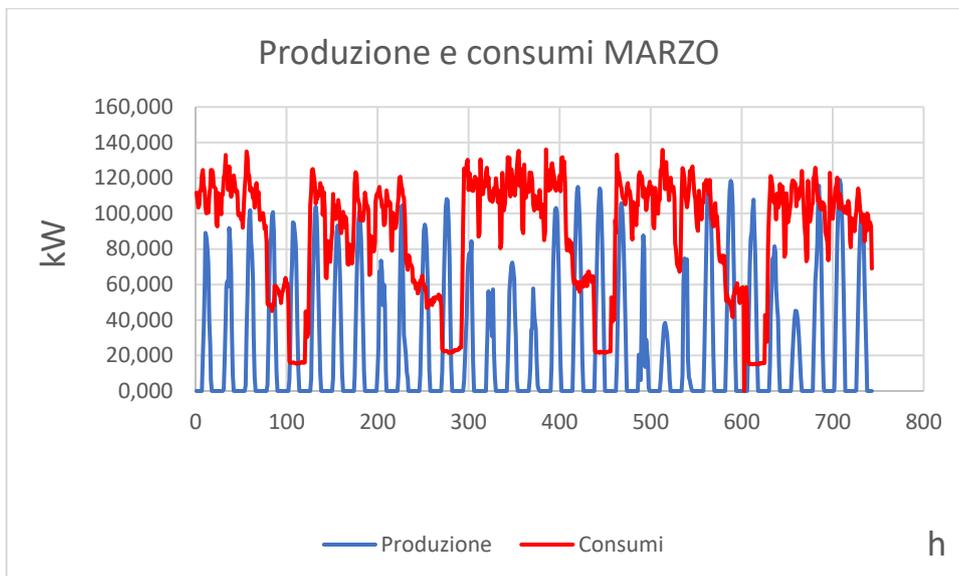


Figura B18 Produzione, consumo ed autoconsumo del mese di Marzo (TSP)

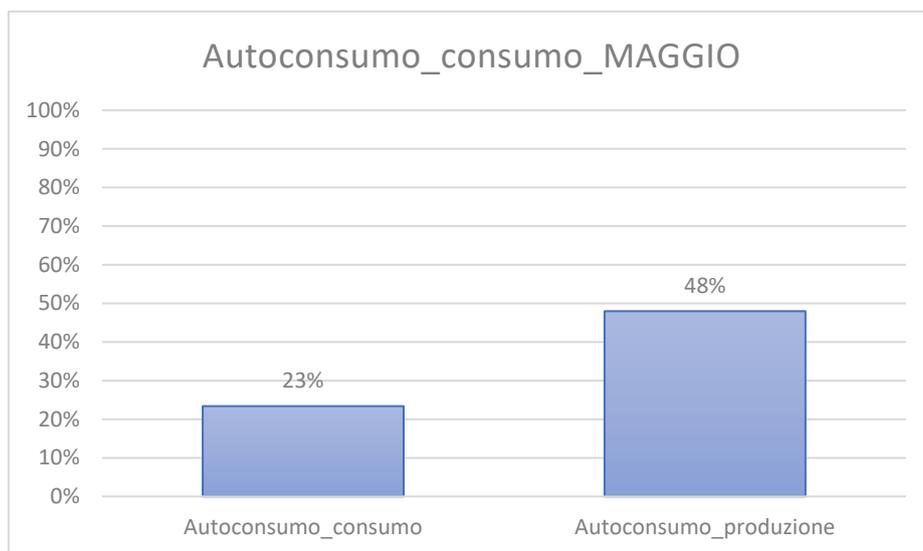
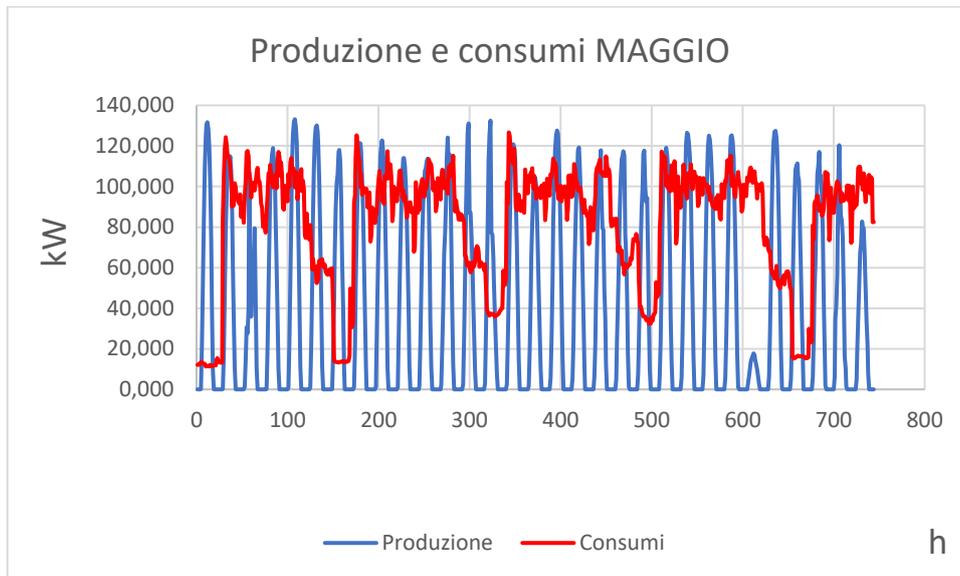


Figura B19 Produzione, consumo ed autoconsumo del mese di Maggio (TSP)

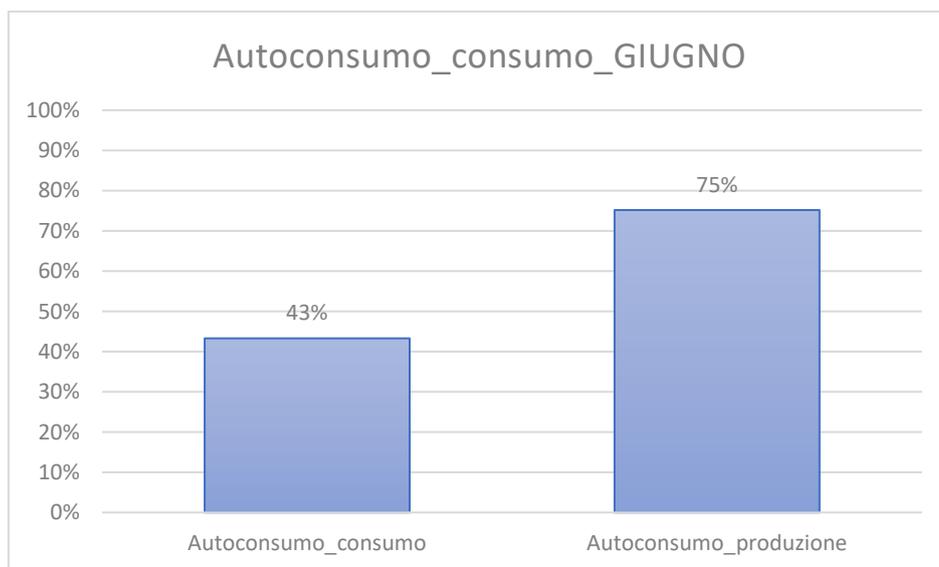
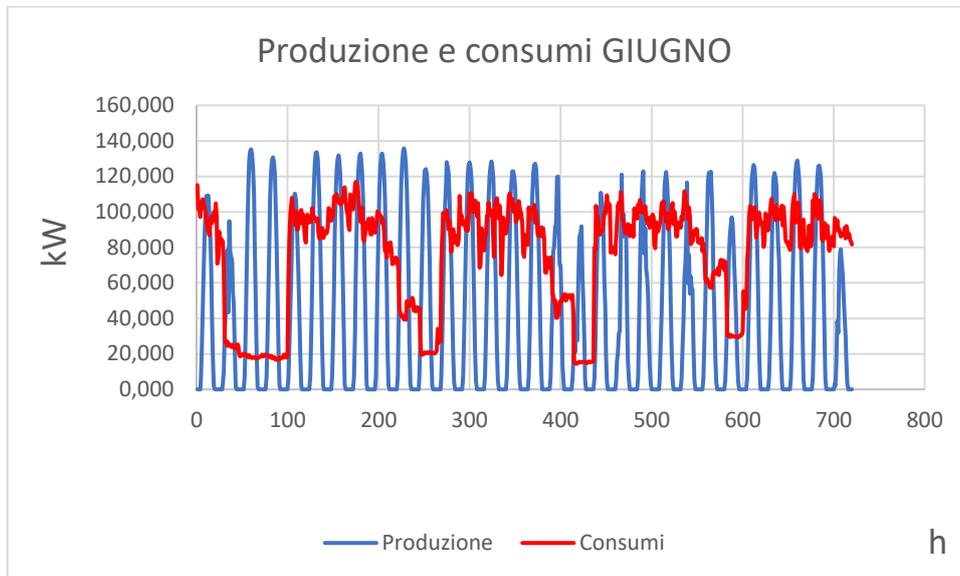


Figura B20 Produzione, consumo ed autoconsumo del mese di Giugno (TSP)

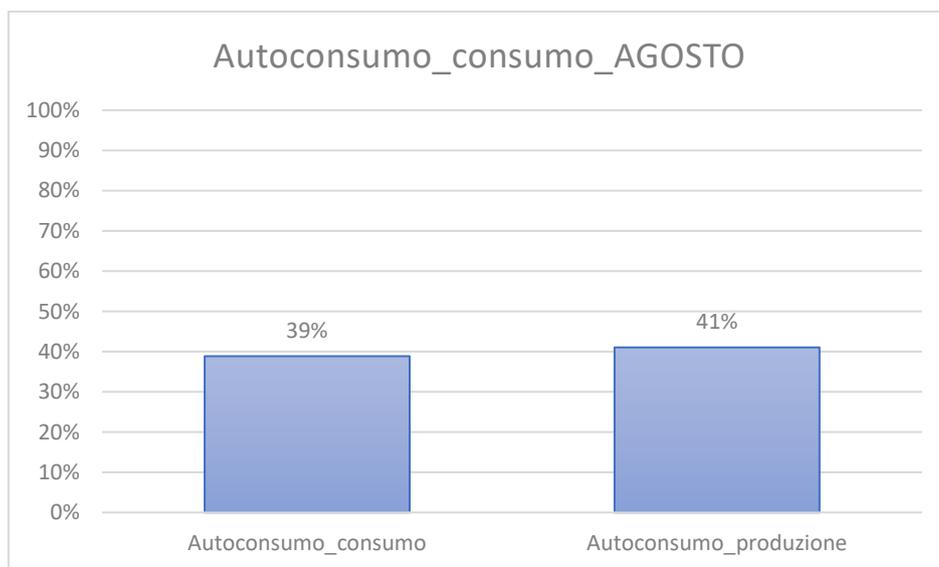
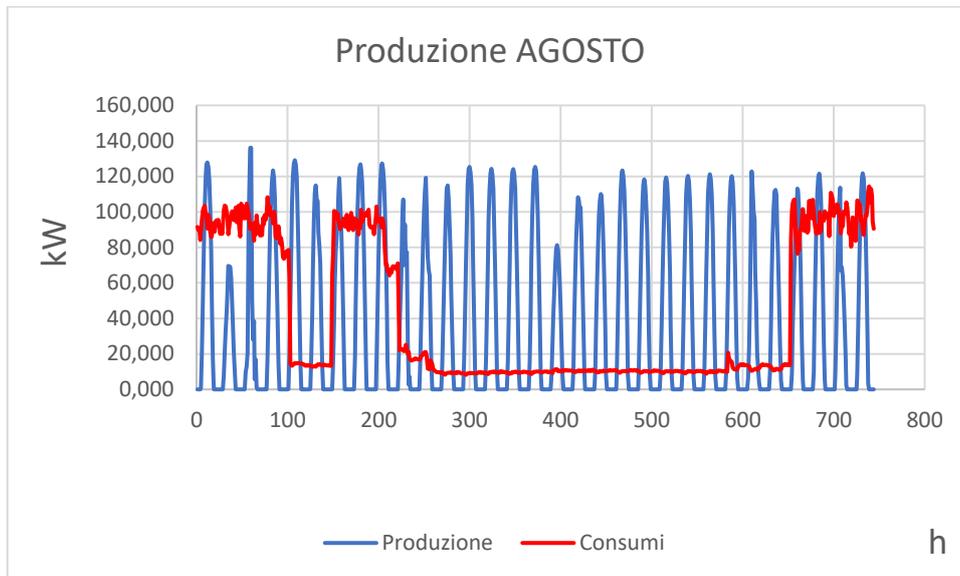


Figura B21 Produzione, consumo ed autoconsumo del mese di Agosto (TSP)

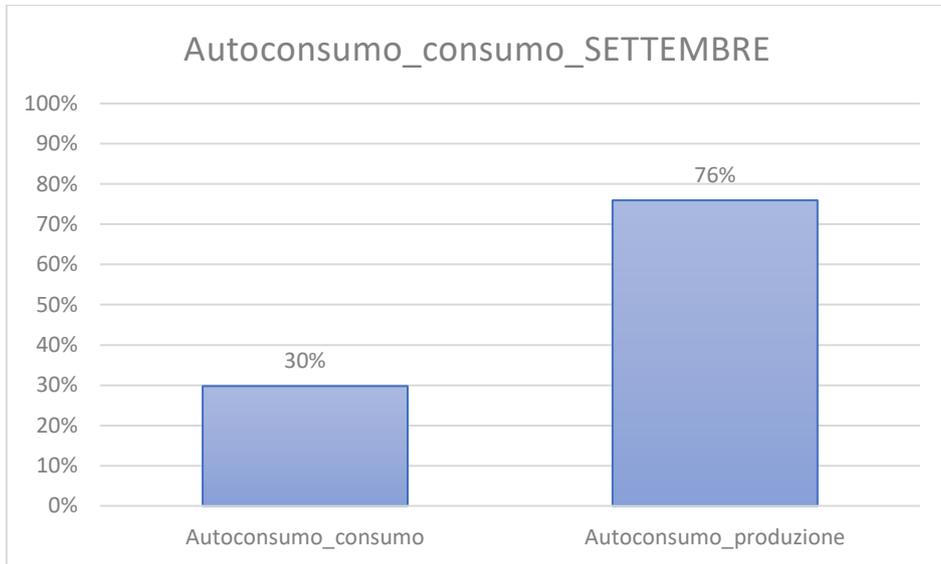
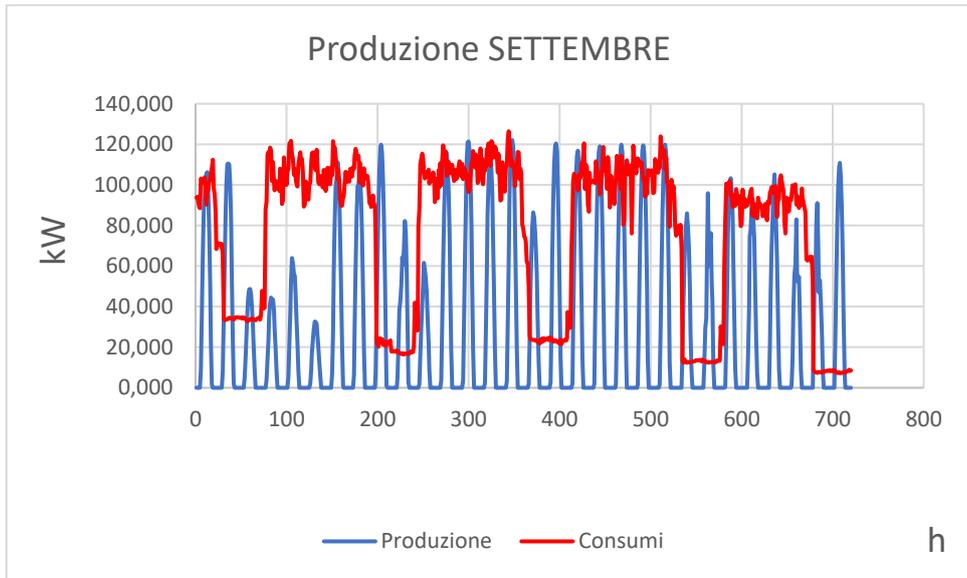


Figura B22 Produzione, consumo ed autoconsumo del mese di Settembre (TSP)

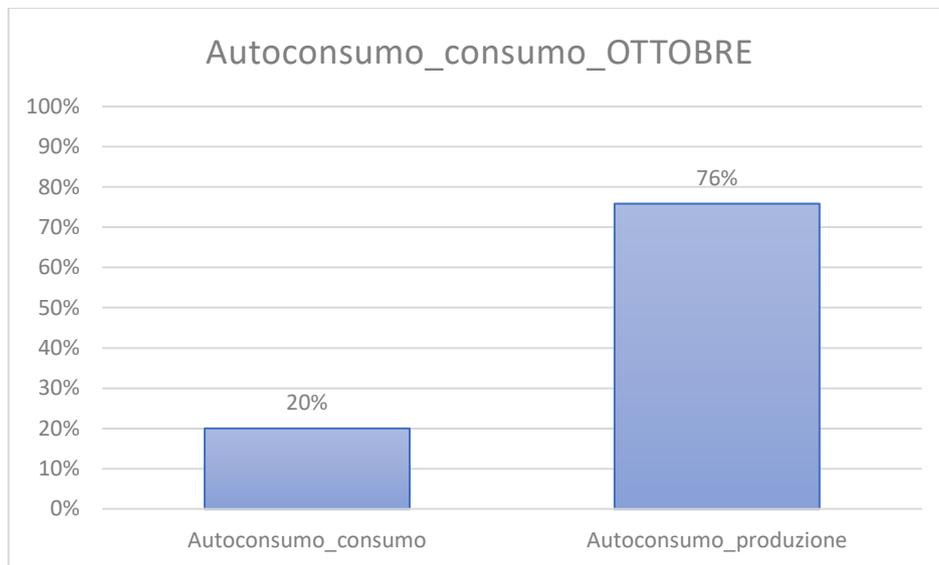
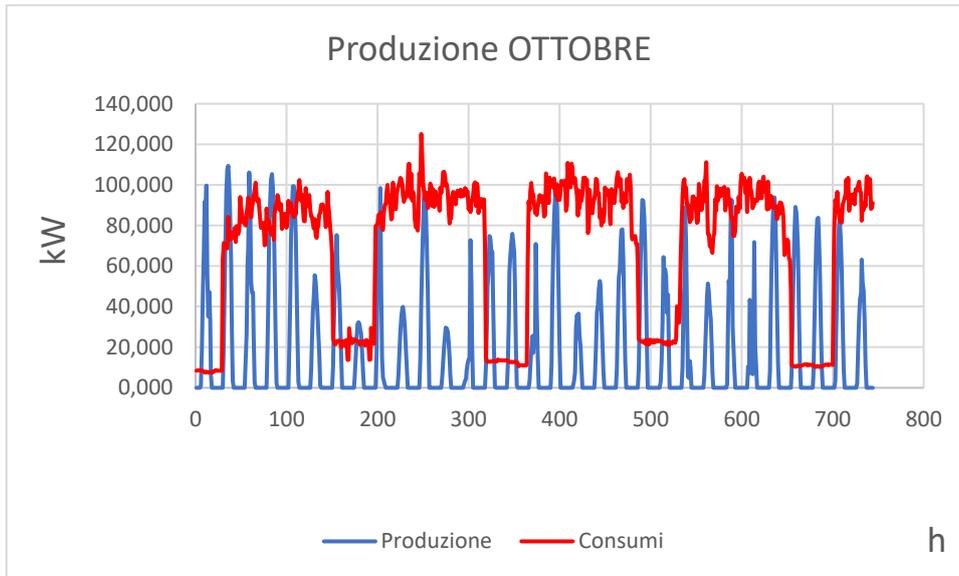


Figura B23 Produzione, consumo ed autoconsumo del mese di Ottobre (TSP)

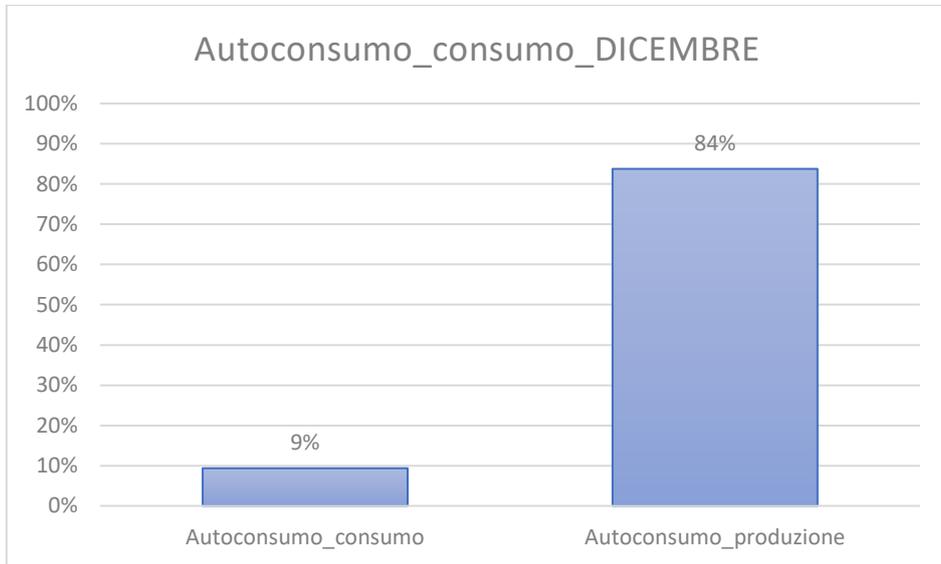
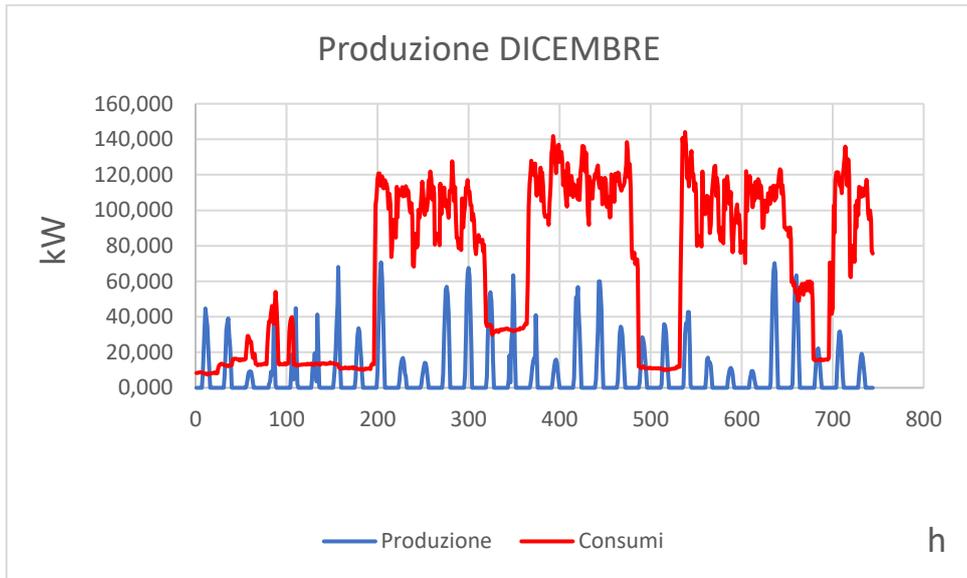


Figura B24 Produzione, consumo ed autoconsumo del mese di Dicembre (TSP)

APPENDICE C

Nel mercato sono disponibili diversi software utili alla progettazione e al calcolo della producibilità per impianti fotovoltaici uno tra questi, utilizzato in questo lavoro, è PVsyst (Copyright PVsyst SA 2011). In questo capitolo verranno esposte le funzionalità del programma e le modalità di inserimento degli input necessari all'analisi della produzione di un impianto.

Il programma può essere scaricato dal sito <http://www.pvsyst.com/> sia in modalità dimostrativa sia in modalità completa. In questo lavoro si è utilizzata una licenza completa del software, tramite un'apposita convenzione studenti, che ha permesso di usufruire di opzioni aggiuntive tra cui l'accesso ad una banca dati meteo per un numero maggiore di località. Il programma, a seguito della sua installazione, presenta la seguente schermata iniziale.

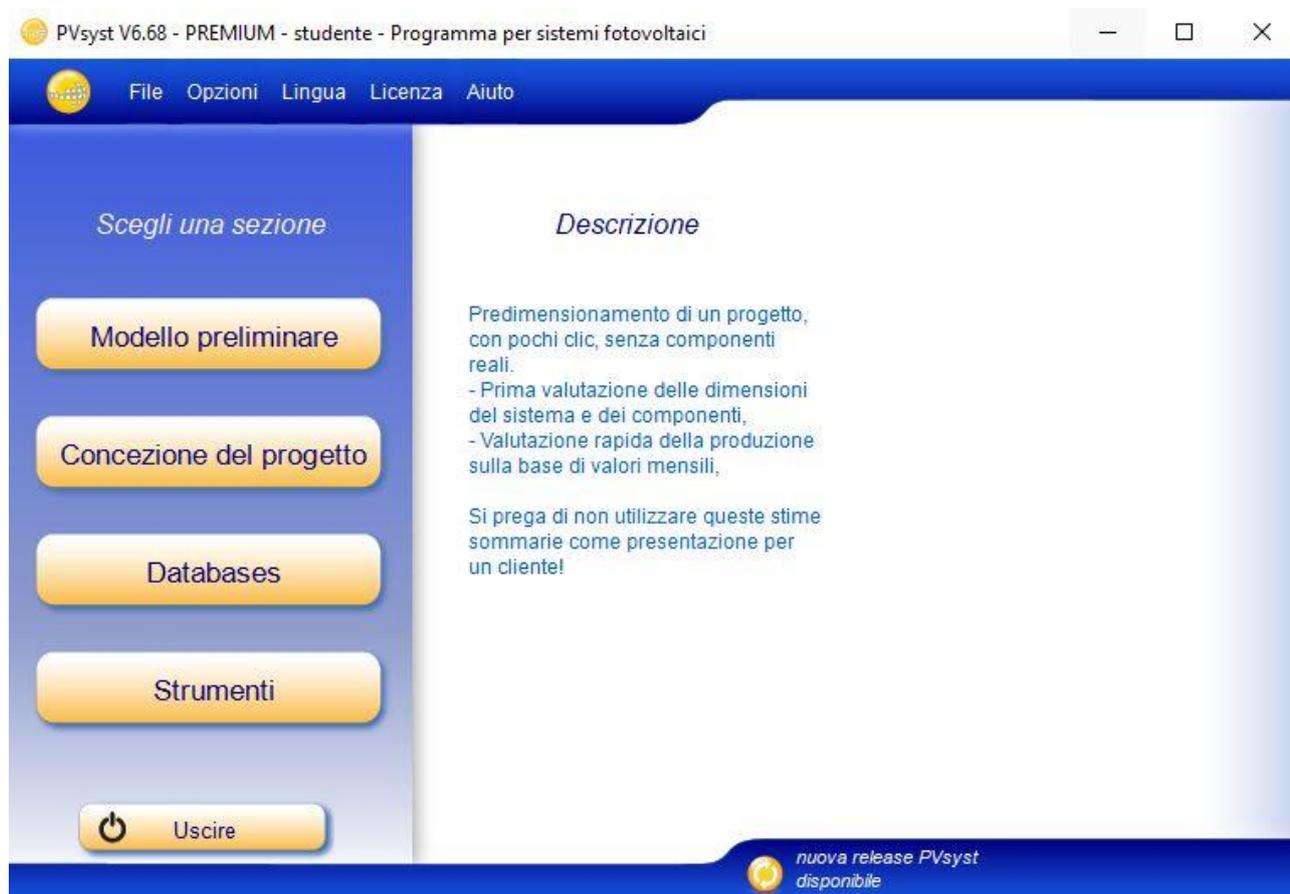


Figura C.1 Schermata iniziale del software PVsyst

La schermata iniziale offre la possibilità di scelta tra quattro sezioni:

- “Modello preliminare” permette il pre - dimensionamento senza elementi reali e con un'analisi della produzione rapida e non dettagliata;
- “Concezione del progetto” permette lo studio e l'analisi dettagliata del progetto tramite calcolo accurato della produzione sulla base di simulazioni orarie dettagliate che tengono in conto degli elementi reali e della presenza di ombre;

- “Databases” fornisce i dati meteo di diverse località e i dati relativi a diversi componenti come moduli fotovoltaici ed inverter, permette, inoltre, la possibilità di importare dati da fonti esterne;
- “Strumenti” permette di effettuare delle modifiche sulle impostazioni di funzionamento;

Una delle prime operazioni necessarie è l’inserimento delle informazioni riguardanti il sito di interesse. A tal fine accendendo alla sezione Databases si ottiene la seguente schermata.

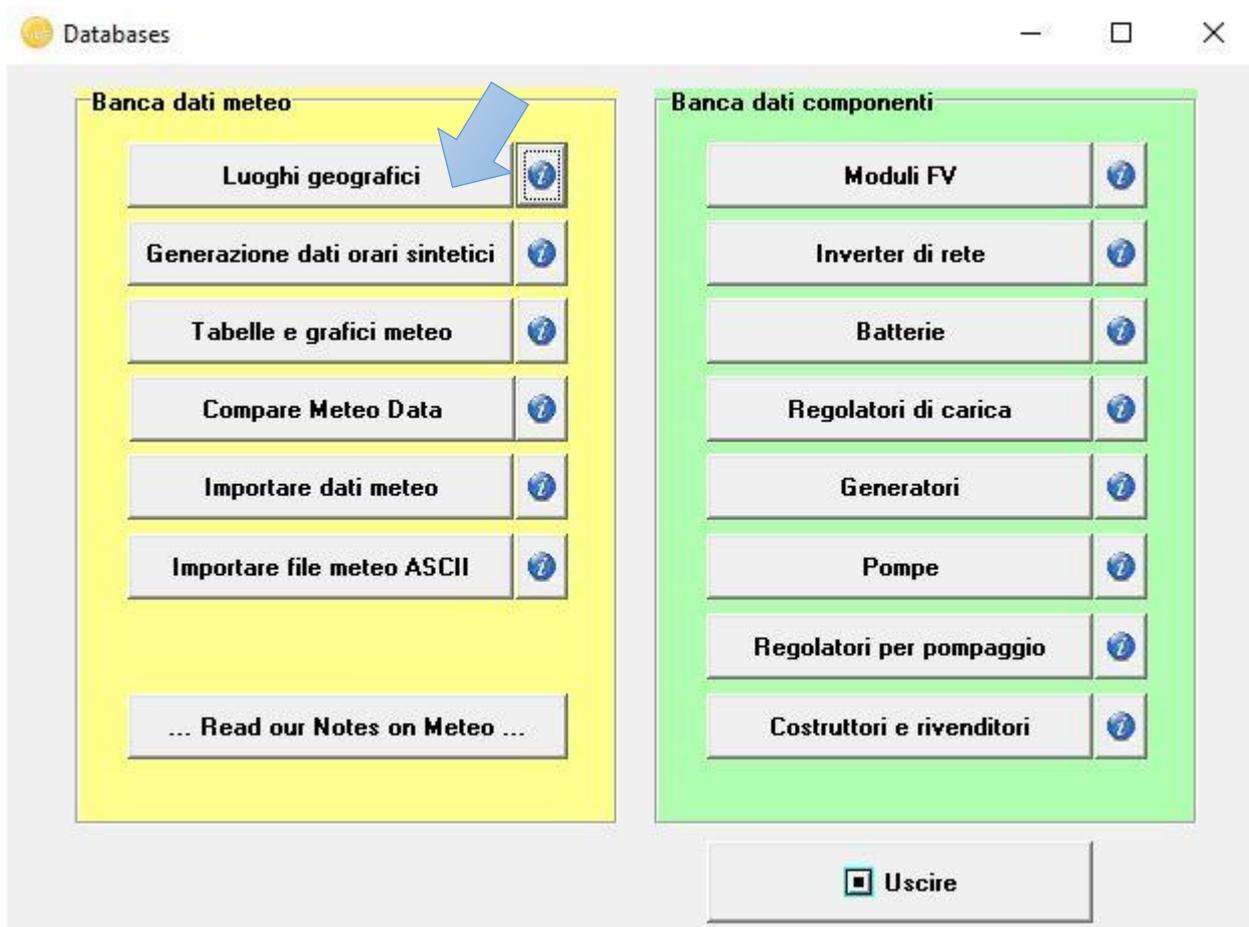


Figura C.2 Schermata databases del software PVsyst

Accedendo alla sotto sezione “Luoghi geografici” è presentato un elenco di luoghi già presenti nel database completi di coordinate geografiche e valori meteo. Il software permette, inoltre, di inserire una nuova località selezionando il pulsante “Nuovo” e completando i campi relativi al nome della località, allo Stato, al Continente, alla latitudine, longitudine, altitudine e fuso orario. Selezionando la scheda “Meteo mensile” è necessario, infine, inserire i dati meteo della nuova località, tali dati possono essere importati da diverse fonti come ad esempio il già citato software online “PVGis”. Dopo aver inserito i dati relativi alla nuova località la stessa può essere salvata ed eventualmente successivamente utilizzata.

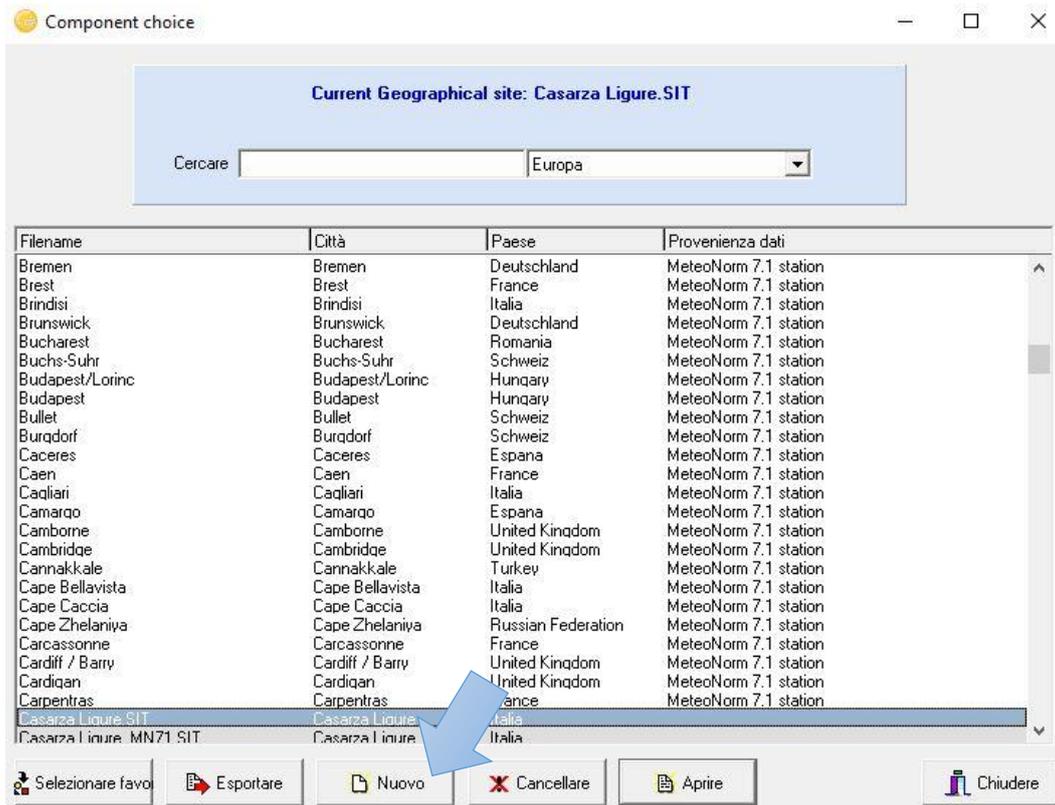


Figura C.3 Schermata “Luoghi geografici” del software PVsyst

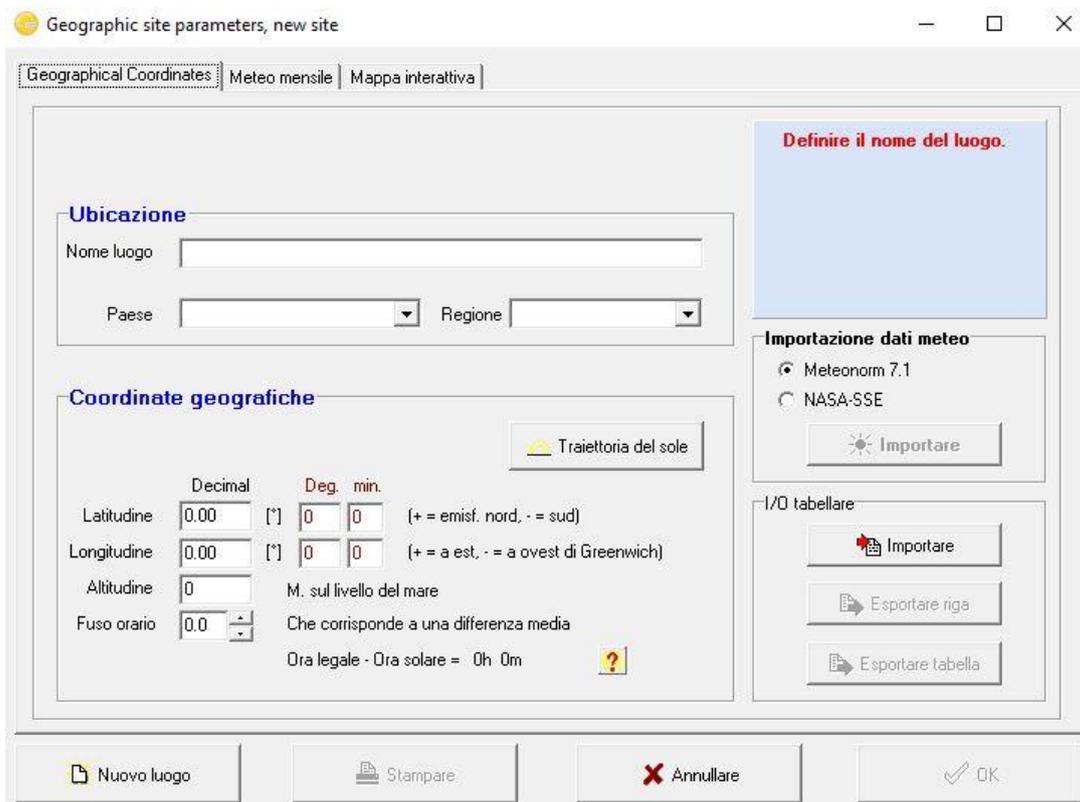


Figura C.4 Schermata di definizione di un nuovo luogo geografico del software PVsyst

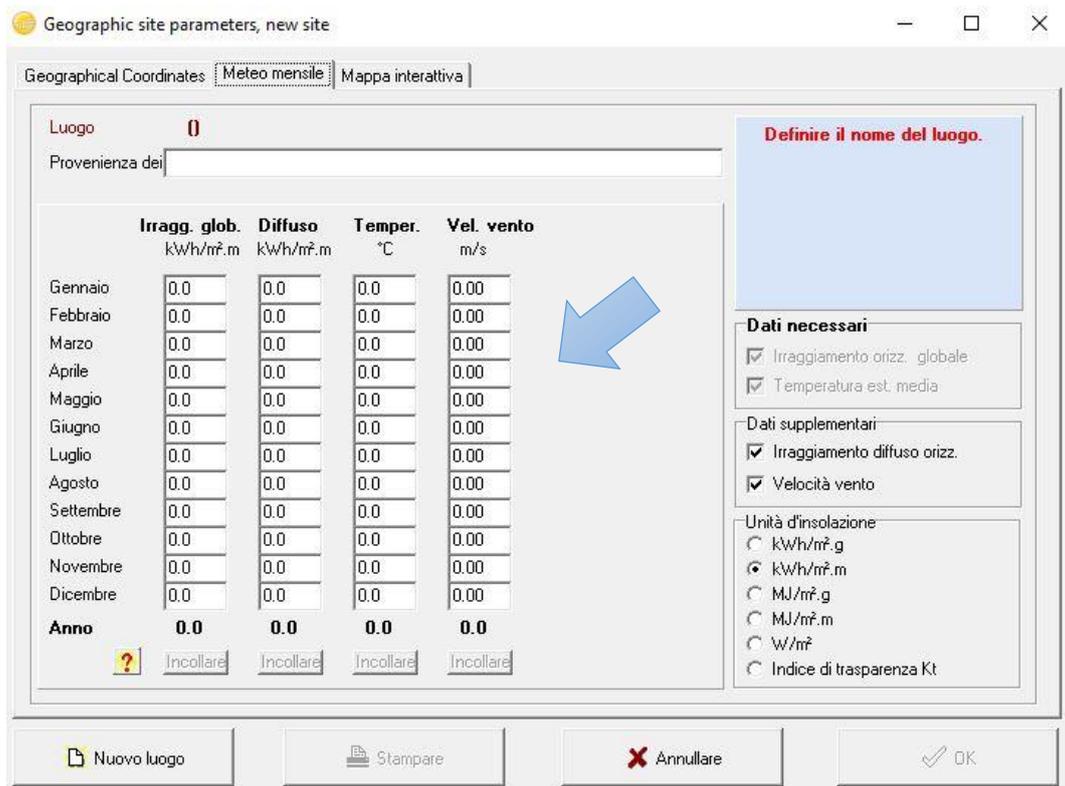


Figura C.5 Schermata di definizione dei dati meteo del software PVsyst

Definito il sito di installazione il software permette la definizione dei componenti attivi dell'impianto come i moduli e gli inverter. Per poter effettuare la scelta del modulo fotovoltaico utilizzato, o inserire i dati relativi ad un modulo non presente, dopo aver effettuato l'accesso alla sezione "Databases" è necessario accedere alla sotto sezione "Moduli FV".

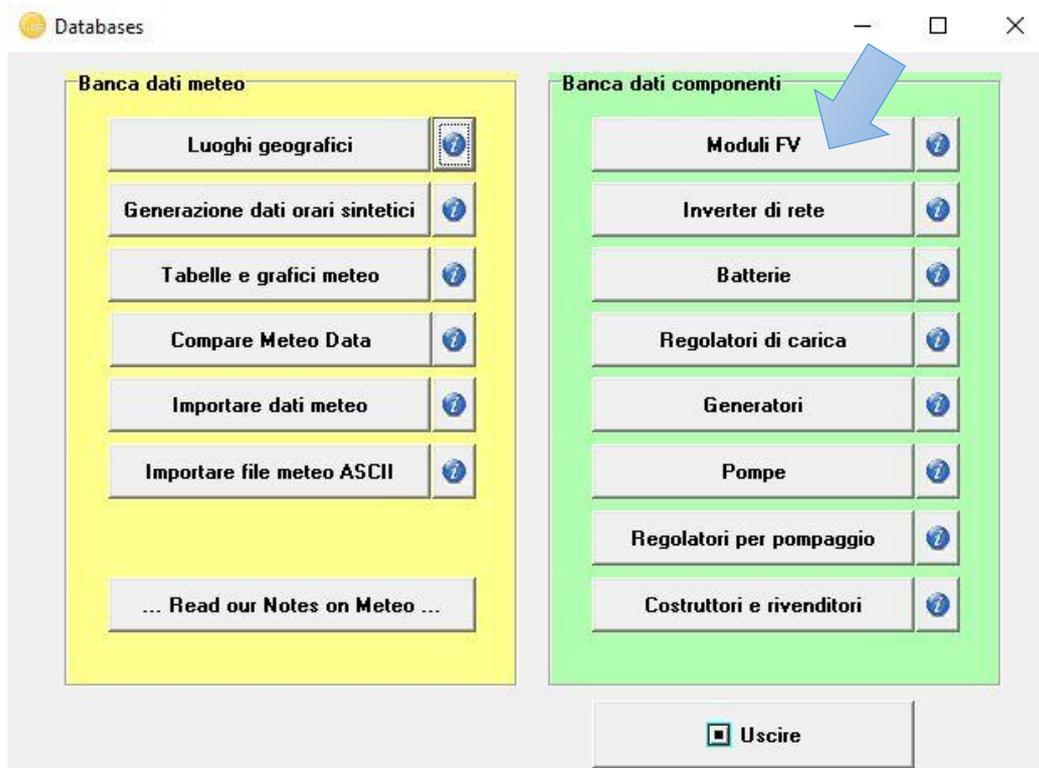


Figura C.6 Schermata databases del software PVsyst

La sottosezione “Moduli FV” presenta l’elenco dei moduli fotovoltaici già presenti ordinati per potenza nominale, tecnologia e costruttore. Per tali moduli, tramite il pulsante “Aprire”, è possibile ricavarne le caratteristiche ed eventualmente apporre delle modifiche. Nel caso in cui il modulo non fosse presente nel database è possibile definirlo tramite il pulsante “Nuovo”.

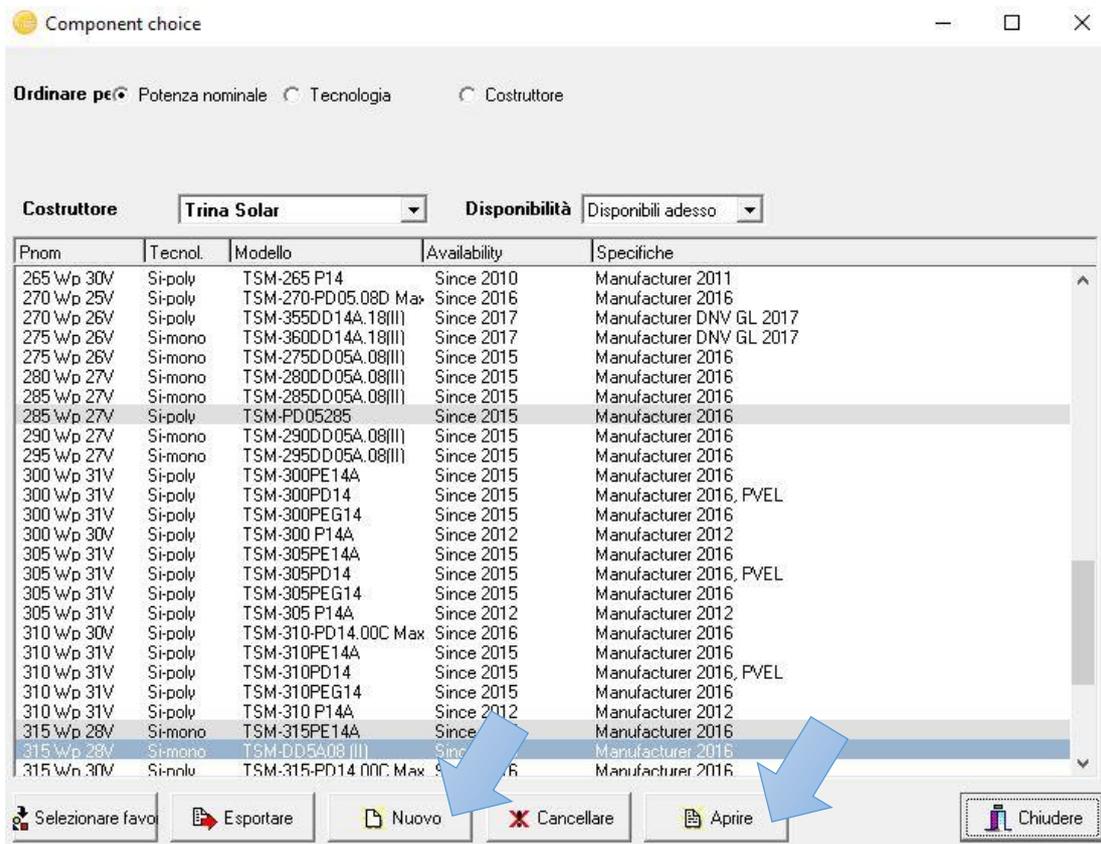


Figura C.7 Schermata di scelta dei moduli FV del software PVsyst

Nella definizione di un nuovo modulo fotovoltaico è necessario completare alcuni campi tra i quali:

- Dati di base in cui vengono inseriti i dati relativi al nome del modello, alla tecnologia e alla potenza generata in condizioni standard;
- Specifiche del costruttore in cui vengono inseriti i dati caratterizzanti le prestazioni del modulo tra cui condizioni di riferimento, corrente di corto circuito, tensione a vuoto, corrente di massima potenza, tensione di massima potenza e coefficienti termici;
- Dimensione e tecnologia in cui vengono inseriti i dati riferiti alla geometria del modulo;
- Commerciale in cui vengono inseriti i dati di costo del modulo;

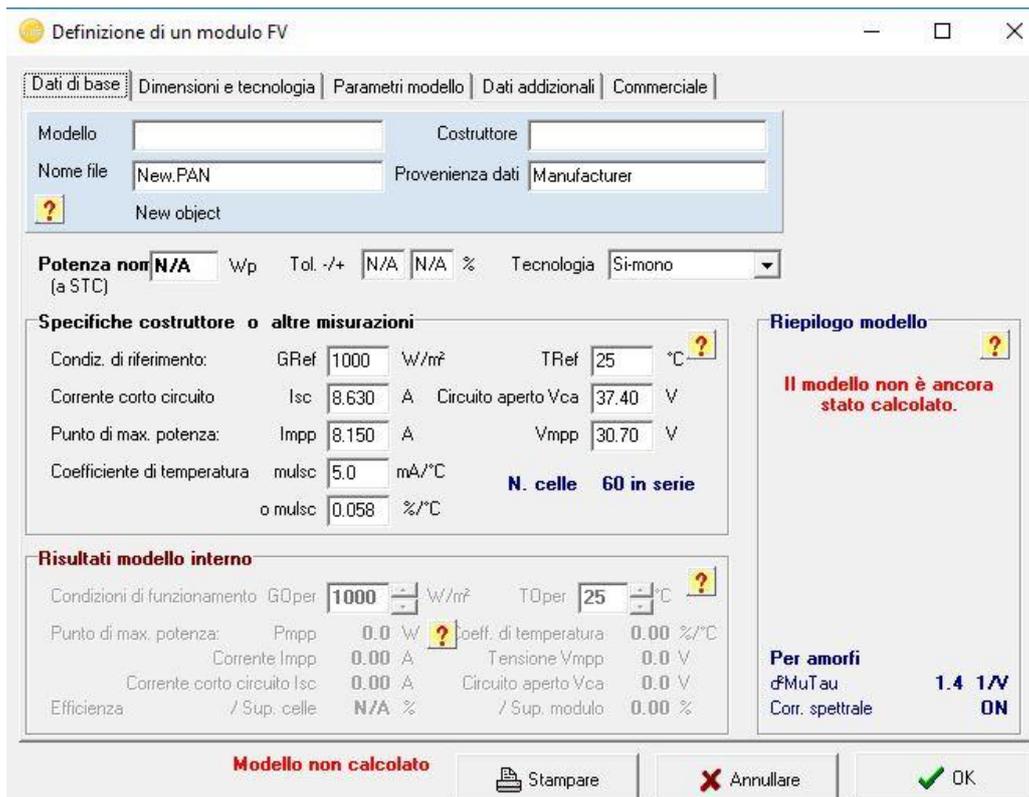


Figura C.8 Schermata per l’inserimento di un nuovo modulo FV del software PVsyst

Per poter inserire i dati riguardanti l’inverter è necessario accedere alla sezione “Databases” e successivamente alla sezione “Inverter di rete”.

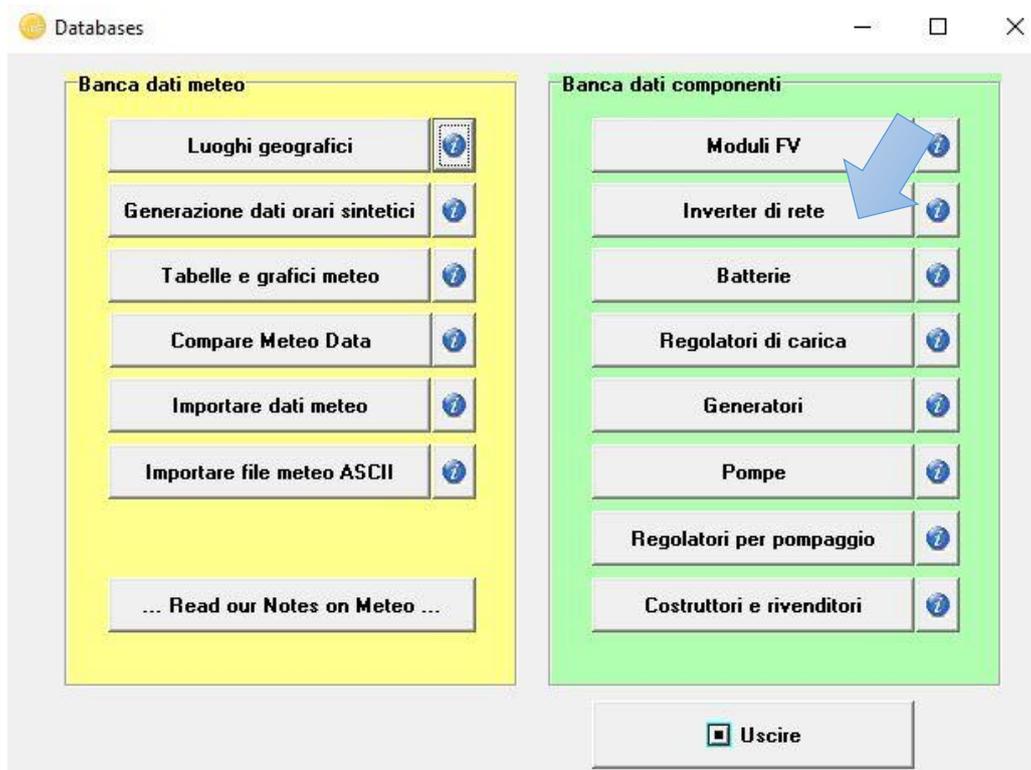


Figura C.9 Schermata databases del software PVsyst

Nella sottosezione “Inverter di rete” il software propone un elenco di modelli disponibili all’utilizzo ordinati per potenza nominale, tensione di funzionamento, costruttore, frequenza ed anno. Nel caso in cui l’inverter non fosse presente tra quelli proposti è possibile definirlo accendendo alla schermata dedicata tramite il tasto “Nuovo”. In tale schermata si richiede la compilazione di alcuni campi tra i quali:

- Dati di base in cui vengono inseriti i dati relativi al nome del modello e al costruttore;
- Entrata (campo FV DC) in cui vengono inseriti il valore di tensione massima e minima nel punto di massima potenza, il valore di tensione nominale e di tensione massima ammissibile, il valore di corrente massima e la potenza di soglia;
- Uscita (rete AC) in cui vengono inseriti i dati relativi alla frequenza, alla tensione di rete, alla corrente massima e alla corrente nominale;

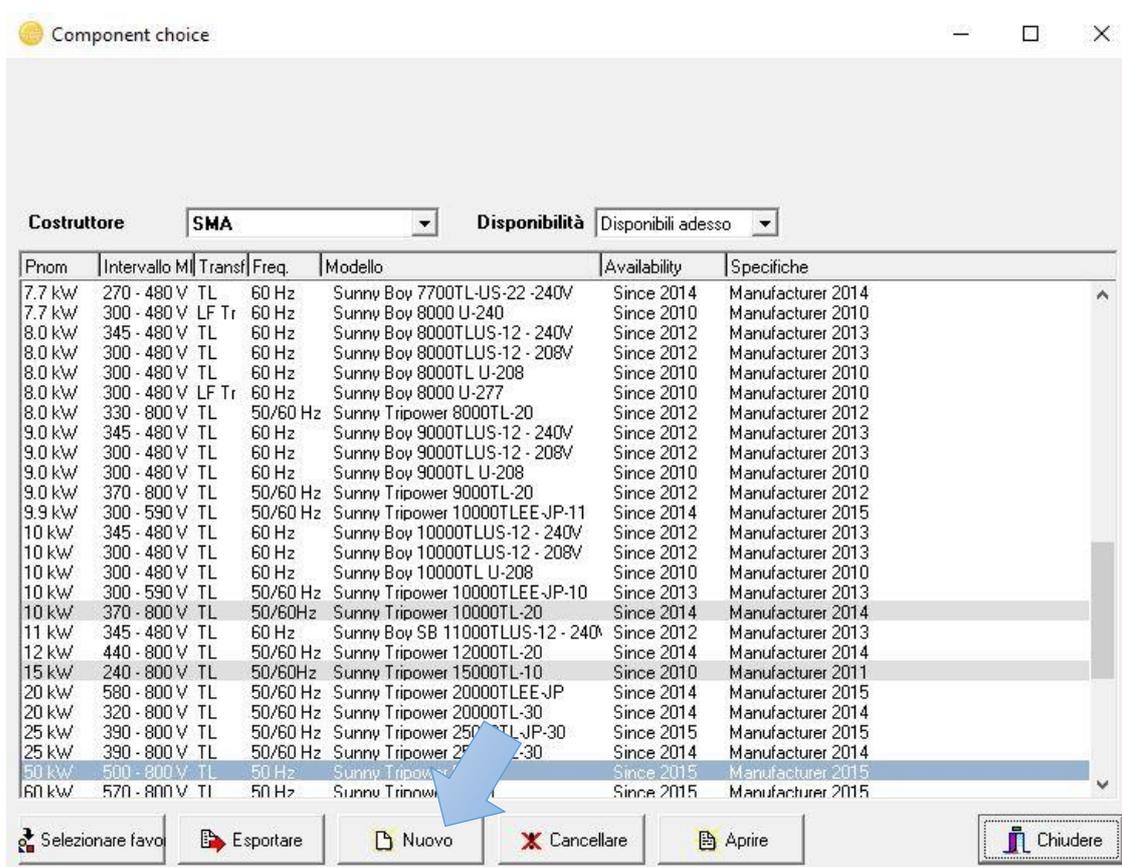


Figura C.10 Schermata di scelta degli inverter del software PVsyst

Figura C.11 Schermata per l’inserimento di un nuovo inverter del software PVsyst

Nella scheda “Parametri secondari” devono essere fornite le seguenti informazioni:

- Inverter “string” in cui vengono definiti il numero di ingressi lato corrente continua;
- Multi – MPPT in cui vengono indicati eventuali canali MPPT indipendenti;
- Master/Slave nel caso di particolari tipi di installazione;
- Altre specifiche in cui vengono inseriti dati accessori del prodotto;

Nelle schede “Curva di efficienza”, “Dimensioni” e “Commerciale” vengono inseriti rispettivamente i valori di efficienza massima ed europea, i valori riguardanti la geometria dell’inverter e i valori economici che caratterizzano il costo del convertitore.

Dopo aver scelto, o inserito, gli elementi attivi dell'impianto e i dati relativi al sito di interesse è possibile procedere alla definizione della simulazione. Dalla schermata iniziale del software si accede alla sezione "Concezione del Progetto" dedicata ad un'analisi dettagliata e, successivamente, viene richiesto il tipo di sistema da progettare (nel caso di interesse per tale lavoro viene scelto un sistema di tipo "Connesso in rete").



Figura C.12 Schermata iniziale del software PVsyst

La schermata proposta dal software presenta una serie di sottosezioni utili alla corretta definizione della simulazione. Nella parte superiore della schermata definita "Designazione progetto" è richiesto l'inserimento del sito di interesse, del corrispettivo file meteo e del nome da attribuire alla simulazione. Se precedentemente è stata inserita nella sezione "Databases" una nuova località questa sarà presente nell'elenco e sarà selezionabile.

Nella parte sottostante della schermata, definita "Variante del sistema", sono presenti dei blocchi relativi ai parametri di input della simulazione tra cui "Orientamento", "Sistema", "Orizzonte", "Ombre vicine", "Layout del modulo" e "Valutazioni economiche". In tale schermata è, inoltre, presente una sezione dedicata alla simulazione in cui è possibile dare l'inizio alla stessa, definirne i parametri ed ottenere i risultati sia tramite un rapporto in formato standard sia come insieme di dati eventualmente utilizzabili in altri contesti.

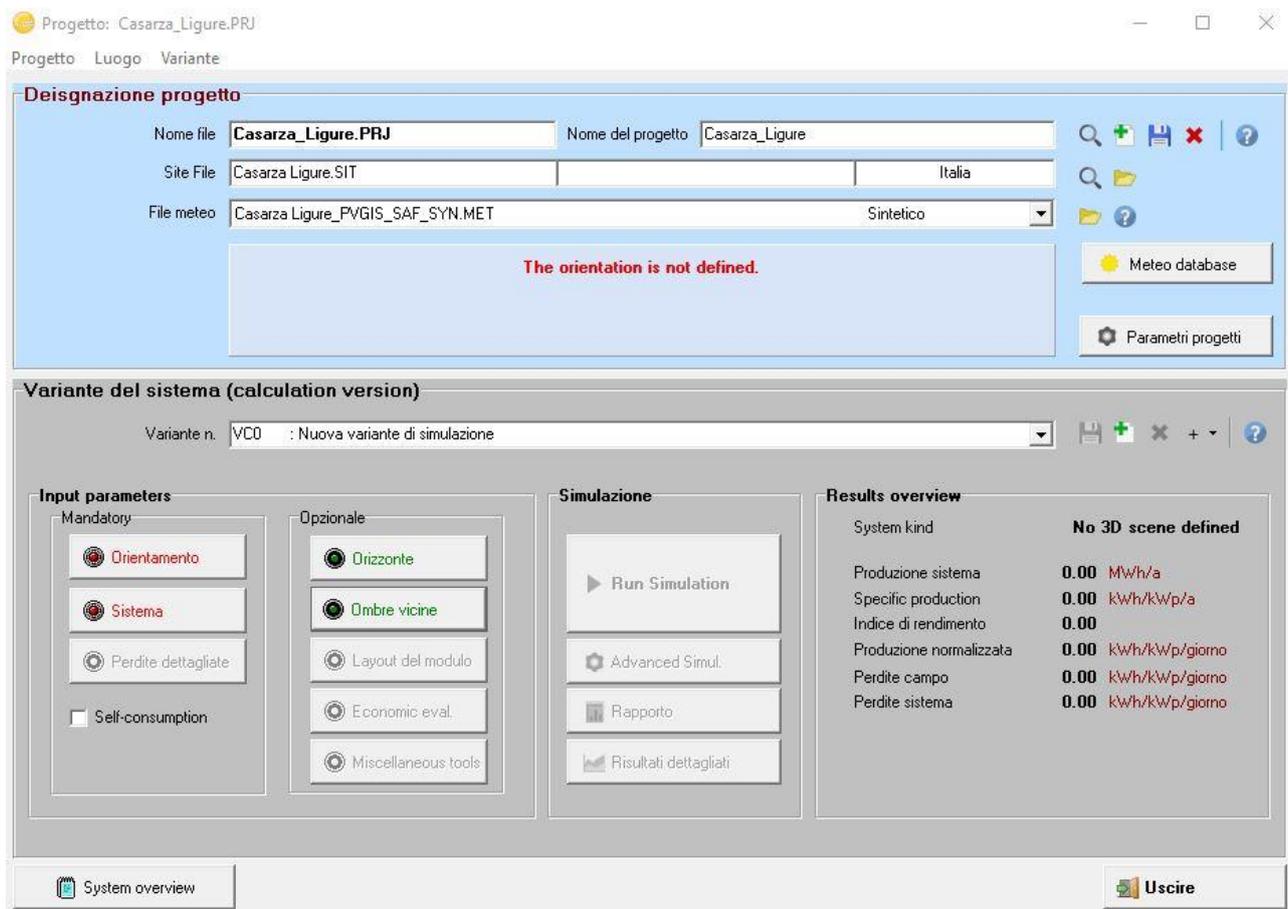


Figura C.13 Schermata principale di simulazione del software PVsyst

Il primo passo utile nella definizione della simulazione è quello rappresentato dalla creazione della struttura di interesse e della superficie dedicata all’impianto fotovoltaico. Tramite il pulsante “Ombre vicine” è possibile accedere ad una schermata in cui viene fornita la possibilità di modellizzare la struttura e darne anche il corretto orientamento rispetto agli assi (“Costruzione/Prospettiva”). In tale schermata, inoltre, è possibile indicare le modalità di valutazione degli effetti di ombreggiamento dovuti ad eventuali ostacoli della struttura. Il software permette di scegliere tra una simulazione in assenza di ombre, una simulazione con ombre lineari, una simulazione con ombre secondo le stringhe dei moduli ed una simulazione con ombre dettagliate tenendo conto del layout.

La differenza tra le varie opzioni di ombreggiamento è data dal grado di dettaglio che si vuole dare alla simulazione. Nel caso di assenza di ombre la simulazione non tiene conto di nessun ombra generata da ostacoli vicini ma solo, se definita, di quella globale data da oggetti lontani. Nel caso di “ombre lineari” il software utilizza un metodo schematico di calcolo indipendente dall’orientamento delle stringhe. Nel caso di ombre “secondo le stringhe dei moduli” il software costruisce una tabella di valori, per ogni orientamento di appartenenza delle stringhe, in altezza del sole (con gradini di 10°) e azimut (con passo di 20°) in cui interpola al fine di ottenere il fattore di ombreggiamento. Tale metodo esprime il limite superiore per la valutazione delle perdite in quanto non appena un modulo viene interessato da un’ombra l’intera stringa viene considerata improduttiva. Il “calcolo dettagliato secondo il layout dei moduli” è, invece, un metodo di valutazione delle ombre vicine che richiede una localizzazione precisa dei vari moduli e una loro attribuzione alla corrispettiva stringa e all’inverter di competenza. In quest’ultimo metodo si ottiene un diverso fattore di ombreggiamento a seconda degli angoli ombreggiati (1/4 per un angolo ombreggiato, 1/2 per due angoli ombreggiati,

3/4 per tre angoli ombreggiati) e vengono modificate le caratteristiche corrente tensione in maniera proporzionale all'ombra presente.

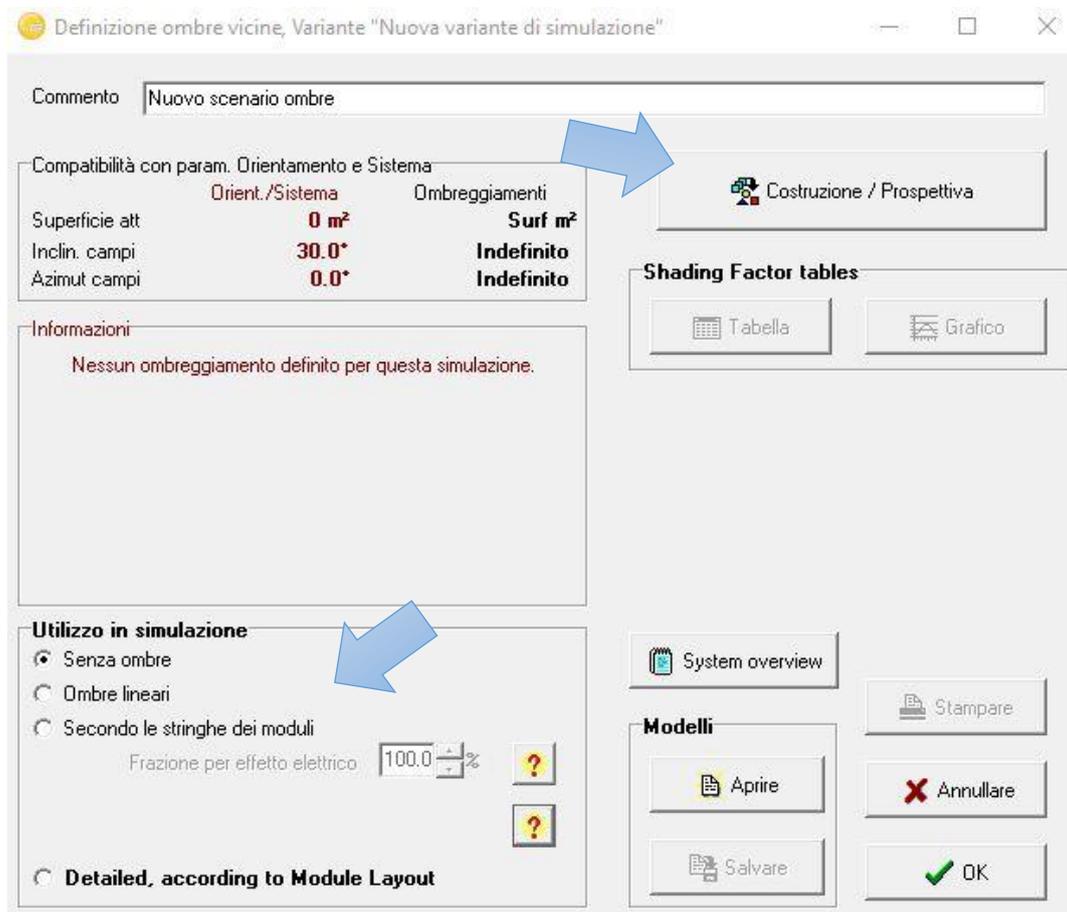


Figura C.14 Schermata "Ombre vicine" del software PVsyst

Tramite il pulsante "Costruzione/Prospettiva" è, dunque, possibile accedere ad un'area di disegno in cui poter modellare la struttura tramite i classici strumenti di CAD. Dopo aver rappresentato l'edificio, ed averlo orientato correttamente, è possibile inserire le aree utili al posizionamento dei moduli fotovoltaici rappresentate come dei rettangoli e successivamente interpretati dal software come "zone attive". Si riporta nel seguito, come esempio, il modello realizzato per la simulazione utile al presente lavoro.

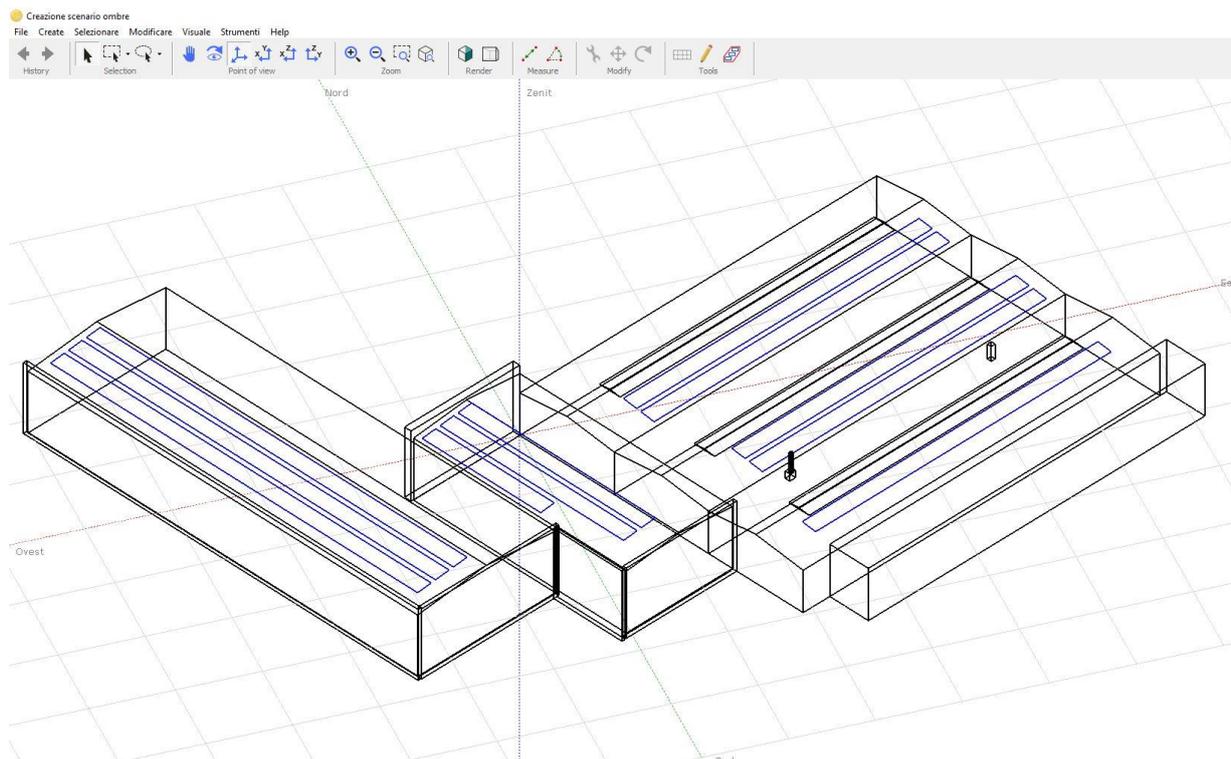


Figura C.15 Esempio di realizzazione di una struttura dotata di impianto fotovoltaico

Per poter effettuare una corretta simulazione il modello viene suddiviso in più progetti indipendenti di numero pari al numero di array presenti. Tale scelta fa in modo che l'orientamento dello stabilimento, nelle sue varie strutture, possa essere utilizzato per definire l'orientamento dei moduli fotovoltaici se installati con un'inclinazione pari a quella della falda. Se, infatti, si procede nel modo espresso la sezione "Orientamento" risulta automaticamente aggiornata in caso contrario dovrà essere completata manualmente.

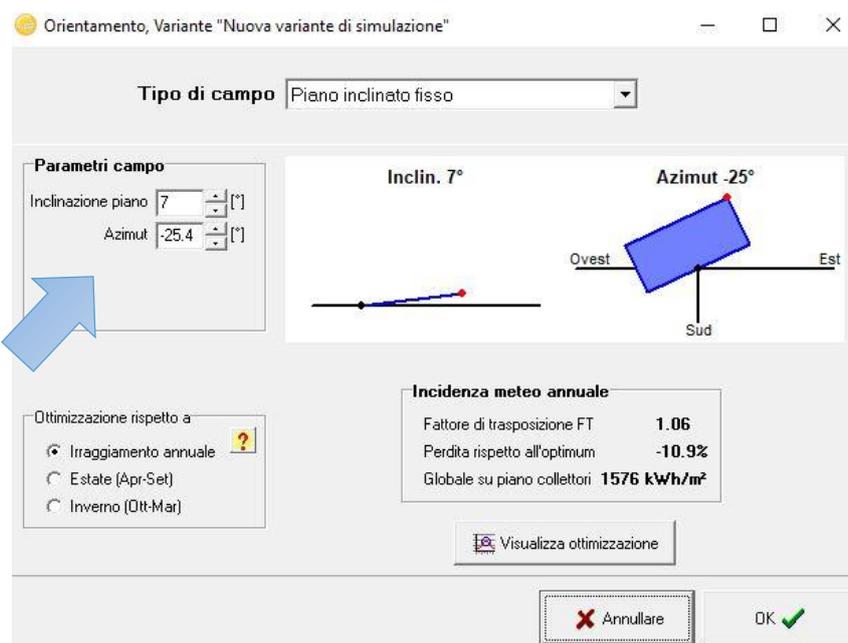


Figura C.16 Schermata "Orientamento" del software PVsyst

Dopo aver definito la struttura, le zone attive e l'orientamento il software PVsyst permette di definire il profilo dell'orizzonte del sito in un diagramma cartesiano. I dati possono essere inseriti manualmente come coppie di valori dove l'ascissa rappresenta l'azimut espresso in gradi tra -180° e 180° e l'ordinata l'altezza in gradi dell'orizzonte variabile da 0° a 90° o possono essere importati automaticamente tramite un file esterno. I dati relativi all'orizzonte possono essere, infatti, ottenuti tramite il software online PVGIS sia per via grafica che in forma tabellare. Al fine di ottenere il file di testo utile per l'importazione è necessario selezionare la spunta "calculated horizon" come visibile nella figura sottostante.

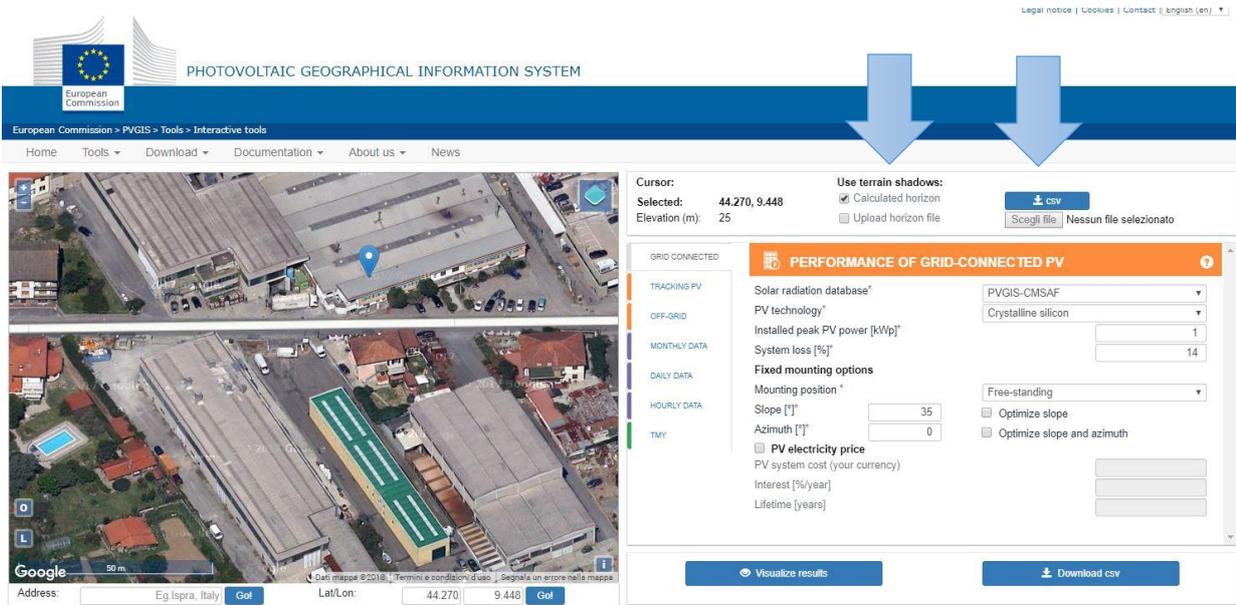


Figura C.17 Schermata principale del software online PVGIS

Il file ottenuto può essere importato nel software PVsyst tramite la sezione "Orizzonte" nel sotto campo "Aprire/Importare" come indicato di seguito.

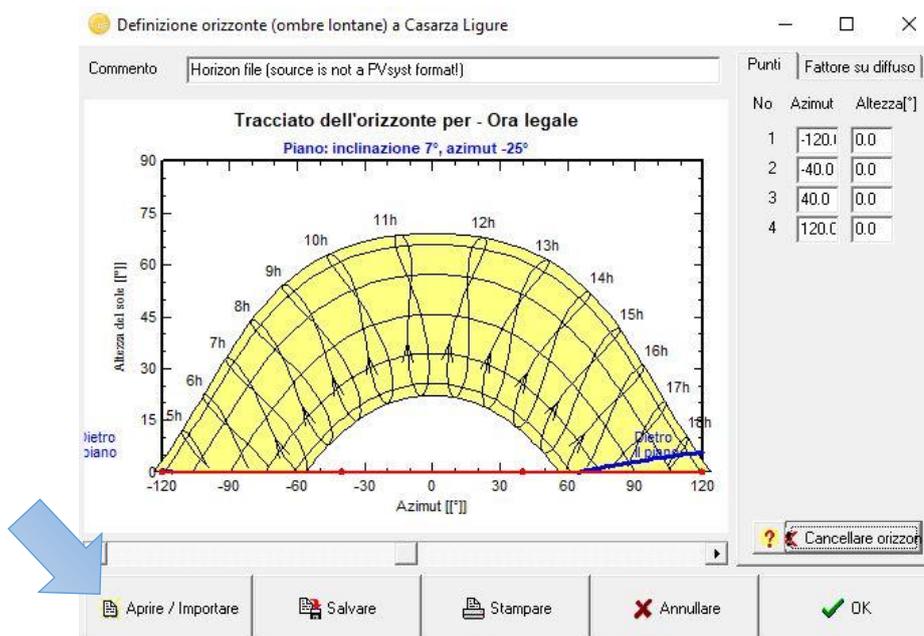


Figura C.18 Schermata "Orizzonte" del software PVsyst

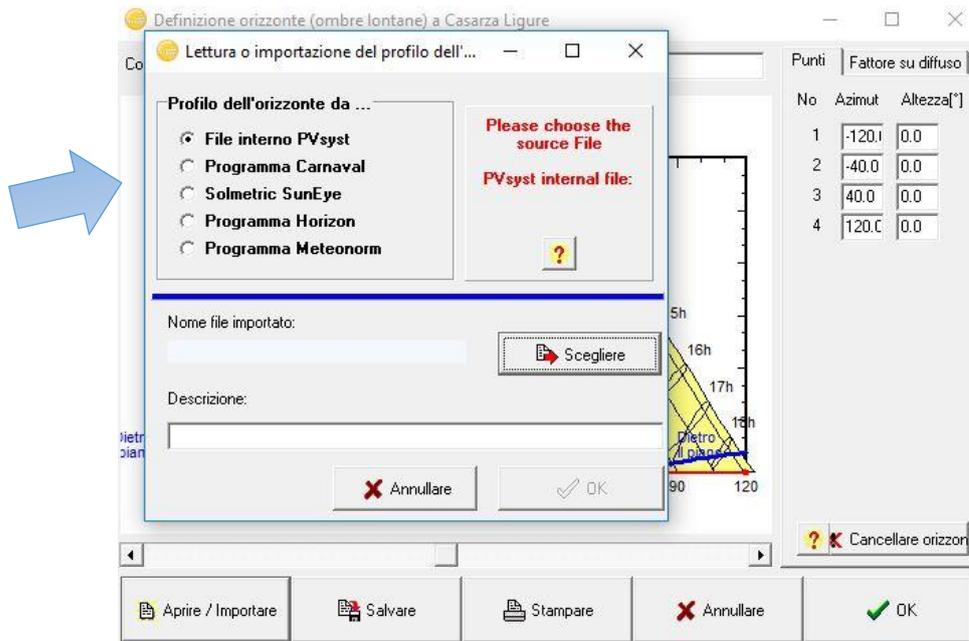


Figura C.19 Schermata "Orizzonte" del software PVsyst

Si riporta come esempio il profilo di orizzonte relativo al sito utilizzato nelle simulazioni del progetto svolto in tale lavoro.

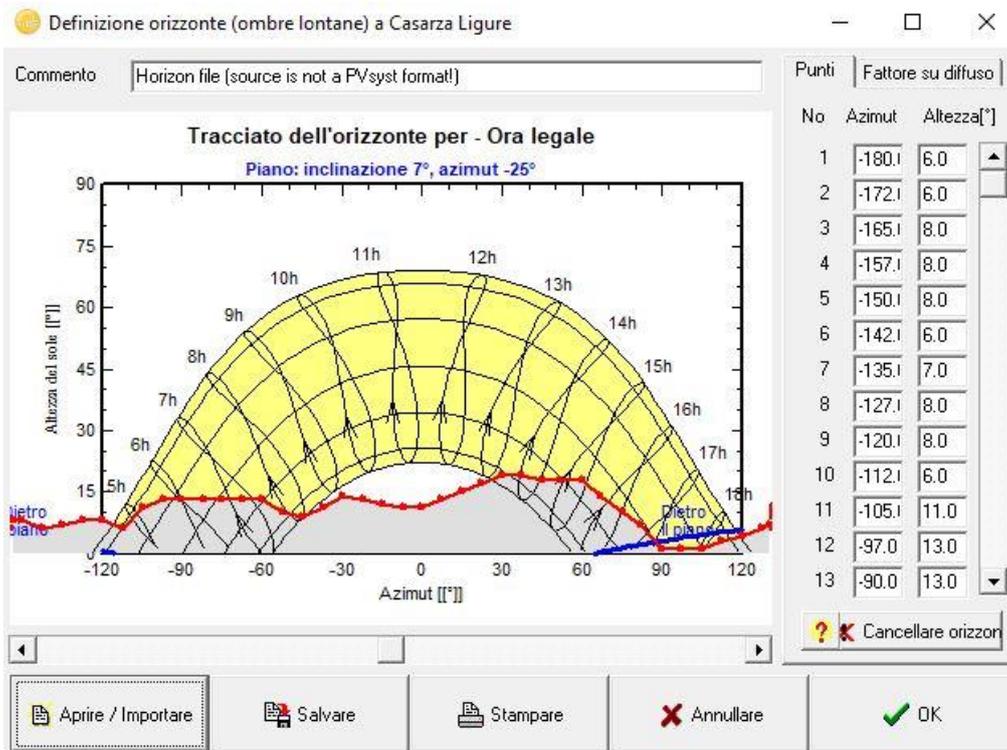


Figura C.20 Profilo di orizzonte di un sito presso Casarza Ligure

Per procedere nella definizione della simulazione è necessario accedere alla schermata “Sistema” dalla finestra principale in cui poter definire i componenti dell’impianto e il loro corretto accoppiamento. In tale schermata è possibile scegliere il tipo di modulo fotovoltaico e di inverter tra quelli presenti nel database o eventualmente aggiunti con le modalità viste. Dopo aver effettuato tale scelta nella sottosezione “Disegnare campo” è possibile indicare il numero di moduli in serie e il numero di stringhe e verificare la correttezza dell’accoppiamento tramite le indicazioni fornite dal software.

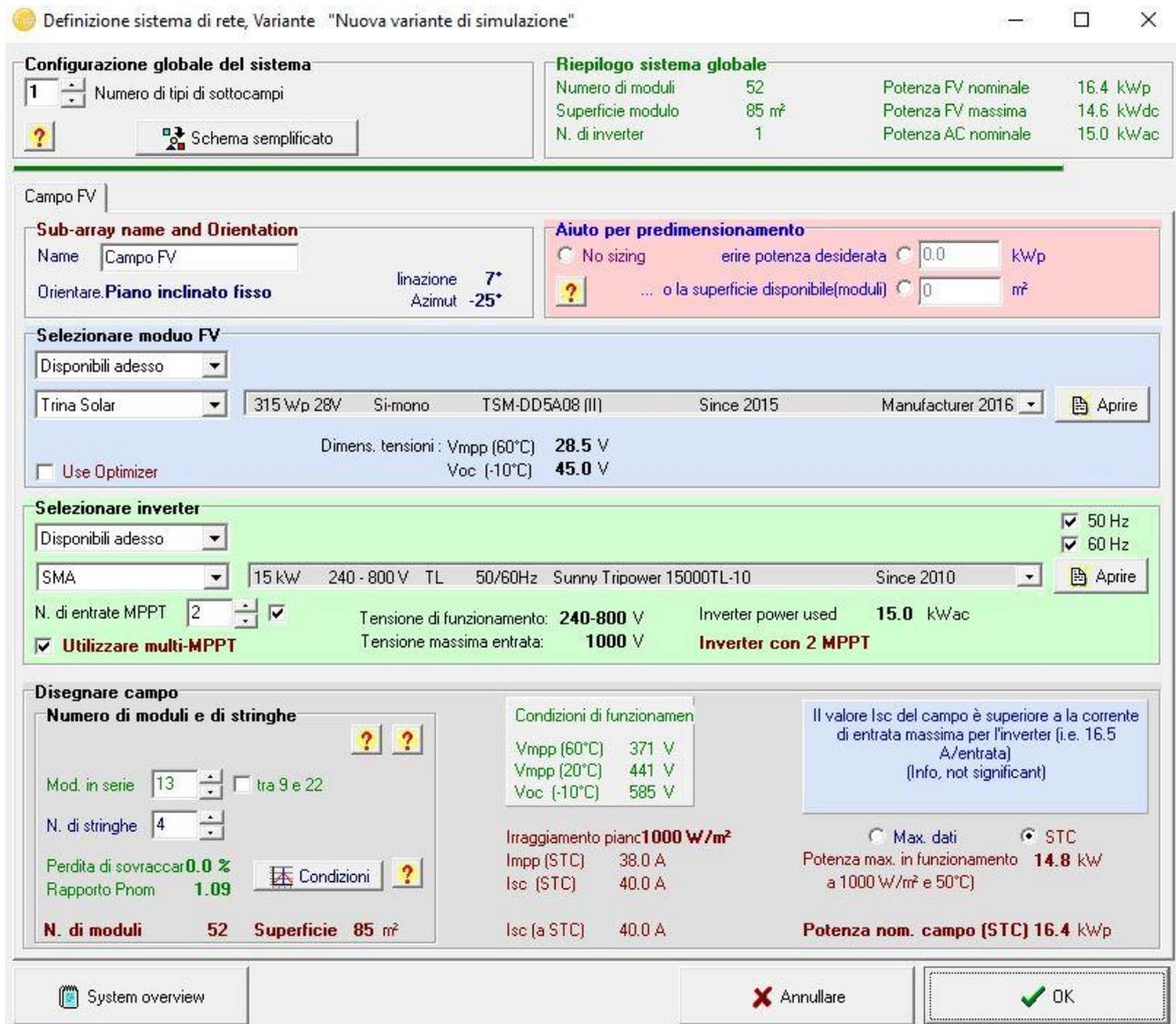


Figura C.21 Schermata “Sistema” del software PVsyst utile all’accoppiamento array - inverter

Nel caso in cui, come svolto in questo lavoro, si sia richiesto il calcolo dettagliato delle ombre prima di procedere nella simulazione è necessario completare un'ultima sezione definita come "Layout del modello". In questa sezione è possibile definire la spaziatura tra i moduli ed è richiesto l'inserimento dei moduli per ciascuna stringa. Nella figura sottostante si riporta un esempio di attribuzione dei moduli parziale in cui la prima e la seconda stringa sono completate, la terza stringa è in fase di definizione e la quarta è ancora da definire.

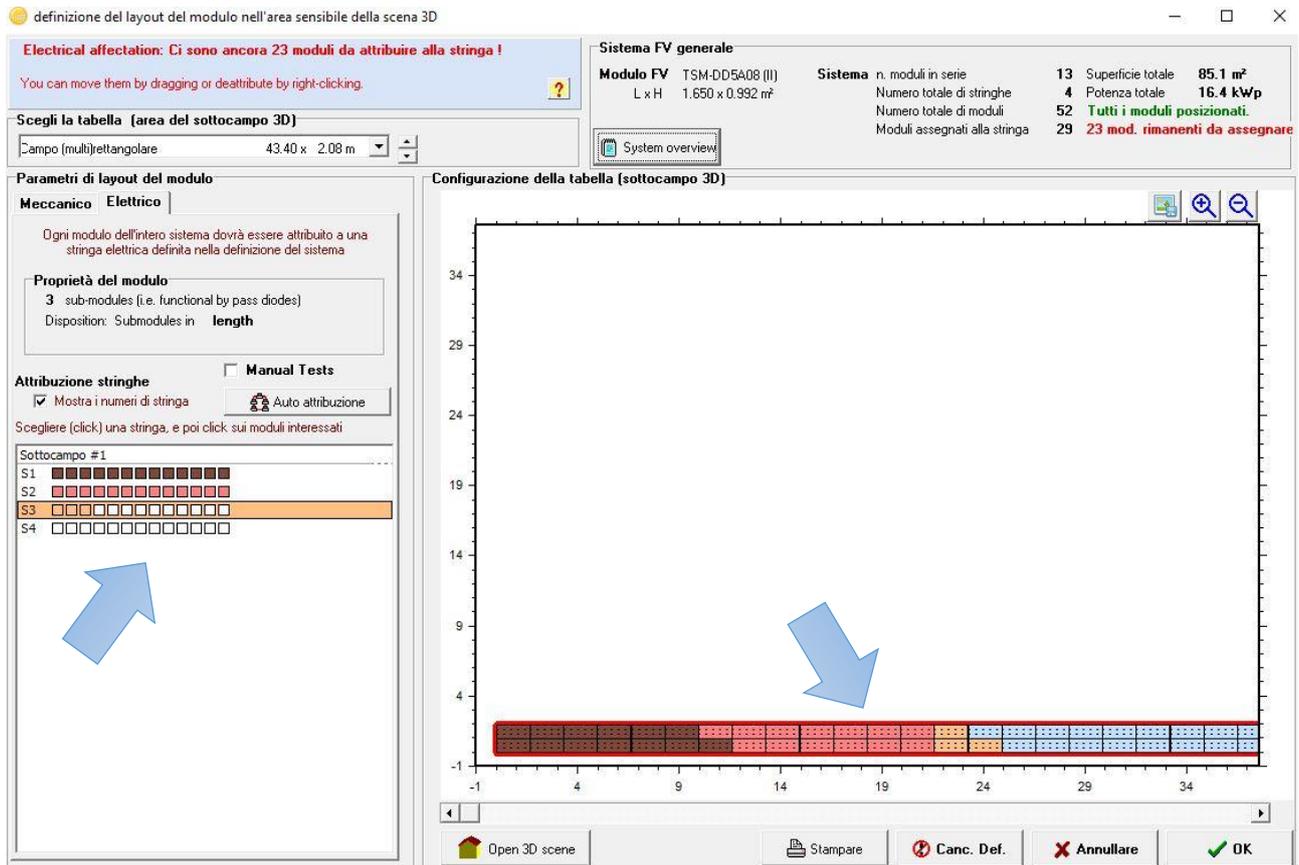


Figura C.22 Attribuzione dei moduli ad una stringa nel software PVsyst

Una volta posizionati tutti i moduli nelle rispettive stringhe è possibile visualizzare un'animazione delle ombre utile ad evidenziare eventuali ombreggiamenti. Si riportano due esempi relativi alla giornata del 21/12, considerati in orari differenti, in cui sono apprezzabili i contributi d'ombra degli ostacoli vicini. Si nota tuttavia come i due casi siano relativi ad orari poco utili alla producibilità essendo riferiti alle ore 7.00 e alle ore 18.00.

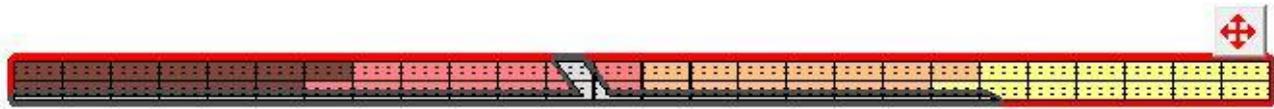


Figura C.23 Effetto delle ombre sulla stringa alle ore 7.00

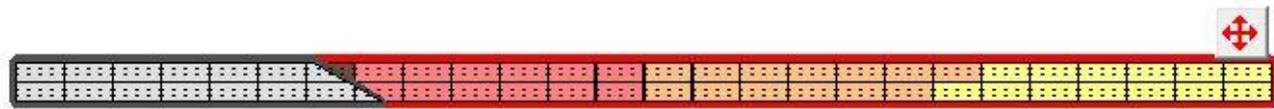


Figura C.24 Effetto delle ombre sulla stringa alle ore 18.00

Una volta definita anche quest'ultima sezione è possibile procedere alla simulazione tramite il pulsante "Run Simulation".

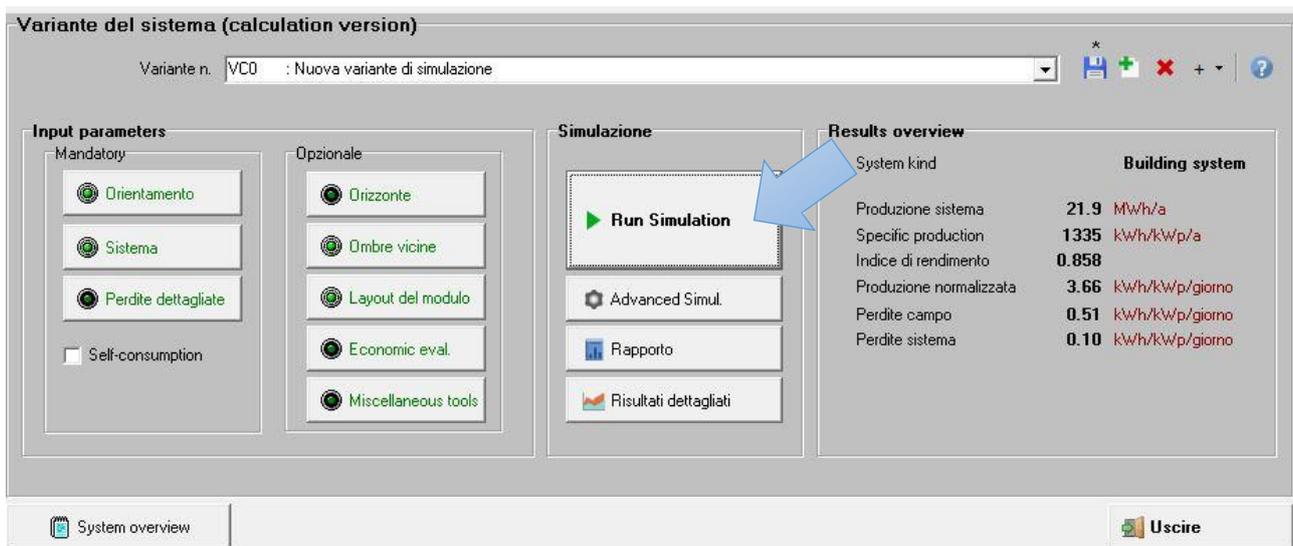


Figura C.25 Schermata di simulazione del software PVsyst

Al termine della simulazione è possibile consultare i dati sia tramite il rapporto fornito dal software sia tramite la sezione "Risultati dettagliati" nella quale sono ricavabili i valori di produzione orari per l'intero anno. Si farà l'assunzione che tali valori si mantengano costanti all'interno dell'ora considerata. Si riporta di seguito il report relativo ad una simulazione d'esempio.

Sistema connesso in rete: Parametri di simulazione

Progetto :

Luogo geografico	Casarza Ligure	Paese	Italia	
Ubicazione	Latitudine	44.27° N	Longitudine	9.43° E
Ora definita come	Ora legale	Fuso orario TU	Altitudine	24 m
	Albedo	0.20		
Dati meteo:	Casarza Ligure			

Variante di simulazione : Nuova variante di simulazione

Data di simulazione

Parametri di simulazione

Orientamento piano collettori	Inclinazione	7°	Azimut	-25°
Modelli utilizzati	Trasposizione	Perez	Diffuso	Perez, Meteonorm
Orizzonte	Altezza media	10.2°		
Ombre vicine	Detailed electrical calculation	(acc. to module layout)		

Caratteristiche campo FV

Modulo FV	Si-mono	Modello	TSM-DD5A08 (II)		
Custom parameters definition		Costruttore	Trina Solar		
Numero di moduli FV		In serie	13 moduli	In parallelo	4 stringhe
Numero totale di moduli FV		N. di moduli	52	Potenza nom. unit.	315 Wp
Potenza globale campo		Nominale (STC)	16.38 kWp	In cond. di funz.	14.78 kWp (50°C)
Caratt. di funzionamento campo FV (50°C)		U mpp	389 V	I mpp	38 A
Superficie totale		Superficie modulo	85.1 m²	Superficie cella	75.6 m²

Inverter

Custom parameters definition		Modello	Sunny Tripower 15000TL-10		
		Costruttore	SMA		
Caratteristiche		Tensione di funzionamento	240-800 V	Potenza nom. unit.	15.0 kWac
Gruppo di inverter			2 * MPPT	Potenza totale	15.0 kWac

Fattori di perdita campo FV

Fatt. di perdita termica		Uc (cost)	20.0 W/m²K	Uv (vento)	0.0 W/m²K / m/s
Perdita ohmica di cablaggio		Res. globale campo	171 mOhm	Fraz. perdite	1.5 % a STC
Perdita di qualità moduli				Fraz. perdite	-1.3 %
Perdite per "mismatch" moduli				Fraz. perdite	1.0 % a MPP
Strings Mismatch loss				Fraz. perdite	0.10 %
Effetto d'incidenza, parametrizzazione ASHRAE	IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)		Param. bo	0.05

Sistema connesso in rete: Definizione orizzonte

Progetto :

Variante di simulazione : Nuova variante di simulazione

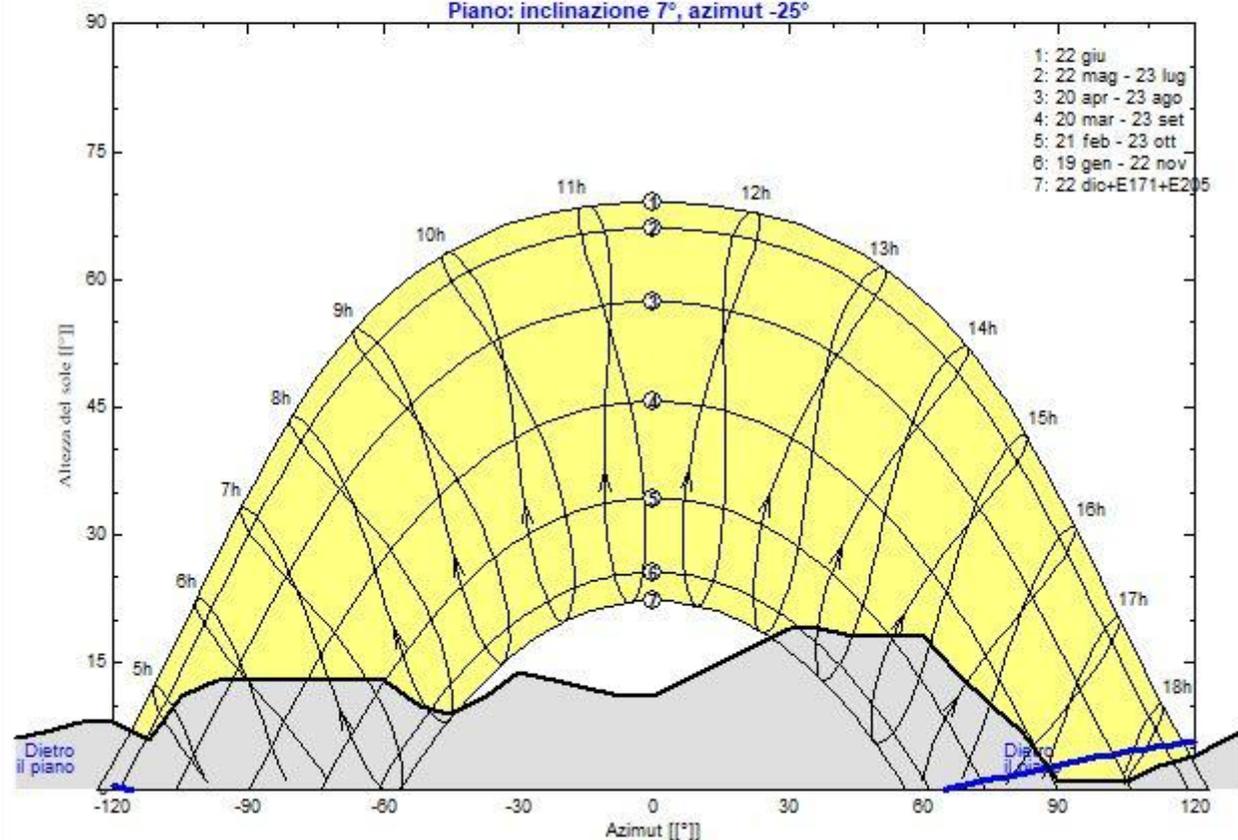
Parametri principali del sistema	Tipo di sistema	Connesso in rete	
Orizzonte	Altezza media	10.2°	
Ombre vicine	Detailed electrical calculation	(acc. to module layout)	
Orientamento campo FV	inclinazione	7°	azimut -25°
Moduli FV	Modello	TSM-DD5A08 (II)	Pnom 315 Wp
Campo FV	Numero di moduli	52	Pnom totale 16.38 kWp
Inverter	Modello	Sunny Tripower 15000TL-10	15.00 kW ac
Bisogni dell'utente			

Orizzonte	Altezza media	10.2°	Fattore su diffuso	0.95
	Fattore su albedo	100 %	Frazione albedo	0.37

Altezza [°]	6.0	6.0	8.0	8.0	8.0	6.0	7.0	8.0	8.0	6.0	11.0	13.0	13.0
Azimut [°]	-180	-172	-165	-157	-150	-142	-135	-127	-120	-112	-105	-97	-90
Altezza [°]	13.0	13.0	13.0	13.0	10.0	9.0	11.0	14.0	13.0	12.0	11.0	11.0	13.0
Azimut [°]	-82	-75	-67	-60	-52	-45	-37	-30	-22	-15	-7	0	7
Altezza [°]	15.0	17.0	19.0	19.0	18.0	18.0	18.0	14.0	10.0	7.0	1.0	1.0	1.0
Azimut [°]	15	22	30	37	45	52	60	67	75	82	90	97	105
Altezza [°]	3.0	4.0	6.0	8.0	9.0	9.0	10.0	11.0	9.0	6.0			
Azimut [°]	112	120	127	135	142	150	157	165	172	180			

Horizon file (source is not a PVsyst format!)

Piano: inclinazione 7°, azimut -25°



Sistema connesso in rete: Definizione ombre vicine

Progetto :

Variante di simulazione : Nuova variante di simulazione

Parametri principali del sistema	Tipo di sistema	Connesso in rete	
Orizzonte	Altezza media	10.2°	
Ombre vicine	Detailed electrical calculation	(acc. to module layout)	
Orientamento campo FV	inclinazione	7°	azimut -25°
Moduli FV	Modello	TSM-DD5A08 (II)	Pnom 315 Wp
Campo FV	Numero di moduli	52	Pnom totale 16.38 kWp
Inverter	Modello	Sunny Tripower 15000TL-10	15.00 kW ac
Bisogni dell'utente			

Prospettiva campo FV e area d'ombra circostante

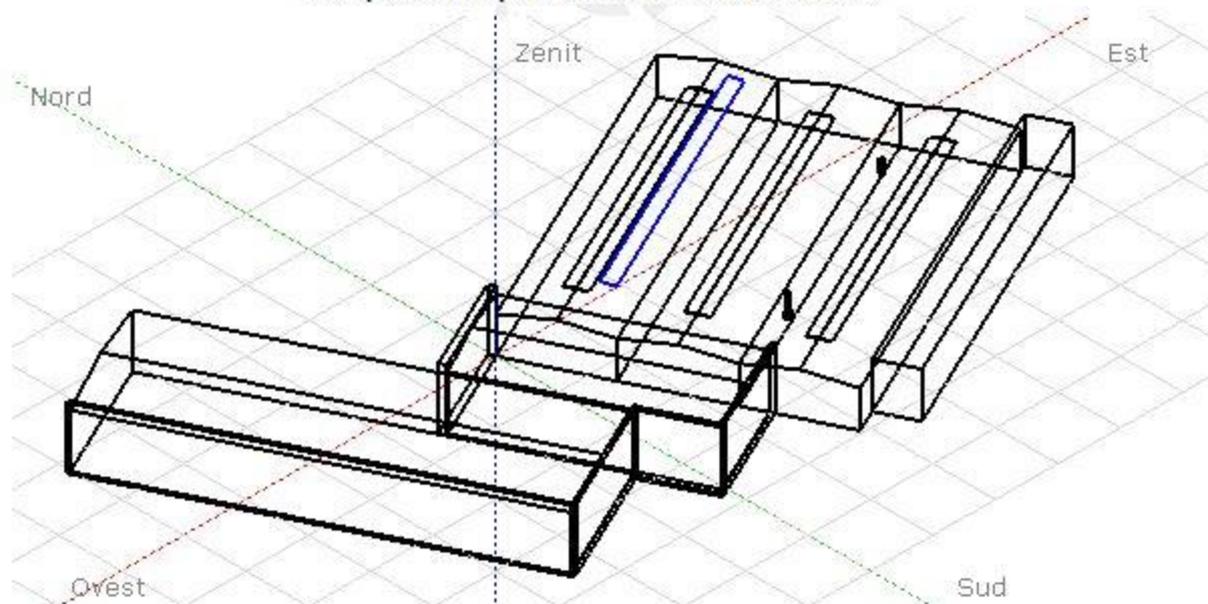
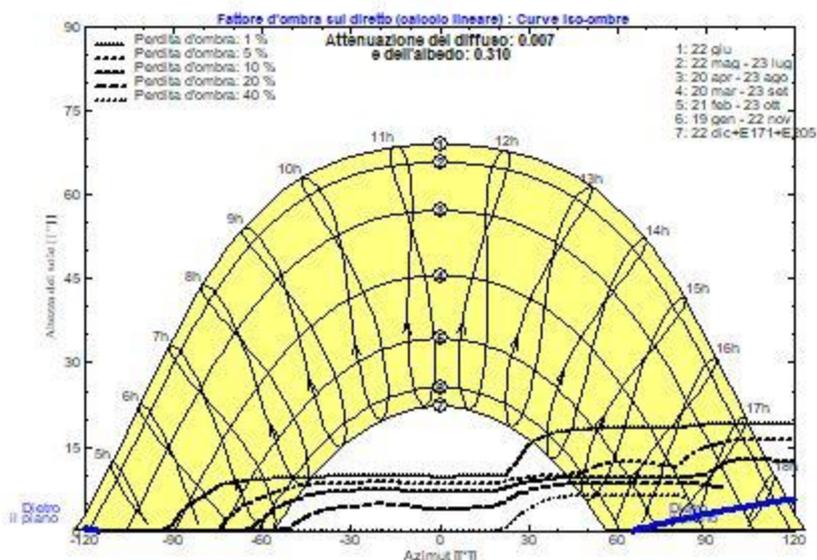


Diagramma iso-ombre

uno



Sistema connesso in rete: Risultati principali

Progetto :

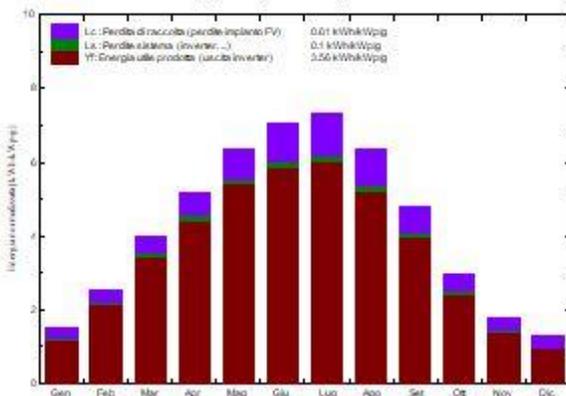
Variante di simulazione : Nuova variante di simulazione

Parametri principali del sistema	Tipo di sistema	Connesso in rete	
Orizzonte	Altezza media	10.2°	
Ombre vicine	Detailed electrical calculation	(acc. to module layout)	
Orientamento campo FV	inclinazione	7°	azimut -25°
Moduli FV	Modello	TSM-DD5A08 (II)	Pnom 315 Wp
Campo FV	Numero di moduli	52	Pnom totale 16.38 kWp
Inverter	Modello	Sunny Tripower 15000TL-10	15.00 kW ac
Bisogni dell'utente			

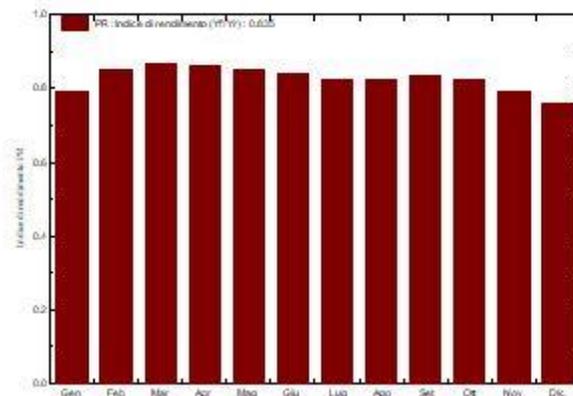
Risultati principali di simulazione

Produzione sistema	Energia prodotta	21.28 MWh/anno	Prod. spec.	1299 kWh/kWp/anno
	Indice di rendimento PR	83.48 %		

Produzione normalizzata (per kWp installato): Potenza nominale 16.38 kWp



Indice di rendimento PR

Nuova variante di simulazione
Bilanci e risultati principali

	GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR
Gennaio	40.6	23.55	9.90	46.0	38.9	0.615	0.596	0.791
Febbraio	63.6	30.51	9.30	71.1	64.1	1.018	0.992	0.852
Marzo	115.0	50.60	11.70	124.2	115.4	1.805	1.761	0.866
Aprile	147.6	60.52	14.20	154.4	145.7	2.236	2.181	0.863
Maggio	192.2	73.04	17.10	197.1	187.2	2.823	2.752	0.852
Giugno	208.5	70.89	21.00	210.9	201.1	2.971	2.894	0.838
Luglio	222.9	64.64	24.00	227.0	217.3	3.150	3.066	0.825
Agosto	189.4	58.72	24.10	197.0	187.1	2.726	2.656	0.823
settembre	135.3	48.71	21.70	144.5	135.9	2.022	1.970	0.832
Ottobre	83.7	41.85	18.10	91.9	83.1	1.273	1.240	0.824
Novembre	47.1	26.38	14.70	52.8	45.3	0.704	0.683	0.789
Dicembre	34.1	20.12	11.89	39.2	32.2	0.504	0.487	0.757
Anno	1490.0	569.51	16.52	1556.1	1453.4	21.849	21.278	0.835

Legende:	GlobHor	Irraggiamento orizz. globale	GlobEff	Globale "effettivo", corr. per IAM e ombre
	DiffHor	Irraggiamento diffuso orizz.	EArray	Energia effettiva in uscita campo
	T Amb	Temperatura ambiente	E_Grid	Energia iniettata nella rete
	GlobInc	Globale incidente piano coll.	PR	Indice di rendimento.

Sistema connesso in rete: Diagramma perdite

Progetto :

Variante di simulazione : Nuova variante di simulazione

Parametri principali del sistema	Tipo di sistema	Connesso in rete	
Orizzonte	Altezza media	10.2°	
Ombre vicine	Detailed electrical calculation	(acc. to module layout)	
Orientamento campo FV	inclinazione	7°	azimut -25°
Moduli FV	Modello	TSM-DD5A08 (II)	Pnom 315 Wp
Campo FV	Numero di moduli	52	Pnom totale 16.38 kWp
Inverter	Modello	Sunny Tripower 15000TL-10	15.00 kW ac
Bisogni dell'utente			

Diagramma perdite sull'anno intero

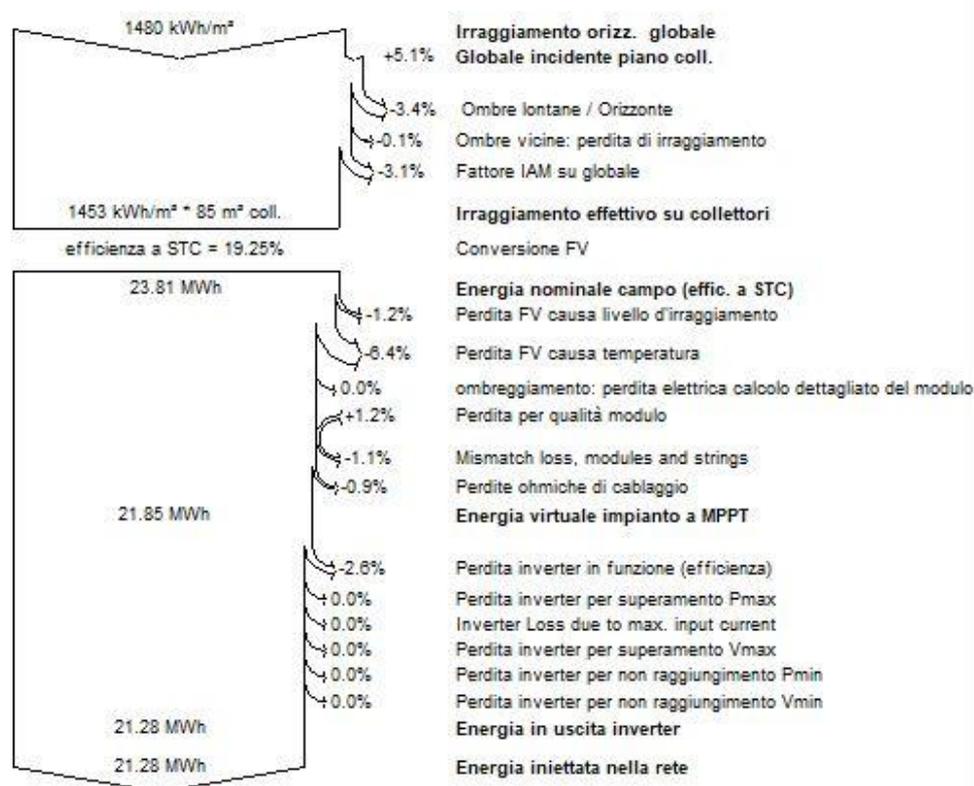


Figura 9.1.26 Esempio di report di simulazione del software PVSyst

La sezione “Risultati dettagliati” offre, come detto, la possibilità di estrapolare i risultati in diverse forme. In tale lavoro si è fatto ampio uso di tale sezione al fine di salvare i dati orari di produzione dell’impianto per l’intero anno.

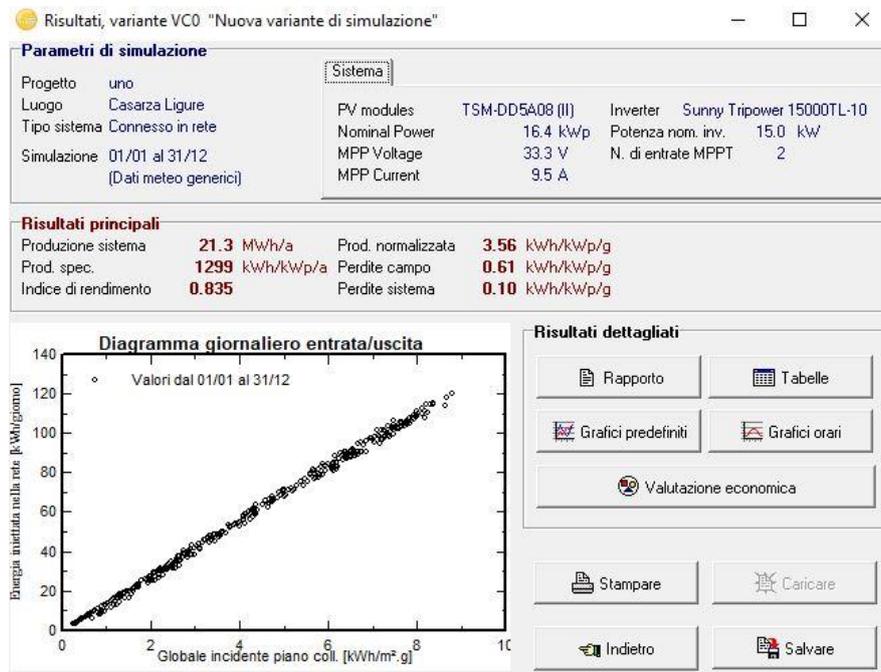


Figura 9.1.27 Schermata “Risultati dettagliati” del software PVsyst

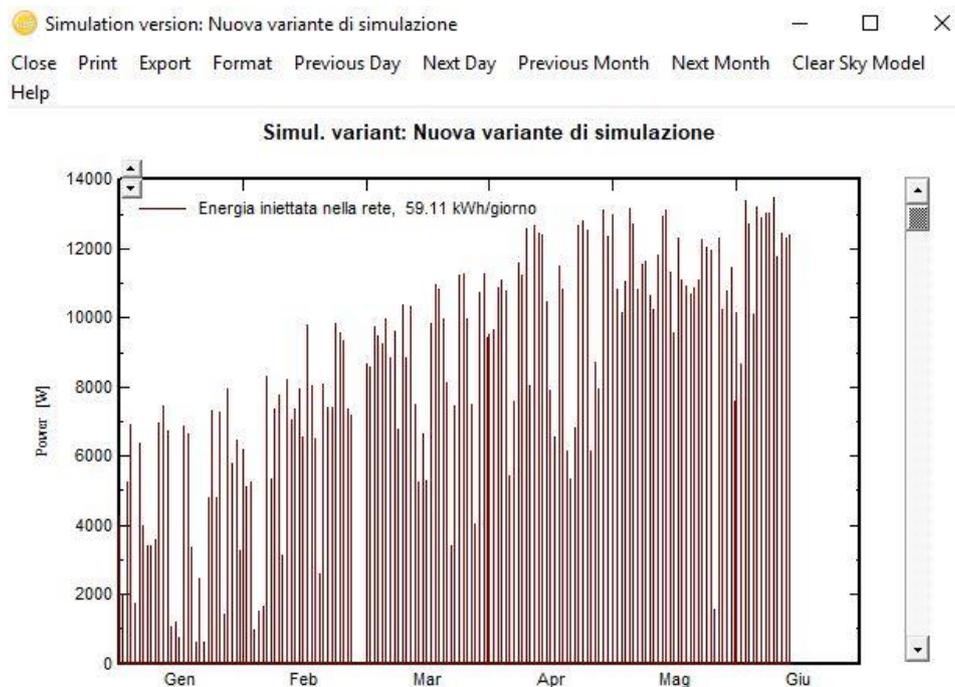


Figura C.28 Esempio di grafico di produzione generato dal software PVsyst

Bibliografia

- [1] COP21, «https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_it,» 2015. [Online].
- [2] REN21, *Renewables 2018 global status report*, 2018.
- [3] *Decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28*.
- [4] GSE, «Conto Energia,» 2006-2013.
- [5] *Decreto legislativo 22 giugno 2012, n.83*.
- [6] Ministero dello Sviluppo Economico, *Bozza decreto FER 2018 - 2020*.
- [7] GSE, *GSE ruolo ed attività*.
- [8] A. Ciocia, *Tesi di laurea magistrale, "Sistema fotovoltaico ad alte prestazioni integrato in barriere acustiche"*, 2012.
- [9] GSE, «Regole Tecniche per lo scambio sul posto».
- [10] ARERA, «<https://bolletta.arera.it/bolletta20/index.php/home/elettricit/sintesi-degli-importi-fatturati-voci-di-spesa-e-prezzi-unitari>,» [Online].
- [11] P. D. Leo, *Appunti del corso "Progettazione di impianti elettrici"*, Politecnico di Torino.
- [12] ENEA, «<http://www.solaritaly.enea.it/>,» [Online].
- [13] F. Spertino, *"Conversione fotovoltaica dell'energia"*, Politecnico di Torino, 2010.
- [14] PVGIS, «<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>,» [Online].
- [15] S. Castello e F. De Lia, *Il fotovoltaico - ENEA*, 2006.
- [16] G. Venchi, *Appunti per il corso di Impianti di energia solare*, 2014.
- [17] CEI 0-21, *"Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti BT delle imprese distributrici di energia elettrica"*, 2016/2017V1.
- [18] CEI 64-8, *Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1.000V in corrente alternata e a 1.500 V in corrente continua*, 2012/2017V4.
- [191] G. Chicco, *Appunti del corso "Distribuzione ed utilizzazione dell'energia elettrica"*, Politecnico di Torino.
- [20] CEI 0-16, *"Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica"*, 2016.
- [21] UE, *Regolamento Europeo sui Prodotti da Costruzione (CPR) 305/2011*.
- [22] R. Napoli, *Sicurezza elettrica ed impianti di terra*, Politecnico di Torino, 2013.

- [23] GME, «<http://www.mercatoelettrico.org/It/Statistiche/ME/DatiSintesi.aspx>,» [Online].
- [24] A. Carullo, A. Castellana, A. Vallan, A. Ciocia e F. Spertino, «Uncertainty issues in the experimental assessment of degradation rate».
- [25] Camera di commercio, *Prezzario regionale Piemonte 2018 - Impianti elettrici e speciali*.