

POLITECNICO DI TORINO

*Corso di Laurea Magistrale
in Ingegneria Energetica e Nucleare*

Tesi di Laurea Magistrale



*Progettazione di un impianto fotovoltaico connesso
alla rete e valutazioni economiche dell'accumulo
elettrochimico*

Relatore
Prof. Filippo Spertino

Candidato
Gabriele Monti

A.A. 2018 – 2019

Sommario

1	INTRODUZIONE	4
2	LE ENERGIE RINNOVABILI NEL SETTORE ELETTRICO ITALIANO	6
3	LA TECNOLOGIA FOTOVOLTAICA	10
4	INVERTER.....	22
5	ACCUMULO ELETTROCHIMICO.....	25
6	INCENTIVAZIONE DELL'ENERGIA FOTOVOLTAICA IN ITALIA	32
6.1	RITIRO DEDICATO	32
6.2	SCAMBIO SUL POSTO	34
6.3	D.M. 04/07/2019	40
6.4	GARANZIE DI ORIGINE	42
6.5	CONCLUSIONI SUGLI INCENTIVI	44
7	PRESENTAZIONE DEL PROGETTO	45
7.1	IMPIANTO UTILIZZATORE	46
7.2	UBICAZIONE IMPIANTO FV, VINCOLI E ITER AUTORIZZATIVO.....	49
7.3	RICERCA DELLA MIGLIORE CONFIGURAZIONE.....	50
7.4	CALCOLO DELLA PRODUCIBILITÀ.....	51
8	INDIVIDUAZIONE DELLA MIGLIORE CONFIGURAZIONE REALIZZABILE	62
8.1	SCENARIO 1 – ENERGIA PRODOTTA UGUALE AL CONSUMO	64
8.2	SCENARIO 2 – MASSIMA PRODUZIONE ENERGETICA	65
8.3	SCENARIO 3 – ACCUMULO ELETTROCHIMICO	66
8.4	CONCLUSIONI VALUTAZIONI ECONOMICHE	71
9	PROGETTO DEFINITIVO DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO	72
9.1	SCELTA DI MODULI FV E INVERTER	73

9.2 CARATTERISTICHE ELETTRICHE DELLA STRINGA	77
9.3 VERIFICHE CONNESSIONE MODULI-INVERTER.....	78
9.4 CAVI ELETTRICI.....	79
9.5 ANALISI PRODUCIBILITÀ IMPIANTO DEFINITIVO.....	82
9.6 ANALISI ECONOMICA IMPIANTO DEFINITIVO	83
ALLEGATO 9.A: LAYOUT IMPIANTO FV	84
ALLEGATO 9.B: SCHEMA ELETTRICO CORRENTE CONTINUA IMPIANTO FV.....	84
CONCLUSIONI	87
BIBLIOGRAFIA.....	89
SITOGRAFIA.....	92
RINGRAZIAMENTI	93

1 Introduzione

Le riserve energetiche endogene del nostro pianeta non sono in grado di rinnovarsi allo stesso ritmo al quale vengono sfruttate. L'aumento della concentrazione di anidride carbonica nell'atmosfera è un fenomeno attribuito principalmente all'attività antropica ed è una diretta conseguenza dell'intensivo sfruttamento dei combustibili fossili che, estratti dal sottosuolo e bruciati, diluiscono nell'atmosfera diversi gas serra inquinanti per l'ambiente e pericolosi per la salute dell'uomo. La necessità di contrastare i più recenti segni dei cambiamenti climatici, unitamente al desiderio di affrancarsi dalla dipendenza economico-politica dovuta agli approvvigionamenti energetici tramite paesi terzi, spinge con forza i paesi più industrializzati del mondo ad investire nella sostenibilità energetica, economica e sociale. Su questo paradigma, 195 paesi del mondo hanno siglato nel 2015 l'Accordo di Parigi, un accordo legalmente vincolante che ha dato un chiaro segnale a tutti gli attori principali del settore politico-energetico, ovvero che vi è una transizione energetica in atto e che occorre rimpiazzare le fonti fossili con quelle rinnovabili, al fine di contenere il riscaldamento globale del pianeta al di sotto dei 2°C, concentrando gli sforzi per limitare questo incremento a 1,5°C.

Per il settore elettrico la transizione energetica non sarà semplice poiché l'aumentare dell'incidenza della capacità produttiva installata da fonti rinnovabili non programmabili, quali fotovoltaico ed eolico, determina forti instabilità nelle infrastrutture del sistema elettrico a causa della non programmabilità temporale di sfruttamento della fonte energetica: la risorsa può essere disponibile anche quando non vi è sufficiente richiesta di energia elettrica. Va ricordato che gli impianti di produzione che utilizzano i combustibili fossili più abbondanti, come carbone e uranio, presentano una scarsa flessibilità nell'inseguire la domanda energetica istantanea, mentre quelli che utilizzano petrolio e gas naturale, meno abbondanti, hanno maggiore flessibilità.

Una possibile soluzione alla non programmabilità di tali fonti energetiche inesauribili consiste nell'accumulare l'energia in esubero mediante appositi sistemi per poi utilizzarla quando essa è richiesta. Ad oggi, tra le soluzioni che hanno raggiunto un buon grado di maturità tecnologica e commerciale in termini di prestazioni ed affidabilità vi è senza dubbio l'accumulo elettrochimico, nonostante i costi di tale tecnologia siano ancora relativamente elevati.

È in questo contesto che nasce il presente lavoro di tesi, incentrato sulla tecnologia fotovoltaica. In questo elaborato vengono effettuate delle valutazioni energetico-economiche volte ad individuare le migliori configurazioni impiantistiche, dal punto di vista della sostenibilità e del rispetto delle criticità del sistema elettrico. La configurazione che risulterà più vantaggiosa verrà presa come riferimento per eseguire la progettazione dell'impianto fotovoltaico che sorgerà nel Porto Nuovo di Mazara del Vallo, in provincia di Trapani.

2 Le energie rinnovabili nel settore elettrico italiano

La Strategia Energetica Nazionale (SEN) presentata nel 2017 ha delineato i passi necessari da compiere affinché si possano adeguare gli obiettivi dell'Italia in merito alla decarbonizzazione del settore energetico da conseguire al 2030, coerentemente con gli obiettivi stabiliti dalla “*Energy Road Map 2050*” europea che prevedono, entro il 2050, un abbattimento dell'80% delle emissioni rispetto al 1990. Per quanto concerne il settore elettrico, bisogna tener conto che una maggiore produzione da fonti rinnovabili non programmabili (FRNP) compromette la stabilità del sistema. Per comprendere come tale fenomeno renda più complesso il funzionamento del sistema elettrico, vengono di seguito riportate le condizioni tecniche più rilevanti che devono essere rigorosamente rispettate per un corretto esercizio della rete. Queste possono essere riassunte nei seguenti punti:

- Bilanciamento: l'energia elettrica immessa in rete, al netto delle perdite di trasporto e distribuzione, deve essere istantaneamente consumata;
- Frequenza e tensione: le caratteristiche elettriche di frequenza e tensione di esercizio della rete devono essere mantenute in un intervallo di valori molto ristretto per salvaguardare la sicurezza degli impianti;
- Capacità di trasporto: gli elettrodotti hanno una capacità di trasporto limitata, per cui è necessario ridurre al minimo i rischi di sovraccarichi e congestioni interzonali tramite la gestione efficiente delle risorse e gli interventi sulle infrastrutture.

La generazione da FRNP, quali eolica e fotovoltaica, subisce repentine fluttuazioni su base oraria, rendendo talvolta necessario l'intervento di impianti convenzionali a basso rendimento ma che offrono tempi di risposta più rapidi in termini di adattamento al carico.

Secondo le previsioni della International Energy Agency, queste due tipologie di impianti rappresenteranno oltre l'80% delle nuove installazioni a livello globale nel quinquennio 2017-2022, stimando che la potenza fotovoltaica installata cumulata sarà di circa 880 GW al 2022. In Italia, la potenza efficiente lorda da fonti rinnovabili è sintetizzata nei report annuali sugli impianti di generazione dalla società proprietaria della rete di trasmissione nazionale in alta e altissima tensione (Terna).

Nel seguente grafico, sono mostrati i dati degli ultimi cinque anni:

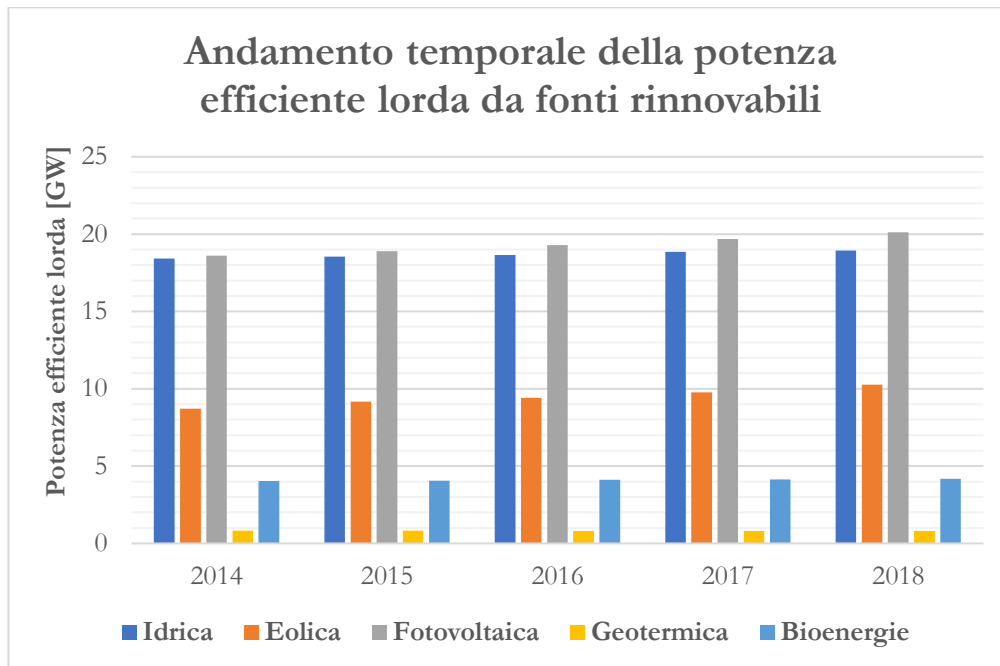


Figura 1. Potenza efficiente lorda da fonti rinnovabili in Italia negli anni 2014-2018. Fonte: Terna

Analizzando i dati sopra rappresentati, si può notare che nel 2018 le capacità di generazione da eolico e da fotovoltaico sono cresciute rispettivamente del 18% e dell'8% rispetto al 2014. Un'ulteriore considerazione da fare è che nel 2014 la potenza efficiente lorda dal fotovoltaico ha superato quella relativa all'idroelettrico, portandosi, nel 2018, al 37% del totale:

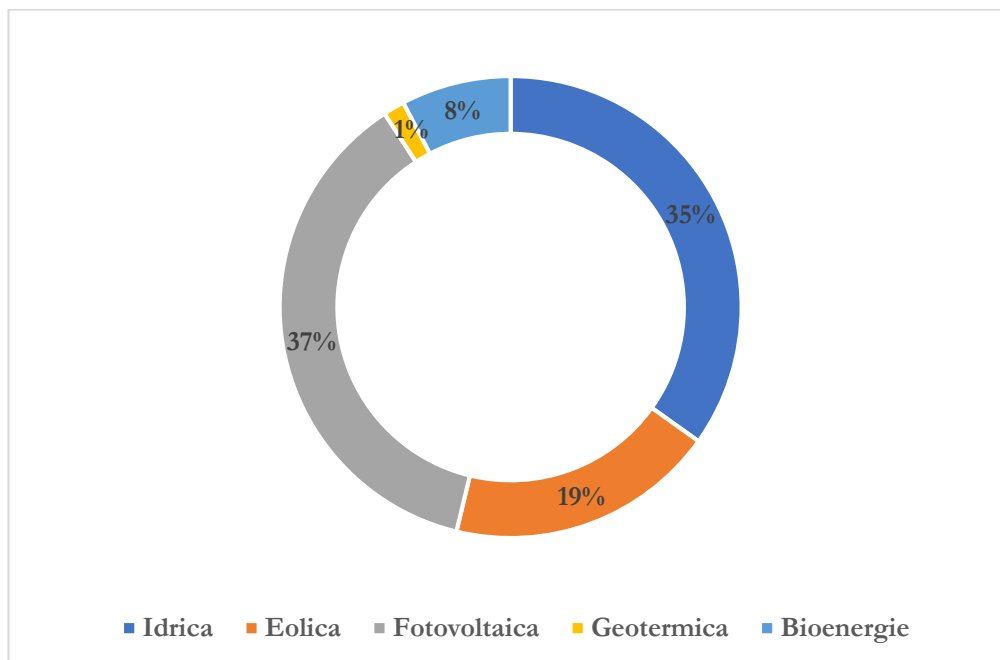


Figura 2. Dettaglio percentuale della potenza efficiente lorda da fonti rinnovabili in Italia nel 2018. Fonte: Terna

Nonostante ciò, a causa delle ridotte ore equivalenti di funzionamento annuali degli impianti fotovoltaici dovute alla naturale intermittenza della fonte, l'energia elettrica da essi prodotta è ridimensionata rispetto al mix di produzione, come mostrato nella figura seguente:

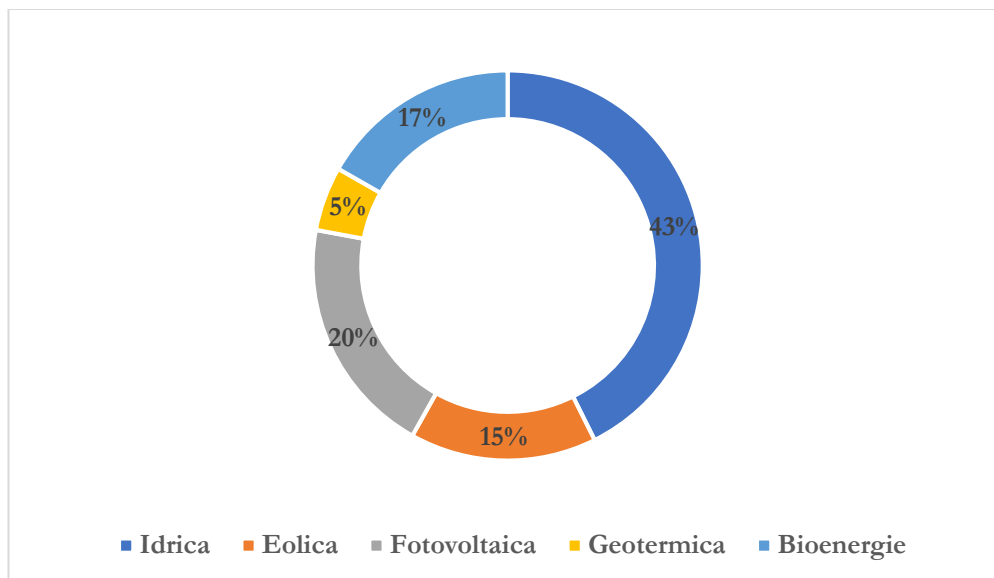


Figura 3. Dettaglio percentuale dell'energia lorda prodotta da fonti rinnovabili in Italia nel 2018. Fonte: Terna

Nel 2018, la produzione di energia lorda da fonti rinnovabili è stata pari a 114,4 TWh e ha coperto il 35,1% della domanda di elettricità del Paese.

Nel grafico seguente è mostrata la produzione annuale della sola fonte fotovoltaica dal 2009 al 2018:

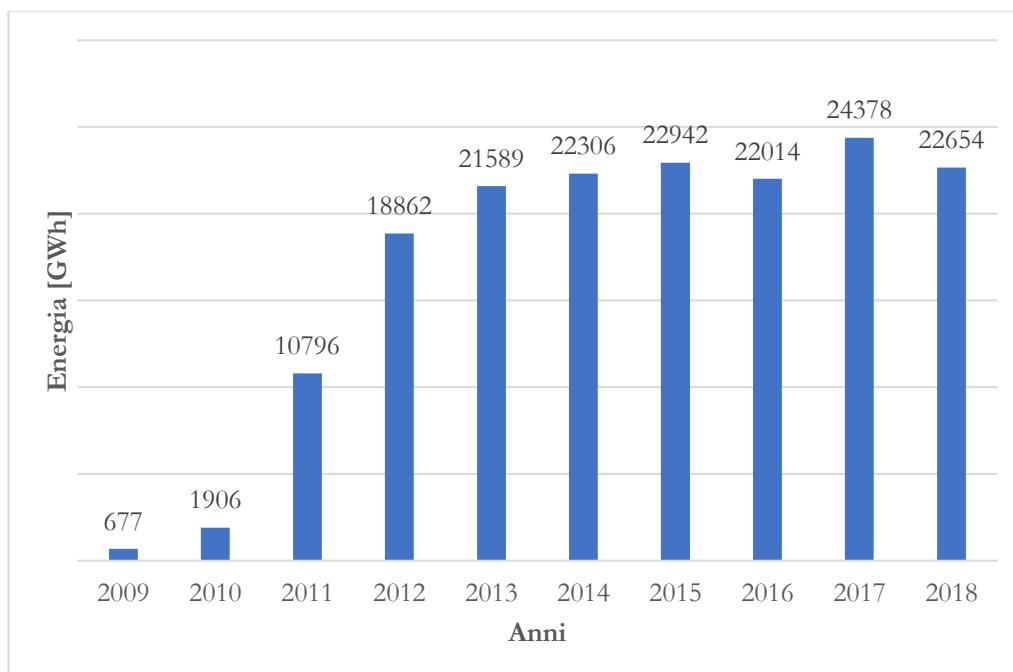


Figura 4. Andamento annuale della produzione energetica da fonte fotovoltaica in Italia. Fonte: GSE

In Fig. 4 si nota la rapida evoluzione che ha interessato lo sfruttamento di questa fonte in particolare fino al 2013, anno in cui terminarono gli incentivi del Quinto Conto Energia per il raggiungimento della quota stanziata di 6,7 miliardi di euro cumulati nell'anno solare. Come visto in Fig. 2, le installazioni di nuovi impianti sono cresciute nel tempo grazie ai meccanismi incentivanti ancora attivi e all'evoluzione della tecnologia che, con efficienze di conversione sempre maggiori, ha reso più convenienti gli investimenti nel settore.

3 La tecnologia fotovoltaica

La potenza solare intercettata dall'atmosfera terrestre è di circa 174.300 TW, fornendo un'energia pari a circa 10 mila volte il consumo mondiale.

L'irradianza solare sulla superficie atmosferica è chiamato "costante solare". Il termine "costante" può risultare improprio dal momento che questo valore è influenzato dall'attività solare come, ad esempio, il verificarsi del fenomeno delle macchie solari. Inoltre, esso dipende anche dalla distanza del Sola dalla Terra, che varia durante l'anno. Il valore della costante solare è superiore ai 1350 W/m². Nell'attraversare l'atmosfera terrestre, parte della radiazione solare interagisce con essa dando luogo a fenomeni di riflessione e assorbimento, specialmente ad opera del vapore acqueo, dell'ozono, dell'ossigeno e dell'ossido di carbonio. Vi è poi il fenomeno di diffusione della radiazione solare dovuta alla massa d'aria e alle particelle in essa sospese.

Si distinguono quindi due tipi di radiazione solare che, sommati, restituiscono la radiazione globale:

- Radiazione solare diretta;
- Radiazione solare diffusa.

Quest'ultima è caratterizzata da una distribuzione spettrale più accentuata nella componente ultravioletta ed assume valori tipici del 10% ÷ 20% durante le giornate soleggiate, fino al 100% quando vi è cielo coperto.

Considerato che i fenomeni determinanti la riduzione della radiazione solare sono tanto maggiori quanto più lungo è lo spazio attraversato all'interno dell'atmosfera, viene definito il coefficiente adimensionale AM (Air Mass):

$$AM = \frac{P}{P_0 \sin \theta} \quad (3.1)$$

In cui:

P : pressione atmosferica nel punto di interesse;

P_0 : pressione atmosferica di riferimento, pari a 101325 Pa;

θ : angolo di incidenza della radiazione solare rispetto all'orizzonte.

Assumendo che la pressione del luogo di interesse sia uguale a quella di riferimento, l'indice AM assume i seguenti valori:

- $AM = 1$ quando la radiazione solare è perpendicolare rispetto all'orizzonte;
- $AM = 2$ quando la radiazione solare forma un angolo di 30° rispetto all'orizzonte.

Considerato che durante l'arco della giornata l'angolo di incidenza dalla radiazione solare varia continuamente, si assume un valore medio di AM pari a 1,5 col quale vengono effettuate le prove sperimentali di laboratorio al fine di unificare la metodologia di calcolo delle prestazioni dei moduli fotovoltaici. Gli altri due parametri di controllo utilizzati per i test sono la temperatura T e l'irradianza G . Le condizioni standard di test (STC) sono dunque:

- $AM = 1$;
- $G = 1000 \text{ W/m}^2$;
- $T = 25 \text{ }^\circ\text{C}$.

I moduli fotovoltaici sono costituiti da più piccole unità chiamate “celle fotovoltaiche”. Le celle solari più comuni sono fatte di silicio, un materiale avente le proprietà di semiconduttore e, dopo l'ossigeno, è l'elemento più abbondante sulla Terra.

Gli elettroni appartenenti agli atomi dei materiali isolati sono bloccati in uno stato energetico relativamente piccolo detto “banda di valenza” e non possono spostarsi allo stato energetico maggiore definito “banda di conduzione”.

Gli elettroni degli atomi dei materiali conduttori, ovvero metallici, possono spostarsi dalla banda di valenza a quella di conduzione. Un campo elettrico, opportunamente applicato al conduttore, provoca il movimento degli elettroni dando origine ad una corrente elettrica.

Nei materiali semiconduttori la differenza tra gli stati energetici relativi alle bande di valenza e di conduzione è piccola: gli elettroni possono quindi spostarsi dalla banda di valenza alla banda di conduzione ricevendo dall'esterno un'adeguata quantità di energia. Quando l'energia esterna che causa questo salto energetico è dovuta all'interazione tra elettrone e fotone, si parla di “effetto fotovoltaico”. Tale fenomeno può essere considerato come una sottocategoria del più generale “effetto fotoelettrico”, secondo il quale l'energia fornita dalla radiazione elettromagnetica, ovvero un fascio di fotoni, causa l'emissione di uno o più elettroni da un materiale.

L'effetto fotovoltaico rende quindi un materiale semiconduttore simile ad un materiale conduttore. Il silicio è un elemento appartenente al gruppo 14 della tavola periodica e come tale possiede quattro elettroni di valenza. Un materiale composto esclusivamente da silicio è perciò elettricamente neutro: condividendo gli elettroni di valenza, ciascun atomo di silicio, circondato da altri quattro, raggiunge la configurazione stabile dell'ottetto. Al fine di creare un generatore elettrico, si ricorre al drogaggio del silicio, ovvero si inseriscono delle impurità al fine di ottenere la giunzione P-N. Dato che il fosforo ha cinque elettroni di valenza, inserendo tali atomi nel silicio si forma un eccesso di cariche negative ottenendo un drogaggio negativo del silicio (N). Analogamente, inserendo il boro che possiede tre elettroni di valenza, si forma un difetto di cariche negative che prende il nome di lacuna. Il silicio è così drogato positivamente (P). La giunzione P-N si ottiene quindi dal contatto tra i semiconduttori aventi le due tipologie di drogaggio sopra descritte. L'interfaccia tra le due giunzioni vede gli elettroni dello strato N addensarsi verso le corrispondenti lacune dello strato P, ionizzando negativamente lo strato prossimo all'interfaccia P e positivamente lo strato prossimo all'interfaccia N. Una volta raggiunto l'equilibrio, la distribuzione di cariche dà luogo ad un campo elettrico che non permette più agli elettroni di oltrepassare l'interfaccia della giunzione. Questa regione è chiamata "regione di carica spaziale" o "zona di svuotamento" e si comporta da isolante elettrico.

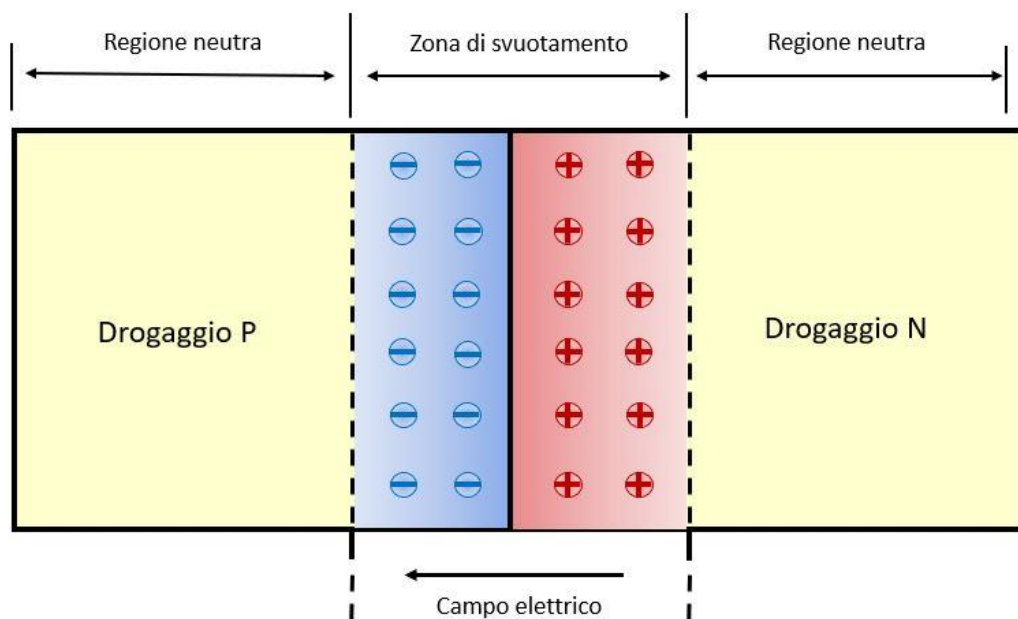


Figura 5. Rappresentazione schematizzata di una giunzione P-N

Quando si verifica l'effetto fotovoltaico si generano delle coppie elettrone-lacuna. Se ciò avviene all'interno della zona di svuotamento, l'elettrone risente dell'azione del campo elettrico ed oltrepassa l'interfaccia migrando verso lo strato N. Di conseguenza si formano le corrispondenti lacune nello strato P ed il sistema si trova in uno stato di instabilità dovuto dell'eccesso di elettroni nello strato N e di lacune nello strato P. A questo punto, applicando un carico esterno ΔU , gli elettroni si muovono determinando una corrente elettrica. La giunzione P-N assume il comportamento di un diodo, ovvero permette il passaggio del flusso di elettroni in un solo verso. Ciò che si fa comunemente nella pratica, al fine di rendere le celle fotovoltaiche più performanti, è di formare uno strato superiore N molto sottile con un elevato drogaggio, mentre lo strato inferiore viene realizzato più spesso e con un drogaggio minore. Questa configurazione consente di ottenere sia una zona di svuotamento più ampia rispetto al caso simmetrico, permettendo una generazione maggiore di corrente elettrica, sia di aumentare l'effetto fotovoltaico nella stessa zona. Ciò assume una grande importanza in quanto la maggior parte delle coppie elettrone-legame formate dall'effetto fotovoltaico nelle zone distanti da quella di svuotamento tende a ricombinarsi.

Affinché si verifichi l'effetto fotovoltaico, i fotoni devono possedere un'energia sufficiente a far passare l'elettrone dalla banda di valenza alla banda di conduzione:

$$E_{ph} = h\nu = \frac{hc}{\lambda} \geq E_g \quad (3.2)$$

In cui:

E_{ph} : energia del fotone;

h : costante di Planck;

ν : frequenza di vibrazione;

c : velocità della luce;

λ : lunghezza d'onda.

E_g : divario energetico tra le due bande.

Analizzando l'energia relativa alle lunghezze d'onda della radiazione elettromagnetica solare, la si può confrontare con l'energia richiesta per far avvenire lo spostamento di un elettrone dalla banda di valenza a quella di conduzione.

Nella tabella seguente sono mostrati i *gap* energetici dei semiconduttori più diffusi:

Gap energetici [eV]	
Silicio cristallino (c-Si)	1,12
Silicio amorfo (a-Si)	1,75
Germanio (Ge)	0,67
Arseniuro di Gallio (GaAs)	1,42
Fosfuro di Indio (InP)	1,34
Diseleniuro Indio Rame (CuInSe)	1,05
Tellururo di Cadmio (CdTe)	1,45
Solfuro di Cadmio (CdS)	2,4

Figura 6. Gap energetici dei principali semiconduttori.

Dato quanto appena spiegato, esiste un limite inferiore all'energia che i fotoni devono possedere affinché diano luogo all'effetto fotovoltaico. Tenendo presente il limite teorico della lunghezza d'onda λ :

$$\lambda_{max} = \frac{h \cdot c}{E_{gap}}$$

È possibile rappresentare graficamente il range energetico di conversione per il silicio:

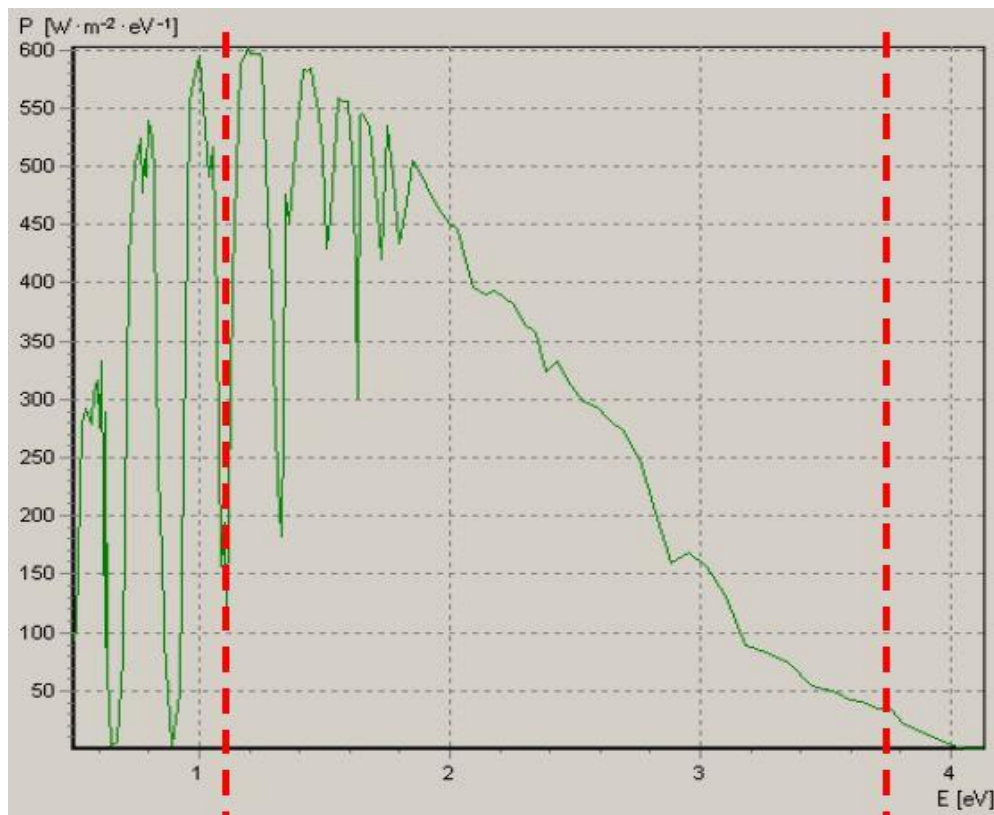


Figura 7. Limiti di conversione per il silicio.

Fonte: "Struttura e funzionamento della cella fotovoltaica"

I principali fattori di perdita che incidono sulle prestazioni di conversione energetica sono i seguenti:

- L'energia posseduta dalla radiazione elettromagnetica sfruttabile non è interamente convertibile: i fotoni aventi un'energia maggiore di quella necessaria a creare la coppia elettrone-lacuna perdono il loro surplus energetico, dissipandolo in calore;
- Alcuni fotoni che irradiano la cella vengono riflessi, mentre altri interagiscono con gli elettrodi frontali (*fingers* e *busbars*) i quali, caratterizzati da una resistenza elettrica, sono anche una fonte di perdita energetica per effetto Joule;
- Delle coppie elettrone-lacuna si ricombinano anche quando esse si formano all'interno della zona di svuotamento;
- Sorgono delle correnti di dispersione sulle superfici laterali delle celle.

Per confrontare le prestazioni energetiche di diverse tecnologie di celle fotovoltaiche è possibile diagrammare la risposta spettrale $S(\lambda)$ per differenti tipi di celle in funzione della lunghezza d'onda della radiazione solare. La risposta spettrale ideale è definita come il rapporto tra la carica elettronica "e" prodotta dalla cella e l'energia fotonica E_{ph} incidente su di essa:

$$S_{id}(\lambda) = \frac{e}{E_{ph}} = \frac{e}{hc} \lambda \quad (3.3)$$

All'aumentare della lunghezza d'onda λ , la risposta spettrale reale tende ad aumentare. Tuttavia, questa si scontra con le proprietà caratteristiche dei materiali che compongono la cella. Ciò rende differente la carica generata su celle fotovoltaiche costruite con materiali diversi.

Nel seguente grafico sono rappresentate le risposte spettrali delle celle fotovoltaiche di silicio monocristallino *m-Si*, silicio policristallino *p-Si*, silicio amorfo *a-Si*, tellururo di cadmio *CdTe*:

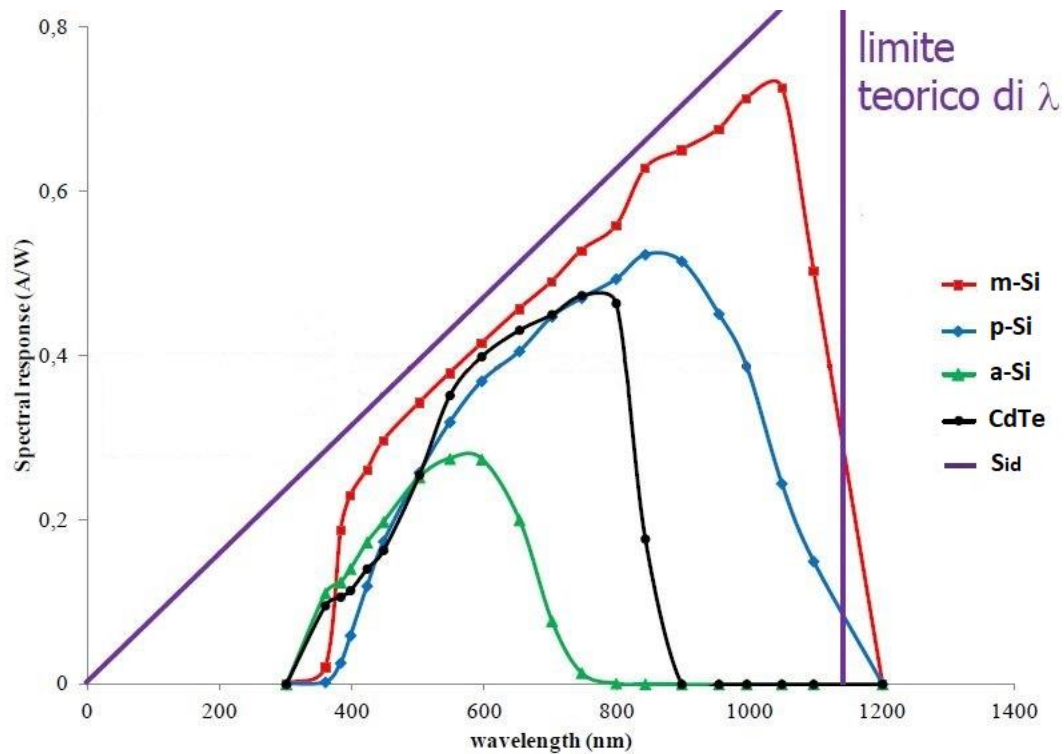


Figura 8. Risposta spettrale di diverse tipologie di cella fotovoltaica.
Fonte: "Struttura e funzionamento della cella fotovoltaica"

È possibile notare come il silicio monocristallino generi una maggiore carica elettrica a parità di energia fotonica rispetto alle altre tecnologie considerate. Inoltre, esso si avvicina di più alla risposta spettrale ideale per la gran parte dello spettro solare. Le celle di silicio amorfo e quelle di tellururo di cadmio rispondono meglio allo spettro ultravioletto (lunghezza d'onda inferiore ai 380 nm) sebbene abbiano delle prestazioni notevolmente inferiori per la restante parte dello spettro.

La densità superficiale di corrente J_{ph} che si forma nella cella dipenderà dalla risposta spettrale $S(\lambda)$ e dalla radiazione solare incidente $g(\lambda)$, secondo la seguente relazione:

$$J_{ph} = \int g(\lambda) \cdot S(\lambda) d\lambda \quad (3.4)$$

A parità di tecnologia e irraggiamento, la corrente elettrica della cella fotovoltaica è direttamente proporzionale alla sua area. Nella pratica si ottengono superfici maggiori tramite l'accoppiamento di diverse celle fotovoltaiche tra loro, realizzando quindi un modulo fotovoltaico. Tuttavia, ciò dà luogo a perdite energetiche: è il caso

del *mismatching* delle caratteristiche corrente-tensione dei moduli dovuto alle tolleranze di fabbricazione delle celle PV, ma anche a causa di ombreggiamenti parziali dei moduli stessi.

Per comprendere tale fenomeno, bisogna prima effettuare un'analisi della curva caratteristica corrente-tensione $I(U)$ di una cella. Applicando una tensione esterna ΔU ad una cella PV, questa assume il comportamento di un diodo. Ciò schematizza il funzionamento della cella quando questa è al buio. La relazione tra corrente I e tensione U per un diodo a giunzione, utilizzando la convenzione di segno degli utilizzatori per la quale è positiva la corrente entrante, è la seguente:

$$I = I_0 \left(e^{\frac{qU}{kT}} - 1 \right) \quad (3.4)$$

in cui:

I_0 : corrente di saturazione del diodo [A];

q : valore assoluto della carica elettrica dell'elettrone [C];

U : tensione [V];

k : costante di Boltzmann [J/K];

T : temperatura assoluta della cella [K].

In presenza dell'effetto fotovoltaico, viene generata una corrente I_{SC} , detta "corrente di cortocircuito", proporzionale all'area di giunzione e all'irraggiamento solare. La corrente di cortocircuito è un parametro caratteristico delle celle PV. L'equazione caratteristica della I-U della cella PV, utilizzando la convenzione di segno dei generatori per la quale è positiva la corrente uscente, è la seguente:

$$I = I_{SC} - I_0 \left(e^{\frac{qU}{kT}} - 1 \right) \quad (3.5)$$

Un altro parametro caratteristico delle celle PV è la tensione a vuoto U_{OC} , ottenuta ponendo l'equazione (3.5) uguale a zero:

$$I_{SC} - I_0 \left(e^{\frac{qU}{kT}} - 1 \right) = 0 \quad (3.6)$$

$$U_{OC} = \frac{kT}{q} \ln \left(\frac{I_{SC}}{I_0} + 1 \right) \quad (3.7)$$

Valori tipici di U_{OC} per le celle al silicio sono compresi nell'intervallo $0,5 \text{ V} \div 0,6 \text{ V}$. La curva di funzionamento che mostra gli andamenti I-U nel funzionamento da generatore e da utilizzatore è la seguente:

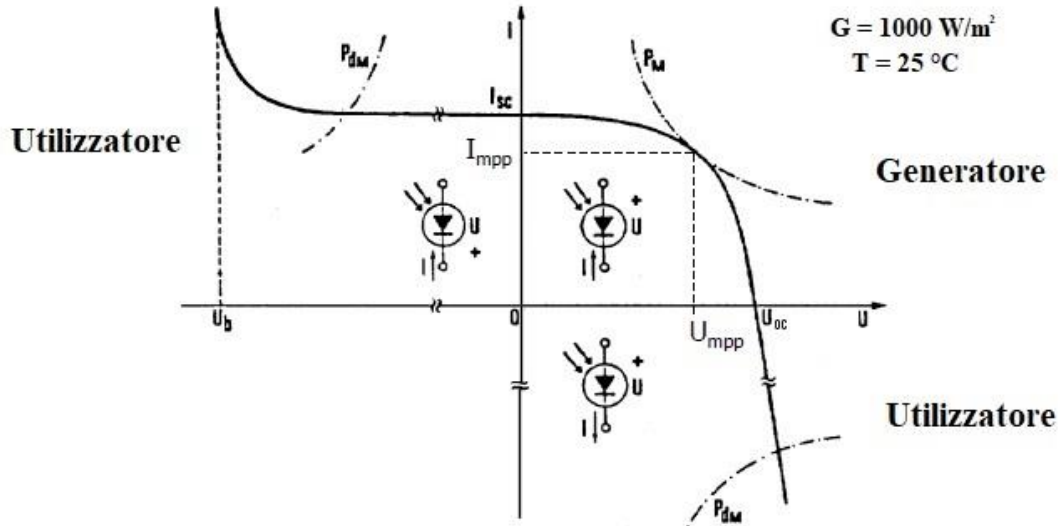


Figura 9. Curva caratteristica I-U. Fonte: “Curva corrente-tensione: effetto dell’irradianza e della temperatura”

Nel grafico soprastante è mostrata anche la tensione di *breakdown* U_b , ovvero quel valore di tensione inversa oltre il quale l’integrità strutturale della cella è compromessa. Il corretto funzionamento della cella è rappresentato dal primo quadrante del grafico, mentre il funzionamento in condizioni di “utilizzatore” è accettabile solo se i punti di lavoro della cella rientrano nelle relative iperboli di massima potenza dissipata.

Quando la cella si comporta da “generatore”, vi sarà un punto di lavoro in cui la potenza erogata assume il suo massimo valore. Tale punto di lavoro è un compromesso tra le due condizioni estreme:

- $I = I_{sc}; U = 0;$
- $I = 0; U = U_{oc}.$

In Fig. 9, il punto di lavoro in cui la potenza erogabile è massima (*maximum power point*) è individuato dalle coordinate I_{mpp} e U_{mpp} . Il seguente rapporto è denominato “fattore di riempimento” (*fill factor*):

$$FF = \frac{I_{mpp} U_{mpp}}{I_{sc} U_{oc}} \quad (3.8)$$

Esso è indicativo dell’influenza del diodo e delle resistenze proprie della cella FV.

Valori più elevati sono indicativi di una qualità superiore della cella. Tipicamente, questi sono compresi nell'intervallo $0,7 \div 0,85$.

Rapportando la potenza associata alla radiazione elettromagnetica solare con la massima potenza erogabile dalla cella, si ottiene il rendimento di conversione della cella:

$$\eta_c = \frac{P_{sol}}{I_{mpp} U_{mpp}} \quad (3.9)$$

Un punto molto importante da analizzare è il comportamento della caratteristica I-U al variare delle due condizioni al contorno più incisive, ovvero:

- 1) Diversa irradianza solare;
- 2) Diversa temperatura della cella.

Analizzando il primo punto, mantenendo costante la temperatura della cella, si osserva che all'aumentare dell'irradianza solare, cresce la corrente di cortocircuito I_{SC} poiché aumenta il numero di fotoni che interagiscono con la giunzione P-N, determinando un aumento del numero di elettroni che passano alla banda di conduzione. Invece, la tensione a vuoto U_{OC} varia molto poco. Il seguente grafico riassume tale condizione:

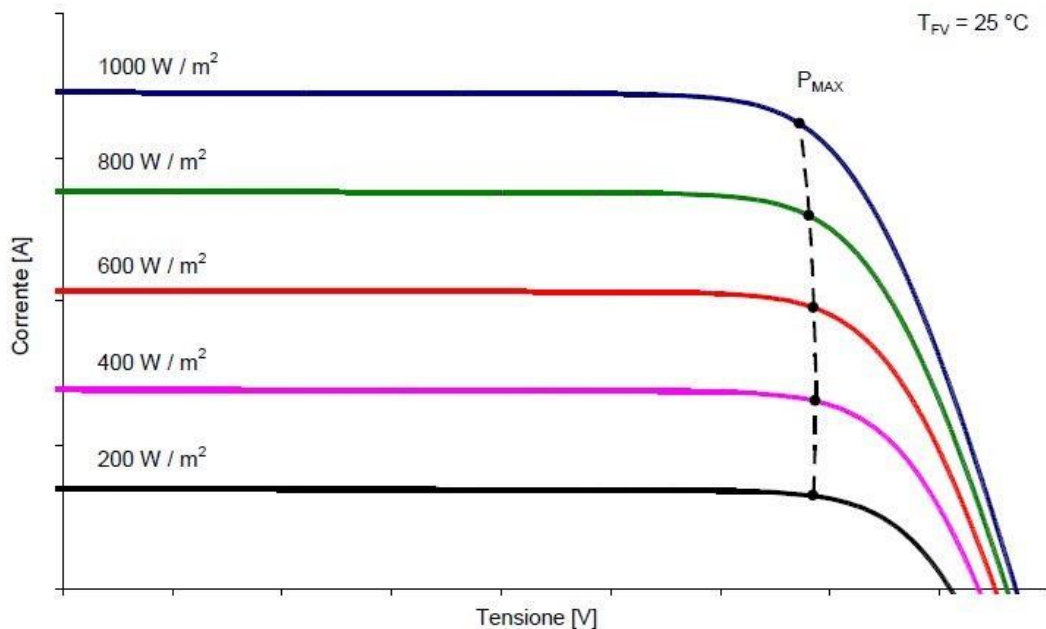


Figura 10. Influenza dell'irradianza sulla curva caratteristica I-U.
Fonte: "Curva corrente-tensione: effetto dell'irradianza e della temperatura"

Analogamente, tenendo costante l'irradianza solare e facendo variare la temperatura della cella, si osserva una riduzione marcata della tensione a vuoto U_{OC} , mentre la corrente di cortocircuito I_{SC} si mantiene molto prossima al suo valore iniziale.

Il seguente grafico mostra l'andamento qualitativo del fenomeno descritto:

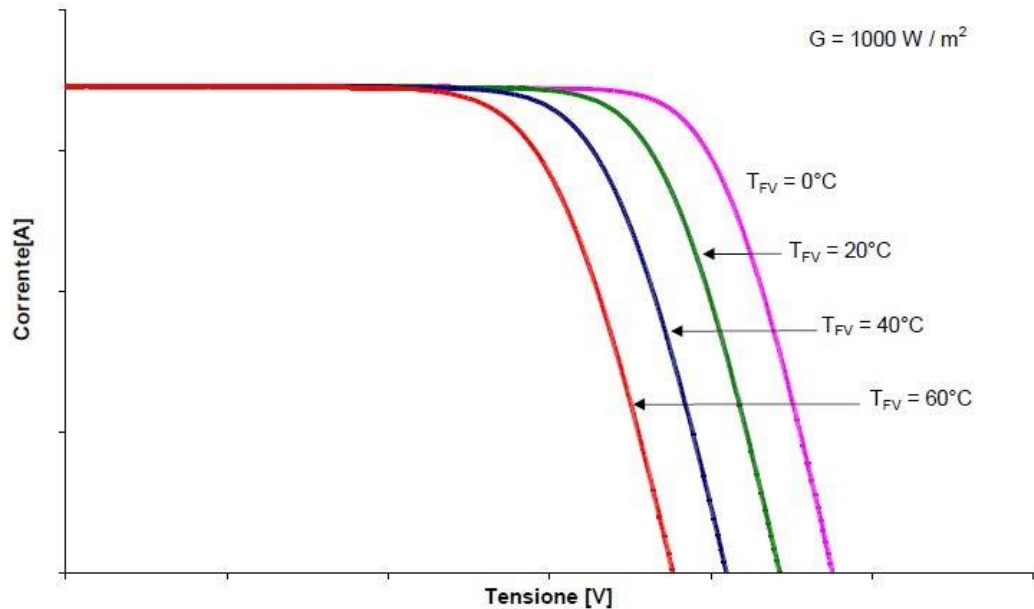


Figura 11. Influenza della temperatura sulla curva caratteristica I-U.

Fonte: "Curva corrente-tensione: effetto dell'irradianza e della temperatura"

Quanto appena illustrato può risultare contraddittorio alla luce della formula (3.7), poiché da essa si evince che un aumento della temperatura contribuisca ad aumentare la tensione a vuoto, anziché ridurla. In realtà, il motivo della riduzione della tensione a vuoto risiede nel fatto che la corrente di saturazione è funzione della temperatura della cella. In particolare, un aumento della temperatura contribuisce ad incrementare il valore di I_0 , causando una diminuzione del rapporto tra I_{SC} e I_0 . Tale fenomeno riduttivo ha un'incidenza maggiore dell'aumento della temperatura T che, si ricorda, è espressa in Kelvin, determinando la riduzione della tensione a vuoto. In sede di progetto bisogna tener conto di questo effetto per il corretto accoppiamento tra i moduli e l'inverter. La combinazione dei due effetti sopracitati va inserita in un contesto più ampio: l'aumento dell'irradianza tende a innalzare la temperatura di equilibrio che si stabilisce nella cella ma, tale temperatura, può essere influenzata da altri parametri ambientali come la velocità del vento che lambisce la cella, asportando parte del suo calore. È inoltre possibile l'installazione di sistemi ibridi che combinano la generazione di energia elettrica dei moduli fotovoltaici con l'utilizzo del calore da essi asportato.

Come accennato in precedenza, l'accoppiamento di più celle PV in serie e in parallelo per formare un modulo fotovoltaico, restituisce una potenza inferiore rispetto alla somma delle potenze di targa delle singole celle collegate tra loro. Ciò è dovuto a causa delle tolleranze costruttive e ad ombre sulle celle, quando quest'ultime sono presenti. A parità di condizioni ambientali, questi effetti rendono differenti i punti di lavoro di ciascuna cella. Infatti, connettendo in serie più celle PV, si ottengono i seguenti parametri:

$$U_{OC,serie} = \sum_i U_{OC,i} \quad (3.10)$$

$$I_{SC,serie} \cong I_{SC,min} \quad (3.11)$$

È facile comprendere che la potenza risultante ottenuta sia minore rispetto alla somma delle potenze erogate dalle singole celle. Per evitare che ad una cella in ombra venga applicata una tensione inversa che, come descritto, rischia guasti irreparabili, è utile connettere un diodo in anti-parallelo rispetto alla cella PV. Ciò permette anche di evitare che la serie delle celle assuma il valore di I_{SC} associato alla cella in ombra, scongiurando la cospicua riduzione di potenza associata alla serie. Per questo, in sede costruttiva, i diodi vengono connessi in anti-parallelo ai gruppi di celle in serie che compongono il modulo fotovoltaico. Analogamente, connettendo più celle in parallelo tra loro, i parametri caratteristici risultano essere i seguenti:

$$I_{SC,serie} = \sum_i I_{SC,i} \quad (3.12)$$

$$U_{OC,serie} \cong U_{OC,min} \quad (3.13)$$

Da questa analisi si evince la necessità di scegliere accuratamente le celle da collegare tra loro, cercando di ottenere, complessivamente, una tolleranza sulla potenza nominale dei moduli contenuta nell'ordine di pochi punti percentuali.

4 Inverter

Il generatore fotovoltaico produce energia elettrica in corrente continua (DC). Questa, per essere utilizzata o immessa in rete, deve essere prima convertita in corrente alternata (AC). L'inverter è un convertitore DC/AC, ovvero un'apparecchiatura elettronica che svolge la funzione di convertire la corrente continua in alternata. Un indice della qualità di un inverter è dato dalla forma d'onda (f.d.o.) che assume la tensione in uscita dall'inverter. La conversione può essere ottenuta con un sistema composto da quattro transistor connessi in configurazione a ponte che fornisce in uscita una tensione con f.d.o. quadra. Il problema delle f.d.o. quadre è che esse sono ricche di armoniche: tra gli effetti negativi della presenza di armoniche nella rete elettrica, vi è la riduzione dell'efficienza delle apparecchiature elettriche connesse. Un sistema più elaborato consiste nell'ottenere sul lato AC una tensione avente f.d.o. sinusoidale modificata, ovvero che si avvicina alla forma di una sinusoidale come la f.d.o. a gradini o trapezoidale. La tecnica migliore per ottenere un'onda sinusoidale è fondata sulla modulazione della larghezza di impulso (PWM). In quest'ultimo caso, il transistor è comandato dalla larghezza dell'impulso correlata all'ampiezza della sinusoidale che si desidera ottenere in uscita. Per garantire che al variare della caratteristica I-U il punto di funzionamento del generatore fotovoltaico corrisponda sempre al punto di massima potenza erogabile, si utilizza un convertitore DC/DC chiamato "inseguitore del punto di massima potenza" (MPPT). Di fondamentale importanza sono i parametri di accuratezza e velocità dell'individuazione del punto di massima potenza e dell'inseguimento di tale punto. Ad oggi, il rendimento degli MPPT è tipicamente prossimo all'unità, ovvero maggiore del 99,9%.

Al fine di migliorare le prestazioni dell'impianto FV, la potenza totale degli inverter è solitamente sottodimensionata rispetto alla potenza di generazione di picco. Questa soluzione, comunemente, consente di aumentare il rendimento di conversione DC/AC durante i periodi di tempo in cui l'irradiazione globale è relativamente bassa.

Nella figura seguente è mostrata la curva caratteristica di rendimento di un tipico inverter:

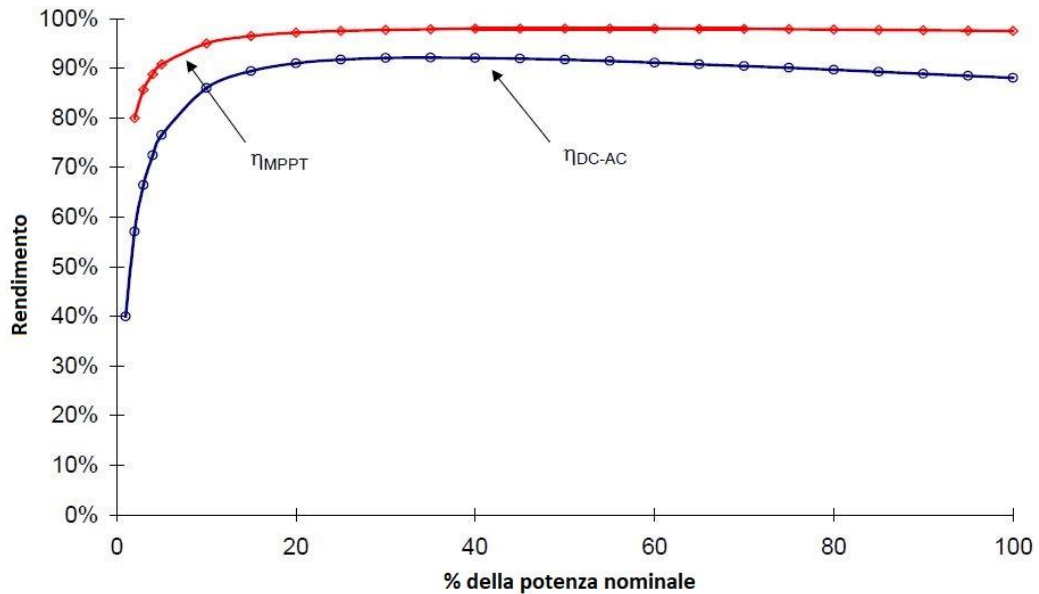


Figura 12. Curva di rendimento tipica degli inverter e degli MPPT.
 Fonte: ““Inverter e MPPT: principio di funzionamento”

Si nota come il rendimento di conversione DC/AC abbia un picco intorno al 30-50% della potenza nominale.

Inoltre, com'è noto, gli impianti fotovoltaici lavorano poche ore all'anno alla potenza massima e, anche in quel caso, le perdite che avvengono nel lato DC riducono la potenza massima in ingresso agli inverter al di sotto della potenza di generazione installata.

Nel seguente grafico vengono mostrati i livelli di irradianza medi orari per il sito di interesse, tratti dal database messo a disposizione da SoDA, in ordine decrescente, per tutte le ore dell'anno:

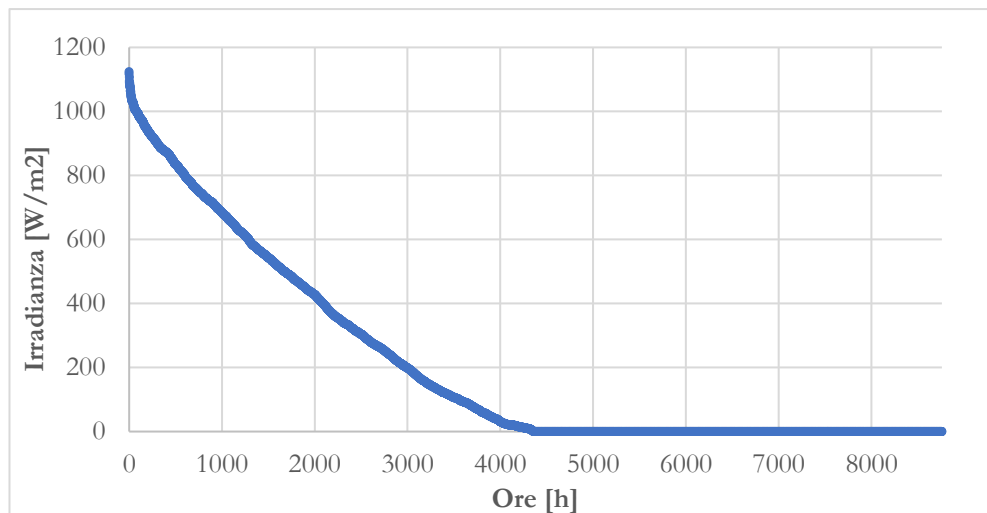


Figura 13. Rielaborazione personale su dati SoDa dell'irradianza annuale a Mazara del Vallo.

Dallo studio dei dati rappresentati graficamente in Fig. 13 si evince che solamente 81 ore all'anno l'irradianza è superiore o uguale a 1000 W/m^2 . Ne segue che l'impianto potrebbe lavorare a piena potenza per un tempo inferiore all'1% del totale annuale.

In realtà, nei momenti in cui l'irradianza solare è massima, sono anche più elevate le perdite dovute all'influenza negativa della maggiore temperatura di cella sulla generazione di potenza, come analizzato nel capitolo 3.

Il sottodimensionamento dell'inverter determina un risparmio economico: per la progettazione dell'impianto fotovoltaico verrà successivamente effettuata una simulazione oraria per accertare che il sottodimensionamento rispetto alla potenza nominale del generatore fotovoltaico non causi complessivamente degli svantaggi economici determinati da una potenza in ingresso all'inverter maggiore di quella convertibile.

5 Accumulo elettrochimico

I sistemi di accumulo di energia elettrica consentono di immagazzinare l'energia prodotta e non immediatamente autoconsumata per poterla utilizzare in un secondo momento, su richiesta dell'utente. Tra i vantaggi conseguibili dall'utilizzo di sistemi di accumulo si possono elencare:

- Riduzione dei costi dell'energia: riuscire ad autoconsumare l'energia prodotta in surplus consente di conseguire un risparmio in termini di mancato esborso per l'acquisto di energia dalla rete elettrica;
- Risparmio di combustibili flessibili: combustibili come carbone e uranio sono molto abbondanti in natura ma risultano poco flessibili alle variazioni di carico che possono essere richieste per mantenere in sicurezza la rete elettrica nazionale. La possibilità di immagazzinare l'energia in eccesso consentirebbe ai suddetti impianti uno spazio maggiore sul panorama di generazione internazionale riducendo l'utilizzo di combustibili più pregiati e flessibili come ad esempio il metano;
- Riduzione dei costi di investimento: dimensionando il sistema di generazione sul carico medio previsto, invece che sul picco della richiesta, permette l'installazione di impianti di generazione di taglia ridotta, che dunque costano meno e necessitano di minori costi di manutenzione complessivi. Ciò consentirebbe anche di ridurre gli ingombri e l'impatto ambientale dei sistemi di generazione dell'energia.

I parametri di maggiore rilevanza che caratterizzano i sistemi di accumulo sono i seguenti:

- Energia specifica (SE): quantità di energia accumulabile per unità di peso del dispositivo [Wh/kg];
- Densità di energia (ESD): quantità di energia accumulabile per unità di volume del dispositivo [Wh/m³];
- Potenza specifica (MDP): velocità di rilascio dell'energia per unità di massa del dispositivo [W/kg] o per unità di volume [W/m³];
- Numero di cicli (UL): massimo numero di cicli scarica/carica che un sistema di accumulo può compiere prima della fine della sua vita utile. La batteria è considerata a fine vita quando la sua capacità di accumulo scende al di sotto dell'80% di quella massima;

- Costo specifico: costo del dispositivo per unità di energia accumulabile [€/kWh].
Come descritto in “*Accumulo e trasporto di energia*”, la seguente tabella riassuntiva mostra un confronto tra i principali sistemi di accumulo:

Tecnologia	ESD [kJ/m ³]	MPD [kW/m ³]	SE [kJ/kg]	MSP [kW/kg]	UL
Sistemi di accumulo meccanici					
- Volani	5 x 10 ⁴	5 x 10 ³	6	0,6	20 anni
- Aria compressa	10 ⁴	1	-	-	20 anni
- Impianti di pompaggio	10 ³	0,1	1	1 x 10 ⁻⁴	20 anni
Sistemi di accumulo elettromagnetici					
- Condensatori	100	10 ⁸	0,3	3 x 10 ⁵	10 ⁴ cicli
- Magneti/bobine	10 ⁵	10	1000	0,1	20 anni
Sistemi di accumulo chimico					
Batterie					
- Piombo acido	5 x 10 ⁴	5	100	10	10 ³ cicli
- Altre	10	10	500		10 ³ ÷ 10 ⁵ cicli
- Idrogeno	9 x 10 ⁶	-	10 ⁵		20 anni
- Metanolo	2 x 10 ⁷	-	3 x 10 ⁴		20 anni

Figura 14. Tabella riassuntiva delle principali tecnologie di accumulo elettrico.
Fonte: “*Accumulo e trasporto di energia*”

Il “Rapporto delle Attività 2018 del Gestore dei Servizi Energetici” mostra la distribuzione, per tecnologia, dei sistemi di accumulo installati al servizio di impianti fotovoltaici incentivati:



Figura 15. Sistemi di accumulo al servizio di impianti fotovoltaici incentivati. Fonte: GSE

L'accumulo elettrochimico rappresenta una tecnologia affermata sul panorama italiano e internazionale. L'affidabilità e la disponibilità in commercio, unitamente all'elevata efficienza di conversione e la poca manutenzione richiesta, rendono questi sistemi i più adatti per le applicazioni ad impianti di piccola taglia. Infatti, nel 2018 il 99% delle nuove installazioni è avvenuto per impianti fotovoltaici di potenza inferiore a 20 kW.

Le batterie al piombo/acido solforico sono di uso comune nel settore dell'autotrazione: esse forniscono correnti elevate per un breve periodo di tempo e lavorano quasi sempre in stato di piena carica. Nel loro utilizzo corretto, esse non vengono sottoposte ad una scarica profonda con successiva ricarica (*Deep Cycling*). Quando ciò avviene, il processo di ossidazione dell'anodo diventa irreversibile e non si riescono a ripristinare le condizioni iniziali. A causa di ciò, come affermato in “*Accumulo e trasporto di energia*”, tali batterie sono in grado di sopportare circa 300 ÷ 5000 cicli con scariche non inferiori al 20% per ciclo. Il vantaggio di questa tecnologia risiede nei costi contenuti. Considerato che un sistema di accumulo per il fotovoltaico potrebbe trovarsi ad avere più deep cycling al giorno, l'utilizzo delle batterie agli ioni di litio risulta più adatto. In tali batterie, gli ioni di litio svolgono la funzione di portatori di carica, dunque il termine “batterie agli ioni di litio” denota un gruppo di batterie che utilizzano diversi materiali costruttivi per la realizzazione degli elettrodi.

Tra le tipologie più diffuse in commercio, si trovano alcune combinazioni dei seguenti elettrodi:

- Catodo: Li-Fe-PO_4 (LFP), $\text{Li}[\text{Ni}_x\text{Co}_y\text{Mn}_{1-x-y}]\text{O}_2$ (NCM), LiMn_2O_4 (LMO);
- Anodo: grafite (C), Silicio (Si), $\text{Li}_4\text{-Ti}_5\text{-O}_{12}$ (LTO).

Ad oggi, tra le combinazioni più diffuse vi sono: LFP/C, LMO/C, NCM/C, NCM/LTO. Il funzionamento di tali batterie si basa sul processo reversibile subito dagli ioni di litio che migrano da un elettrodo all'altro durante i processi di carica/scarica: nel corso della fase di scarica, gli atomi di litio presenti nell'elettrodo negativo perdono l'elettrone dell'orbitale più esterno, generando una corrente elettrica, e gli ioni di litio attraversano la soluzione elettrolitica migrando verso l'elettrodo positivo; durante il processo di carica, il catodo rilascia ioni di litio che migrano verso l'elettrodo negativo, ricombinandosi con gli elettroni provenienti dalla sorgente esterna. Nella figura seguente è schematizzato il principio di funzionamento:

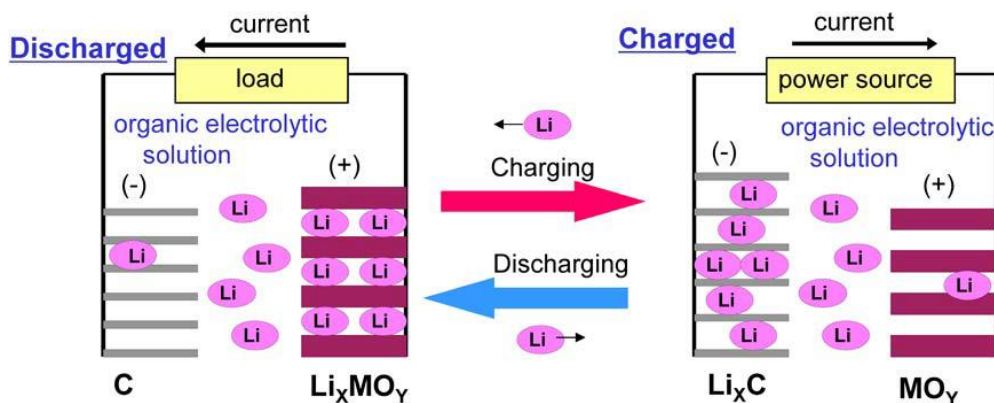


Figura 16. Principio di funzionamento di una batteria a ioni di litio. Fonte: "Lithium-Ion Battery Systems"

Nell'articolo scientifico "Lithium-Ion Battery Systems", è stata effettuata un'analisi di tale tecnologia in cui si evidenzia come la tensione della singola cella, compresa generalmente nell'intervallo $3\text{ V} \div 4\text{ V}$, sia l'elemento determinante che caratterizza la sua elevata energia specifica, circa 1,5 volte maggiore rispetto a quella offerta da una tradizionale batteria ricaricabile nichel-metallo idruro (Ni-MH).

La figura seguente mostra un confronto tra le principali tipologie di batterie:

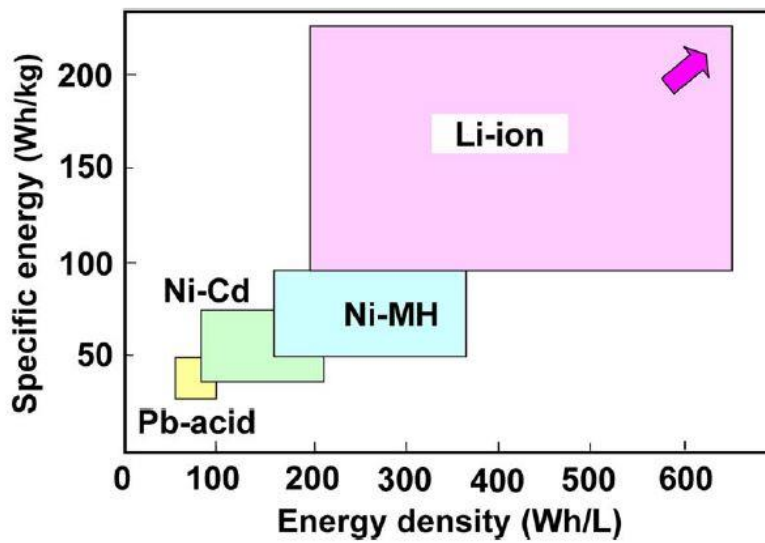


Figura 17. Confronto tra diverse tecnologie di batterie. Fonte: "Lithium-Ion Battery Systems"

Dalla Fig. 17 emerge la grande potenzialità delle batterie agli ioni di litio in termini di energia specifica e densità di energia che, ad oggi, le rende un fattore chiave per la mobilità: le principali case costruttrici di autovetture elettriche e di dispositivi elettronici portatili sfruttano proprio questa tipologia di batterie.

Per assicurare una lunga vita alle batterie agli ioni di litio, nell'articolo "A review on the key issues of the lithium ion battery degradation among the whole life cycle" viene evidenziata l'importanza di agire sulla loro progettazione. Ad esempio, risulta favorevole fornire una precarica alla batteria e dotarla di un sistema di controllo della temperatura (TMS). Infatti, la temperatura è uno dei più importanti fattori che influenzano la vita utile della batteria. Temperature troppo elevate o troppo basse possono condurre ad un invecchiamento più rapido della stessa. Secondo lo stesso studio, l'intervallo di temperatura ottimale in cui operare è di $15^{\circ}\text{C} \div 35^{\circ}\text{C}$. Se la batteria supera un certo valore di temperatura, aumenta il rateo delle reazioni chimiche esotermiche che avvengono all'interno della stessa, determinando la fuga termica della batteria. Il processo di carica a temperature basse potrebbe comportare la sedimentazione del litio, compromettendo gravemente la vita utile della batteria.

Nel caso di impianto fotovoltaico con accumulo elettrochimico a servizio dell'impianto di illuminazione pubblica, le batterie verrebbero caricate durante le ore diurne e, successivamente, scaricate fino ad una certa quota percentuale della loro capacità massima, concludendo così il ciclo giornaliero. In tali condizioni la vita utile della batteria è fortemente influenzata dalla profondità di scarica (DOD). Una

profondità di scarica maggiore determina cambiamenti strutturali e di volume nei materiali che compongono gli elettrodi. Il grafico seguente mostra i risultati sperimentali del numero di cicli che una batteria può sostenere prima di perdere il 20% della sua capacità nominale, in funzione della profondità di scarica:

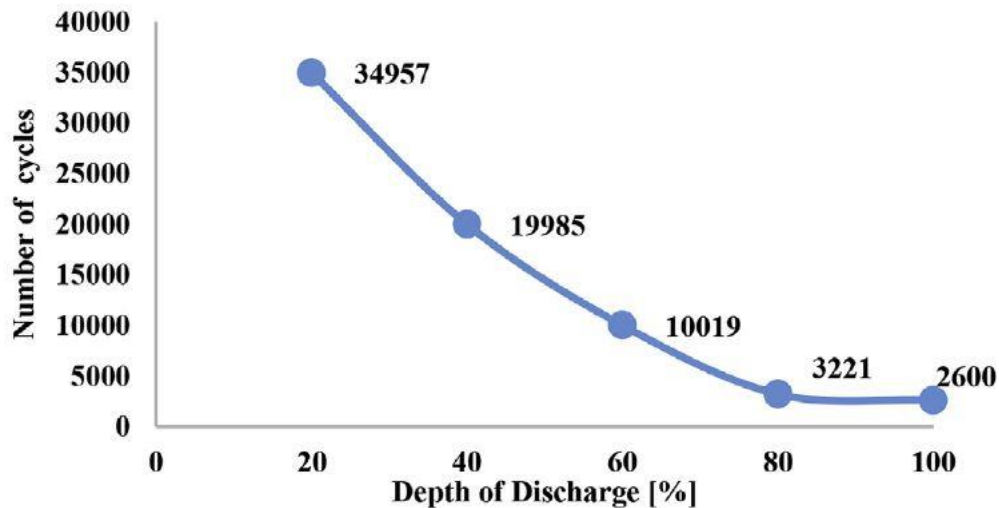


Figura 18. Cicli di vita operabili da una batteria agli ioni di litio in funzione della DOD.

È interessante notare che raddoppiando la profondità di scarica dal 20% al 40%, il numero di cicli operabili è maggiore della metà. In termini di energia utilizzabile durante la vita utile delle batterie, tale osservazione suggerisce la presenza di un valore del DOD più favorevole. Osservando il seguente grafico relativo allo stesso esperimento, è possibile notare che tale valore è prossimo al 40%:

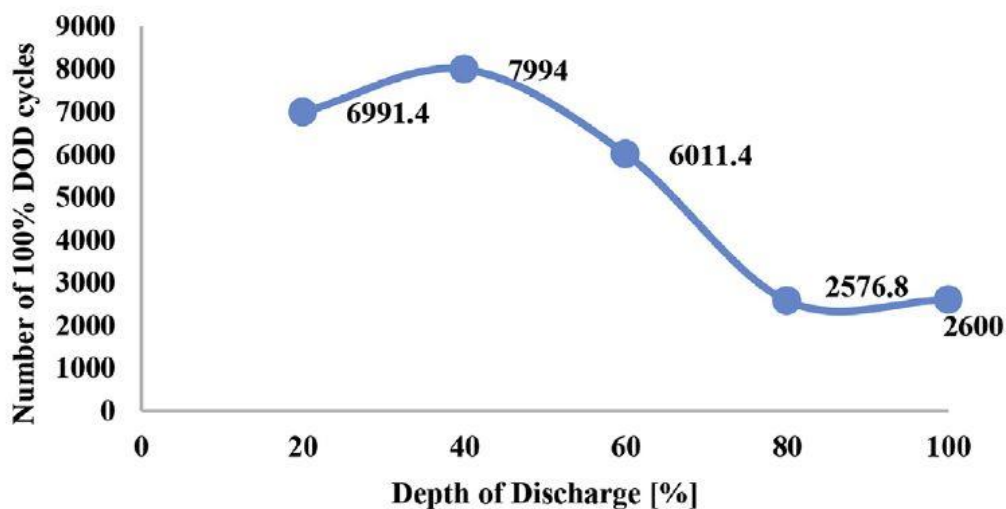


Figura 19. Elaborazione dei risultati sperimentali sulla ricerca del DOD ottimale.

Un valore di DOD del 40% vuol dire che la batteria può essere sfruttata solamente per il 40% della sua capacità massima. A parità di capacità di accumulo elettrico

desiderata, ciò comporta un notevole sovradimensionamento del sistema di accumulo che potrebbe determinare dei costi di investimento inaccettabili.

Sulla base di queste osservazioni, la scelta del valore di DOD è un parametro progettuale fondamentale per la stima della vita utile del sistema di accumulo e sarà oggetto di valutazioni economiche specifiche.

6 Incentivazione dell'energia fotovoltaica in Italia

Il tema della sensibilità e del rispetto verso l'ambiente è stato incentivato dall'Unione Europea attraverso la promozione dell'utilizzo di fonti energetiche diverse da quelle fossili tramite dei meccanismi di incentivazione. In Italia, la società individuata per conseguire gli obiettivi di sostenibilità ambientale, in termini di produzione da fonti rinnovabili ed efficienza energetica, è il Gestore dei Servizi Energetici (GSE). Attualmente, il GSE gestisce oltre venti meccanismi per la promozione e l'incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili, realizza statistiche e studi di settore sullo sviluppo sostenibile e supporta la pubblica amministrazione per il conseguimento di una maggiore efficienza energetica.

Nei paragrafi seguenti vengono esaminati nel dettaglio i servizi ad oggi attivi per l'incentivazione della generazione elettrica da impianti fotovoltaici, al fine di individuare quello più conveniente da utilizzare per l'impianto di prossima realizzazione al Porto Nuovo di Mazara del Vallo.

6.1 Ritiro Dedicato

Il Ritiro Dedicato (RID) è un servizio operato dal GSE e attivo dal 1° gennaio 2008 che consente ai titolari di impianti idonei di produzione di energia elettrica che ne fanno richiesta, ed in alternativa all'accesso al libero mercato, di cedere l'energia elettrica prodotta e immessa in rete in cambio di un compenso economico congruo ai prezzi di mercato.

Il compenso economico può essere di due tipi, dipendentemente dalla tipologia dell'impianto e dagli eventuali ulteriori incentivi che esso percepisce:

- 1) Prezzo Minimo Garantito (PMG): consiste in un compenso economico che viene stabilito annualmente dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA) in base alla tipologia di fonte energetica e alla quantità di energia elettrica annuale ceduta.

Vi possono accedere le seguenti tipologie di impianti:

- a fonte rinnovabile, non incentivato, di potenza fino a 1 MW;
- fotovoltaico, incentivato, di potenza fino a 100 kW;
- idroelettrico, incentivato, di potenza efficiente fino a 500 kW.

La seguente tabella mostra come calcolare i PMG per l'anno 2019, ai sensi della deliberazione 618/2013/R/efr:

Fonte	E. El. ritirata su base annua [kWh]	PMG ₂₀₁₉ [€/MWh]
Biogas da fermentatori anaerobici, biomasse solide e biomasse liquide	fino a 2.000.000	$PMG_{2018} \left(1 + \frac{FOI_{2018}}{100} \right)$
Biogas da discarica	fino a 1.500.000	$PMG_{2018} \left(1 + \frac{FOI_{2018}}{100} \right)$
Eolica	fino a 1.500.000	$PMG_{2018} \left(1 + \frac{FOI_{2018}}{100} \right)$
Solare fotovoltaico	fino a 1.500.000	$PMG_{2018} \left(1 + \frac{FOI_{2018}}{100} \right)$
Idrica	fino a 1.500.000	$(PMG_{2018} - 25) \left(1 + \frac{FOI_{2018}}{100} \right) + 25$
Geotermica	fino a 1.500.000	$PMG_{2018} \left(1 + \frac{FOI_{2018}}{100} \right)$
Fonti diverse dalle altre	fino a 1.500.000	$PMG_{2018} \left(1 + \frac{FOI_{2018}}{100} \right)$

Figura 20. Formule per il calcolo del PMG₂₀₁₉. Fonte: ARERA

In cui FOI₂₀₁₈ è il tasso di variazione annuale dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati dell'anno 2018 rispetto al 2017, rilevato dall'Istat e arrotondato alla prima cifra decimale secondo il criterio commerciale.

Il FOI₂₀₁₈ rilevato dall'Istat vale 1,1%, mentre il valore del PMG₂₀₁₈ è di 39,4 €/MWh. È quindi possibile calcolare il valore del PMG₂₀₁₉:

$$PMG_{2019} = 39,4 \left(1 + \frac{1,1}{100} \right) = 39,8 \left[\frac{\text{€}}{\text{MWh}} \right]$$

Corrispondenti a 3,98 c€/kWh.

2) Prezzo Zonale Orario (PO): è il prezzo zonale di equilibrio che si forma con cadenza oraria sulla borsa elettrica italiana. Gli impianti di produzione di energia elettrica vengono remunerati al PO della rispettiva zona di immissione. Gli impianti che possono accedere sono quelli rientranti nelle seguenti categorie:

- a fonte rinnovabile, incentivato, di potenza fino a 1 MW, ad esclusione di quelli citati al punto 1);
- a fonte rinnovabile, incentivato e non, di potenza superiore a 1 MW.

Il GSE riconosce al produttore idoneo al meccanismo del PGM la differenza, se positiva, tra il prodotto dell'energia ceduta per i prezzi zonali orari che si formano sul mercato elettrico ed il prodotto dell'energia ceduta per i prezzi minimi garantiti. In tal modo viene garantita la maggiore remunerazione applicabile.

6.2 Scambio sul posto

Il meccanismo dello Scambio Sul Posto (SSP) consente all'utente idoneo (USSP) di utilizzare la rete elettrica nazionale come sistema di accumulo fittizio: l'ammontare di energia elettrica immessa in rete può essere prelevata in un secondo momento ad un prezzo ridotto rispetto a quello convenzionale.

Nel *“Testo Integrato delle Disposizioni dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas per la Regolazione dei Sistemi di Produzione e Consumo”*, si definiscono i Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (SSPC) come *“insieme dei sistemi elettrici, connessi direttamente o indirettamente alla rete pubblica, all'interno dei quali il trasporto di energia elettrica per la consegna alle unità di consumo che li costituiscono non si configura come attività di trasmissione e/o di distribuzione, ma come attività di autoapprovvigionamento energetico”*.

Ai fini del presente lavoro di tesi, è possibile accedere al meccanismo SSP in quanto il sistema che comprende l'impianto fotovoltaico di prossima realizzazione e l'impianto di illuminazione portuale, rientra nella definizione di Sistema Efficiente d'Utenza (SEU), facente parte della categoria denominata Altro Sistema Semplice di Produzione e Consumo (ASSPC), la quale è una sottocategoria di SSPC.

Al fine di determinare i benefici del meccanismo di incentivazione dello scambio sul posto, possono essere presi in considerazione i seguenti contributi erogati da GSE:

- Contributo in conto scambio;
- Liquidazione delle eccedenze.

Come descritto in *“Servizio di scambio sul posto - regole tecniche”*, per gli ASSPC connessi alle reti di bassa e media tensione, il contributo in conto scambio C_S viene calcolato su base annuale dal GSE.

La formula utilizzata è la seguente:

$$C_S = \min[O_E ; C_{EI}] + CU_{Sf} \cdot E_S \quad (6.2.1)$$

in cui:

- O_E : onere sostenuto per l'acquisto dell'energia elettrica prelevata su base annuale, calcolato come il prodotto tra la quantità di energia elettrica prelevata E_{PR} e il Prezzo Unico Nazionale (PUN), espresso in €;
- C_{EI} : valorizzazione dell'energia elettrica prodotta e immessa in rete, su base annuale, dall'impianto in regime di SSP, espressa in €;
- CU_{Sf} : corrispettivo unitario di scambio forfetario annuale, espresso in c€/kWh;
- E_S : energia elettrica scambiata con la rete su base annuale, espressa in kWh.

Ipotizzando che le misure dell'energia elettrica prelevata dalla rete siano rilevate come monorarie, il termine O_E può essere calcolato con la formula seguente:

$$O_E = \sum_{m=1}^{12} [E_{PR,m} \cdot PUN_{medio,m}] \quad (6.2.2)$$

Il Gestore dei Mercati Energetici (GME) rende disponibili i dati riguardanti il PUN. È stato considerato l'anno 2018, in modo da avere la serie storica annuale di dati completa. I valori del $PUN_{medio,m}$ sono i seguenti:

Prezzo Unico Nazionale medio mensile [€/MWh]											
Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
49,0	57,0	56,9	49,4	53,5	57,3	62,7	67,7	76,3	73,9	66,6	65,2

Figura 21. Dettaglio PUN medio mensile per l'anno 2018. Fonte: GME

Considerando che l'impianto di illuminazione non riesce ad autoconsumare immediatamente l'energia elettrica prodotta dal fotovoltaico, l'energia prelevata dalla rete E_{PR} è pari al fabbisogno dell'utenza.

Nella seguente tabella sono calcolati gli oneri per l'acquisto dell'energia:

Mese del 2018	PUN _{medio,m} [€/MWh]	E _{PR} [MWh]	O _{E,m} [€]
Gen	49,0	11,3	551
Feb	57,0	9,5	541
Mar	56,9	9,6	545
Apr	49,4	8,3	411
Mag	53,5	7,8	415
Giu	57,3	7,1	407
Lug	62,7	7,6	474
Ago	67,7	8,3	561
Set	76,3	8,9	681
Ott	73,9	10,2	754
Nov	66,6	10,7	712
Dic	65,2	11,5	749

Figura 22. Dettaglio tabellare onere mensile per l'acquisto di energia O_{E,m}.

Il totale O_E è pari alla somma dei termini O_{E,m} e vale:

$$O_E = 6803,36 \text{ [€]}$$

Il controvalore dell'energia immessa C_{EI} può essere calcolato con la seguente formula:

$$C_{EI} = \sum_{h=1}^{n^{\circ} \text{ ore, anno}(a)} [E_{I,h} \cdot P_{Z,MGP,h}] \quad (6.2.3)$$

in cui:

- E_{I,h}: energia immessa nell'ora h-esima dell'anno a;
- P_{Z,MGP,h}: prezzo zonale formato nel Mercato del Giorno Prima (MGP) relativo all'ora h-esima dell'anno a considerato.

Quando il controvalore dell'energia immessa in rete risulta inferiore alla spesa sostenuta per l'acquisto dell'energia elettrica, ovvero inferiore a 6803 €, il contributo in conto scambio può essere calcolato come segue:

$$C_S = C_{EI} + CU_{Sf} \cdot E_S \quad (6.2.4)$$

Tenendo conto che l'impianto fotovoltaico da realizzare avrà una potenza superiore a 20 kW, i corrispettivi unitari di scambio forfetario annuale e mensile, rispettivamente CU_{Sf} e $CU_{Sf,m}$, espressi in c€/kWh, si calcolano tramite le seguenti formule:

$$CU_{Sf} = CU_{Sf}^{reti} + \min(CU_{Sf}^{ogs}; \text{limite annuale}) \quad (6.2.5)$$

$$CU_{Sf,m} = CU_{Sf,m}^{reti} + \min(CU_{Sf,m}^{ogs}; \text{limite mensile}) \quad (6.2.6)$$

in cui:

- CU_{Sf}^{reti} : Quota unitaria variabile, espressa in c€/kWh, che raggruppa le tariffe di trasmissione, di distribuzione, dei corrispettivi di dispacciamento nonché le componenti UC3 e UC6 vigenti nell'anno solare, pari alla media aritmetica, arrotondata alla terza cifra decimale secondo il criterio commerciale, dei termini $CU_{Sf,m}^{reti}$, relativi al medesimo anno solare;
- CU_{Sf}^{ogs} : Quota unitaria variabile, espressa in c€/kWh, che raggruppa le componenti tariffarie A e UC, ad eccezione delle componenti UC3 e UC6, vigenti nell'anno solare, pari alla media aritmetica, arrotondata alla terza cifra decimale secondo il criterio commerciale, dei termini $CU_{Sf,m}^{ogs}$, relativi al medesimo anno solare;
- limite annuale e limite mensile: per un impianto fotovoltaico che non percepisce incentivi e caratterizzato da una potenza superiore a 20 kW, i limiti massimi annuale e mensile, rispettivamente CU_{Sf}^{ogs} e $CU_{Sf,m}^{ogs}$, sono pari a:

$$\text{limite annuale} = (P_{tab} - P_{Z,a,8-20}) - CU_{Sf}^{reti} \quad (6.2.7)$$

$$\text{limite mensile} = (P_{tab} - P_{Z,m,8-20}) - CU_{Sf,m}^{reti} \quad (6.2.8)$$

in cui i termini tra parentesi sono, rispettivamente:

P_{tab} : 174 €/MWh;

$P_{Z,8-20}$: prezzo medio di mercato delle ore comprese tra le 8:00 e le 20:00 rilevato nell'anno solare precedente quello di applicazione del medesimo limite.

Dal 2018, le componenti degli oneri generali di sistema, e quindi dei termini che fanno parte del CU_{Sf}^{ogs} , sono suddivise in:

- Oneri generali relativi al sostegno delle energie rinnovabili ed alla cogenerazione A_{SOS} ;
- Rimanenti oneri generali A_{RIM} .

Il termine CU_{Sf}^{ogs} è quindi pari alla somma delle componenti A_{SOS} e A_{RIM} , a cui va sottratta la componente A_{mctRIM} riguardante il finanziamento delle misure di compensazione territoriale. Tale termine si può trovare nelle tabelle allegate alla deliberazione 172/2018/R/com.

I valori del corrispettivo unitario di scambio forfetario per l'anno 2018 sono resi pubblici dall'ARERA. Per le utenze di illuminazione pubblica connesse in MT assumono i seguenti valori:

	$CU_{Sf,m}$ [c€/kWh]	$CU_{Sf,m}^{reti}$ [c€/kWh]	$CU_{Sf,m}^{ogs}$ [c€/kWh]
Gen	6,397	1,623	4,774
Feb	6,397	1,623	4,774
Mar	6,397	1,623	4,774
Apr	6,577	1,591	4,986
Mag	6,577	1,591	4,986
Giu	6,577	1,591	4,986
Lug	6,354	1,596	4,758
Ago	6,354	1,596	4,758
Set	6,354	1,596	4,758
Ott	6,404	1,646	4,758
Nov	6,404	1,646	4,758
Dic	6,404	1,646	4,758
Anno	6,433	1,614	4,819

Figura 23. Dettaglio tabellare CU_{Sf} mensile e annuale. Fonte: ARERA

Sono stati calcolati i limiti mensili del termine $CU_{sf,m}^{ogs}$ in funzione della tipologia di impianto di produzione:

	limiti $CU_{sf,m}^{ogs}$ [c€/kWh]
Gen	10,43
Feb	10,60
Mar	11,90
Apr	11,95
Mag	10,76
Giu	11,09
Lug	9,40
Ago	8,13
Set	9,22
Ott	10,05
Nov	10,01
Dic	8,82

Figura 24. Dettaglio tabellare dei limiti del $CU_{sf,m}^{ogs}$.

Si può facilmente osservare che i valori appena calcolati e mostrati nella figura soprastante sono superiori a quelli mostrati in Fig. 23, dunque i valori di riferimento sono i $CU_{sf,m}$ senza l'applicazione del limite.

Infine, l'ultimo termine da valutare è l'energia elettrica annualmente scambiata con la rete E_S , espressa in kWh:

$$E_S = \min [E_{PR}; E_I] \quad (6.2.9)$$

Nel caso in cui l'impianto fotovoltaico immetta, su base annuale, energia elettrica per un valore complessivo superiore al costo sostenuto per soddisfare le richieste dell'utenza, tale surplus viene definita *eccedenza*. Le eccedenze possono essere riscattate, a discrezione dell'USSP, in due modi:

- 1) Valorizzazione a credito;
- 2) Valorizzazione in liquidazione.

La valorizzazione a credito consiste nel conservare il valore economico delle eccedenze C_r nell'anno "a-1" per poterlo riscattare nell'anno successivo.

La formula per calcolare il contributo in conto scambio per un generico anno “a” in presenza di eccedenze da valorizzare a credito è la seguente:

$$C_{S,a} = \min[O_{E,a}; C_{EI,a}] + \max\{0; \min[C_{r,a-1}; O_{E,a} - C_{EI,a}]\} + CU_{Sf,a} \cdot E_{S,a} \quad (6.2.10)$$

La valorizzazione in liquidazione permette di monetizzare il valore economico dell’energia immessa, ricevendo quindi il contributo $C_{rL,a}$ separatamente rispetto al contributo in conto scambio:

$$C_{rL,a} = \max [0; C_{EI,a} - O_{E,a}] \quad (6.2.11)$$

È possibile notare come una produzione energetica eccessiva rispetto al fabbisogno dell’impianto utilizzatore porti ad una generazione di eccedenze la cui valorizzazione, per unità di energia e per il tipo di ASSPC analizzato, è inferiore alla metà del contributo in conto scambio. Da questa analisi emerge che i maggiori benefici economici derivano da una produzione commisurata ai fabbisogni energetici.

6.3 D.M. 04/07/2019

Nell’anno corrente, il Ministero dello Sviluppo Economico ha approvato il piano incentivi di cui al D.M. 04/07/2019 in materia di *“Incentivazione dell’energia elettrica prodotta dagli impianti eolici on shore, solari fotovoltaici, idroelettrici e a gas residuati dei processi di depurazione”*.

In tale decreto gli impianti vengono distinti a seconda della tipologia di fonte energetica utilizzata e dall’intervento subito. Il GSE li classifica in quattro gruppi:

- Gruppo A:
 - Impianti eolici “on-shore” di nuova costruzione, integrale ricostruzione, riattivazione o potenziamento;
 - Fotovoltaici di nuova costruzione;
- Gruppo A-2:
 - Impianti fotovoltaici di nuova costruzione, i cui moduli sono installati in sostituzione di coperture di edifici e fabbricati rurali su cui è operata la completa rimozione dell’eternit o dell’amianto;

- Gruppo B:
 - Impianti idroelettrici di nuova costruzione, integrale ricostruzione (esclusi gli impianti su acquedotto), riattivazione o potenziamento;
 - Impianti a gas residuati dei processi di depurazione di nuova costruzione, riattivazione o potenziamento;
- Gruppo C (comprendente i seguenti impianti oggetto di rifacimento totale o parziale):
 - Eolici "on-shore";
 - Idroelettrici;
 - A gas residuati dei processi di depurazione.

Per ciascun gruppo, l'accesso agli incentivi prevede due modalità:

- 1) Iscrizione ai registri: riservato agli impianti con potenza minima di 1 kW (20 kW per quelli fotovoltaici) e potenza massima di 1 MW;
- 2) Procedure d'asta: concesso agli impianti aventi potenza nominale maggiore di 1 MW.

Nella richiesta di partecipazione, l'utente idoneo comunica l'eventuale riduzione percentuale offerta sulla tariffa incentivante di riferimento, fino al 30% della stessa. Tuttavia, alla tariffa offerta possono essere applicate delle ulteriori riduzioni previste dal Decreto per determinare la tariffa spettante.

Per un impianto fotovoltaico, gli incentivi di riferimento che verranno percepiti, per la durata corrispondente alla vita utile dello stesso, sono i seguenti:

Solare Fotovoltaico		
Potenza [kW]	Vita utile degli impianti [anni]	Tariffa [€/MWh]
$20 < P < 100$	20	105
$100 \leq P < 1000$	20	90
$P \geq 1000$	20	70

Figura 25. Dettaglio tabellare tariffe incentivanti del decreto D.M. 04/07/2019 per la tecnologia fotovoltaica.

Alle tariffe appena elencate, possono essere sommati due ulteriori premi, eventualmente cumulabili tra loro:

- Premio per l'autoconsumo di una quantità di energia superiore al 40% della produzione totale, per gli impianti di potenza inferiore a 100 kW e installati su

edifici. Il premio è riconosciuto all'energia prodotta e autoconsumata ed è pari a 10 €/MWh;

- Premio per gli impianti fotovoltaici iscritti in posizione utile nei Registri e installati in sostituzione di coperture in eternit o amianto. Il premio è riconosciuto all'energia prodotta ed è pari a 12 €/MWh.

Ai fini del presente lavoro di tesi, la tariffa incentivante a cui fare riferimento è quella base, corrispondente a $9 \div 10,5$ c€/kWh, dipendentemente dalla taglia di potenza che verrà installata, poiché la copertura del Mercato Ittico dell'area portuale non presenta eternit o amianto da rimuovere. Inoltre, per le caratteristiche dell'utenza da servire, non sarà possibile ottenere la percentuale di autoconsumo richiesta per accedere all'ulteriore premio.

Gli operatori degli impianti caratterizzati da una potenza massima di 250 kW possono scegliere se cedere l'energia prodotta al GSE, ricevendo una tariffa onnicomprensiva corrispondente alla tariffa spettante, oppure mantenere l'energia nella loro disponibilità, ricevendo in cambio il solo incentivo calcolato come la differenza tra la tariffa spettante ed il PO. L'accesso agli incentivi del presente Decreto non è cumulabile coi meccanismi di RID o SSP.

6.4 Garanzie di Origine

Il D.M. 31/07/2009 sancisce l'obbligo da parte delle imprese di vendita di energia elettrica a fornire la composizione del mix di fonti energetiche primarie utilizzate per l'attività di produzione. Per assicurare ai consumatori una totale trasparenza e tracciabilità dell'energia rinnovabile offerta dalle imprese, l'ARERA ha approvato un insieme di regole volte a garantire che il singolo chilowattora di energia rinnovabile prodotto non venga commercializzato più di una volta. È in questo contesto che si parla di Garanzia di Origine (GO). Le GO sono delle certificazioni elettroniche che vengono emesse dal GSE per ogni MWh di energia elettrica prodotta tramite fonti rinnovabili ed immessa in rete. Inoltre, il GSE rilascia la qualifica IGO a tali impianti, a meno che questi non utilizzino i meccanismi di RID, SSP o che ricevano incentivi onnicomprensivi che prevedano il ritiro dell'energia da parte del GSE; in questi casi, le certificazioni GO sono comunque emesse ma la titolarità appartiene al GSE. A partire dal 1° gennaio 2013, ogni impresa di vendita che dichiara di utilizzare energia rinnovabile nel proprio mix energetico è obbligata ad

approvvigionarsi di una quantità di certificazioni GO corrispondente all'energia rinnovabile venduta. I titoli GO utilizzati vengono quindi annullati elettronicamente dal GSE tramite un Certificato di Annullamento a cui è assegnato un codice di identificazione univoco. Il GME si occupa di gestire il mercato organizzato degli scambi nazionali di GO (M-GO) e della piattaforma bilaterale (PB-GO). I titoli GO in possesso del GSE vengono invece commercializzati tramite delle aste che si svolgono cinque volte all'anno. Sono previsti anche gli scambi con l'estero tramite l'hub dell'Association of Issuing Bodies (AIB), di cui il GSE è membro, secondo lo standard European Energy Certificate System. Il valore economico delle GO è quindi stabilito secondo criteri di mercato. Il seguente grafico mostra l'andamento dei prezzi e la quantità di volumi scambiati negli ultimi quattro anni:

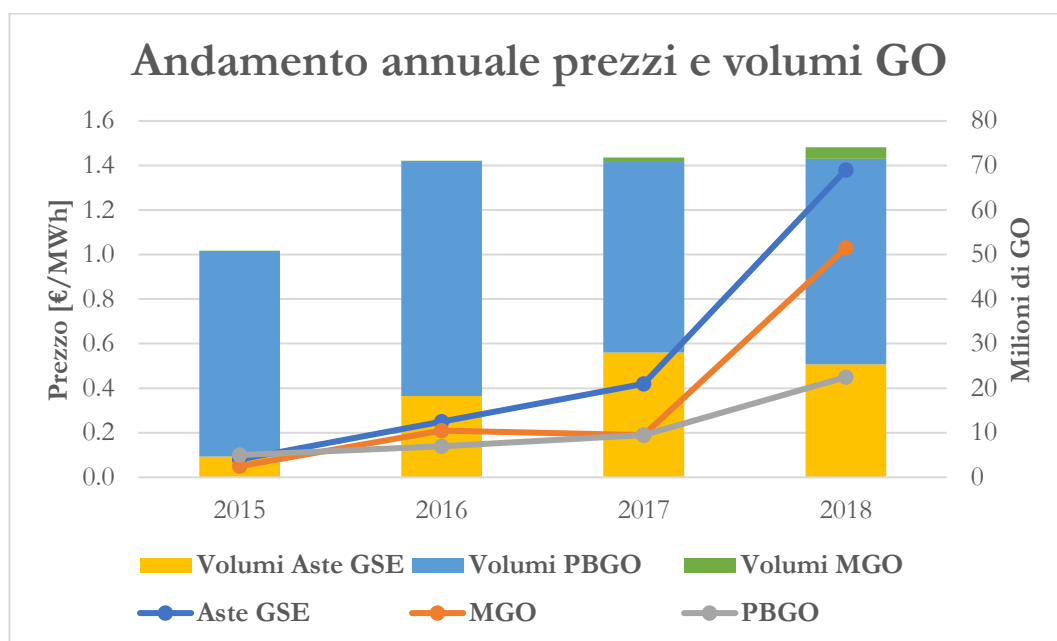


Figura 26. Andamento temporale dei prezzi e dei volumi scambiati dei titoli GO. Fonte: GME

Dal grafico si evince il continuo aumento del valore delle GO nel corso degli anni, registrando nel 2018 un record dei prezzi su tutte le piattaforme di scambio per un totale di energia rinnovabile certificata corrispondente a 74 TWh. In particolare, nel 2018, la media dei prezzi delle GO scambiate tramite aste del GSE si è attestata a 1,38 €/MWh, ovvero un aumento del 329% rispetto all'anno precedente. Un risultato sicuramente incoraggiante ma, nel complesso, il compenso economico per unità di energia immessa in rete è relativamente basso rispetto agli altri meccanismi incentivanti. Inoltre, un impianto qualificato IGO potrebbe accedere alle piattaforme M-GO e PB-GO i cui prezzi degli ultimi tre anni sono stati mediamente più bassi.

6.5 Conclusioni sugli incentivi

Riassumendo, un impianto fotovoltaico che accede ai meccanismi di incentivazione sopra descritti, riceverebbe il seguente compenso economico:

Mesi	RID		SSP		D.M. 04/07/2019	GO	
	Mercato	PMG	CU _{sf,m}	PZ _{mgp,fv}			
Gen	6,97	3,98	6,40	6,97	10,50	6,97	1,10
Feb	6,81	3,98	6,40	6,81	10,50	6,81	1,10
Mar	5,51	3,98	6,40	5,51	10,50	5,51	1,10
Apr	5,45	3,98	6,58	5,45	10,50	5,45	1,10
Mag	6,64	3,98	6,58	6,64	10,50	6,64	1,10
Giu	6,31	3,98	6,58	6,31	10,50	6,31	1,10
Lug	8,00	3,98	6,35	8,00	10,50	8,00	1,10
Ago	9,27	3,98	6,35	9,27	10,50	9,27	1,10
Set	8,18	3,98	6,35	8,18	10,50	8,18	1,10
Ott	7,35	3,98	6,40	7,35	10,50	7,35	1,10
Nov	7,39	3,98	6,40	7,39	10,50	7,39	1,10
Dic	8,58	3,98	6,40	8,58	10,50	8,58	1,10
Valore medio	7,20	3,98	13,64		10,50	8,30	

Figura 27. Tabella riassuntiva tariffe incentivanti

Si ricorda che tali meccanismi di incentivazione sono alternativi tra loro. La tariffa dello scambio sul posto considerata nella tabella soprastante è stata ottenuta con l'ipotesi di non generare eccedenze. Per semplicità, il valore medio delle tariffe è stato calcolato utilizzando la media aritmetica di quelli mensili, invece della media ponderata sulla quantità di energia prodotta dall'impianto, che è ancora sconosciuta. Dallo studio appena effettuato, si deduce che il meccanismo incentivante più adatto al caso in esame è quello dello scambio sul posto. Esso remunera l'energia ad una tariffa media di 13,64 c€/kWh. Le valutazioni economiche che si effettueranno successivamente terranno conto dei risultati di questa analisi.

7 Presentazione del progetto

Il presente lavoro di tesi si inserisce nel contesto della progettazione esecutiva, direzione e contabilità lavori, verifiche e collaudo per la *“Realizzazione di un impianto fotovoltaico sulla copertura del mercato ittico e di un impianto di videosorveglianza dell’area portuale”* del Comune di Mazara del Vallo. In particolare, la presente tesi approfondisce gli aspetti tecnici della progettazione dell’impianto fotovoltaico. Inoltre, viene eseguita una valutazione economica circa la possibilità di realizzare un sistema di accumulo elettrochimico ausiliare.

Nel 2011 il Genio Civile di Trapani è intervenuto con urgenza nell’area portuale per mettere in sicurezza le torri faro, sostituire alcune lampade, sostituire il trasformatore etc. Tuttavia, nonostante i lavori effettuati, negli anni successivi agli interventi, si sono susseguiti numerosi blackout che hanno interrotto la pubblica illuminazione del porto, con conseguente disagio per tutti gli operatori che ne fruivano. In data 8 febbraio 2013 la Capitaneria del Porto di Mazara del Vallo ha interdetto l’area demaniale del Porto Nuovo, nelle ore serali e notturne, alle normali operazioni portuali (caricazione/scaricazione, trasbordo etc.). Una tale situazione, che si è protratta per anni, ha prodotto, oltre che disagi per la mancanza di sicurezza per gli operatori del settore e per gli avventori, anche gravi danni all’economia di Mazara del Vallo che si basa prevalentemente sulla pesca. In questo contesto, è stato proposto il progetto per il miglioramento della zona portuale, utilizzando le moderne tecnologie a disposizione.

Grazie al recente sviluppo della tecnologia LED, è infatti possibile ottenere notevoli vantaggi nel settore dell’illuminazione: elevata affidabilità, lunga vita utile, elevata efficienza e bassi consumi.

La generazione fotovoltaica ha conosciuto, oltre ad uno sviluppo notevole della sua tecnologia, un consistente abbattimento dei prezzi. Ciò ha permesso un ritorno economico degli investimenti tale da favorirne maggiormente la diffusione.

L’obiettivo del progetto è dunque abbinare i benefici derivanti dall’uso della tecnologia a LED per i corpi illuminanti, con i vantaggi permessi dall’utilizzo della generazione fotovoltaica.

Il problema principale nel caso in esame è l’impossibilità di accoppiare in maniera diretta la generazione di energia elettrica fotovoltaica con l’utilizzo della stessa. Infatti, l’impianto di illuminazione entra in funzione nel momento in cui la luce

naturale viene meno, ovvero quando la produzione di energia fotovoltaica è minima, se non nulla.

Nel progetto del nuovo impianto di illuminazione è stata prevista l'installazione di 13 torri faro dotate di corpi illuminanti che sfruttano la tecnologia LED (Light Emitting Diode), 6 pali a doppio braccio equipaggiati con lampade a LED e l'allacciamento alla nuova rete elettrica della torre faro della Capitaneria di Porto, adiacente al sito.

Per rendere più sicura ed energeticamente autonoma tutta l'area portuale, è stato rimodulato il Quadro Economico del progetto, senza alcun aumento di somme complessive, al fine di prevedere la realizzazione di un impianto fotovoltaico da installare sulla copertura del mercato ittico esistente e di un impianto di video sorveglianza che permetta di controllare tutta l'area portuale.

7.1 Impianto utilizzatore

L'impianto utilizzatore (IU) è il nuovo impianto di illuminazione composto da 14 torri faro (TF) e 6 pali a doppio braccio (PdB), tutti muniti di lampade LED.

Ogni sostegno è equipaggiato con sensori crepuscolari, i quali determinano l'accensione e lo spegnimento dell'impianto di illuminazione nel momento in cui la radiazione luminosa naturale oltrepassa dei valori di soglia. Questi sono tipicamente corrispondenti alla radiazione luminosa dell'alba e del tramonto, al fine di rendere minimi gli sprechi di energia elettrica.

Nella seguente tabella sono riportati i dettagli, in termini di potenza assorbita, dei sostegni con i relativi corpi illuminanti:

Descrizione	N. Sostegni	N. lampade	Potenza unitaria lampade (W)	Potenza (W)
TF ₁₋₈	8	8	230	14720
TF ₉	1	7	230	1610
TF ₁₀	1	4	230	920
TF ₁₁₋₁₃	3	8	230	5520
TF _{Guardia Costiera}	1	8	230	1840
PdB ₁₋₆	6	2	99	1188
Totale				25798

Figura 28. Dettaglio tabellare degli utilizzatori

La potenza totale allacciata alla rete elettrica del porto, anch'essa di nuova realizzazione, è dunque pari a circa 25,8 kW. Questo dato è fondamentale per eseguire i bilanci energetici che porteranno al dimensionamento dell'impianto fotovoltaico. La figura seguente, fornita dallo Studio Nastri, mostra il layout elettrico dell'impianto, l'ubicazione delle TF e dei PdB e l'edificio denominato Mercato in cui è presente un tetto a falda parzialmente esposto a sud ed i cui dettagli saranno mostrati successivamente.

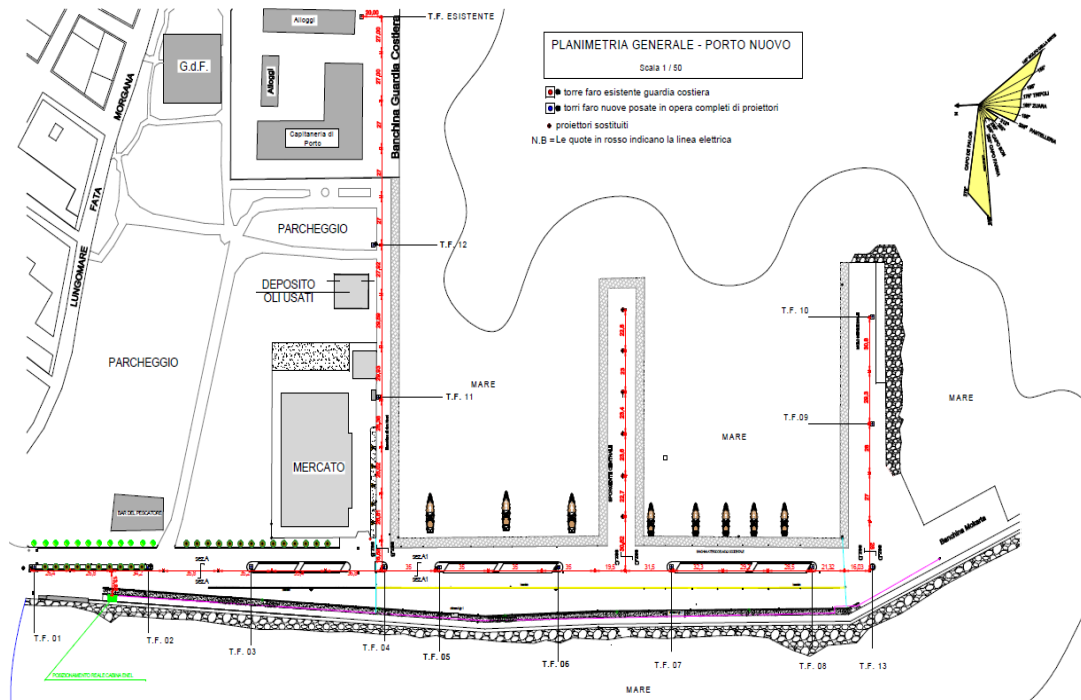


Figura 29. Planimetria generale con utilizzatori e linea elettrica

Sapendo che ogni sostegno dei corpi illuminanti è equipaggiato con dei sensori crepuscolari, è possibile calcolare l'energia assorbita, in un arco temporale definito, con le seguenti ipotesi:

- I sensori crepuscolari attivano e disattivano l'impianto esattamente agli orari di tramonto ed alba di ogni giorno dell'anno;
- Nell'istante in cui l'impianto entra in funzione, questo opera nelle condizioni di regime assorbendo la sua massima potenza fino all'orario di disattivazione.

L'energia giornaliera è quindi calcolata con la formula seguente:

$$E = P \cdot (t_{a_{i+1}} - t_{t_i}) \quad (7.1.1)$$

in cui:

E : energia richiesta;

P : potenza istantanea;

t_a : orario in cui sorge il sole nel luogo di interesse e nel giorno $i+1$;

t_t : orario in cui tramonta il sole nel luogo di interesse e nel giorno i -esimo.

È stata dunque utilizzata un banca dati per conoscere gli orari di alba e tramonto di ogni giorno dell'anno nell'area geografica di interesse. Tali dati sono stati importati sul software Excel ed elaborati al fine di ottenere le ore di buio giornaliera, mensili e annuali. Sono stati quindi calcolati i rispettivi fabbisogni energetici dell'impianto.

Consumo energetico					
Mese	Ore di accens. [h giorno ⁻¹]	Pot. lampade [kW]	Energ. cons. [kWh giorno ⁻¹]	N° giorni	Energ. cons. [kWh mese ⁻¹]
Gen	14,1	25,8	363,0	31	11254,4
Feb	13,1	25,8	339,2	28	9498,4
Mar	12,0	25,8	309,0	31	9577,5
Apr	10,8	25,8	277,3	30	8319,9
Mag	9,7	25,8	250,6	31	7768,2
Giu	9,2	25,8	237,1	30	7112,9
Lug	9,5	25,8	243,9	31	7559,7
Ago	10,4	25,8	267,3	31	8287,2
Set	11,5	25,8	297,6	30	8927,8
Ott	12,8	25,8	329,1	31	10203,1
Nov	13,8	25,8	356,6	30	10697,1
Dic	14,4	25,8	370,8	31	11495,2
Energ. cons. [kWh anno ⁻¹] =					110701,4

Figura 30. Dettaglio tabellare mensile dell'energia richiesta dall'impianto utilizzatore

L'energia consumata in un anno ammonta quindi a circa 110,7 MWh.

La figura seguente fornisce un supporto grafico che mostra i risultati della suddetta analisi, mettendo in evidenza l'andamento temporale tipico del fenomeno analizzato:

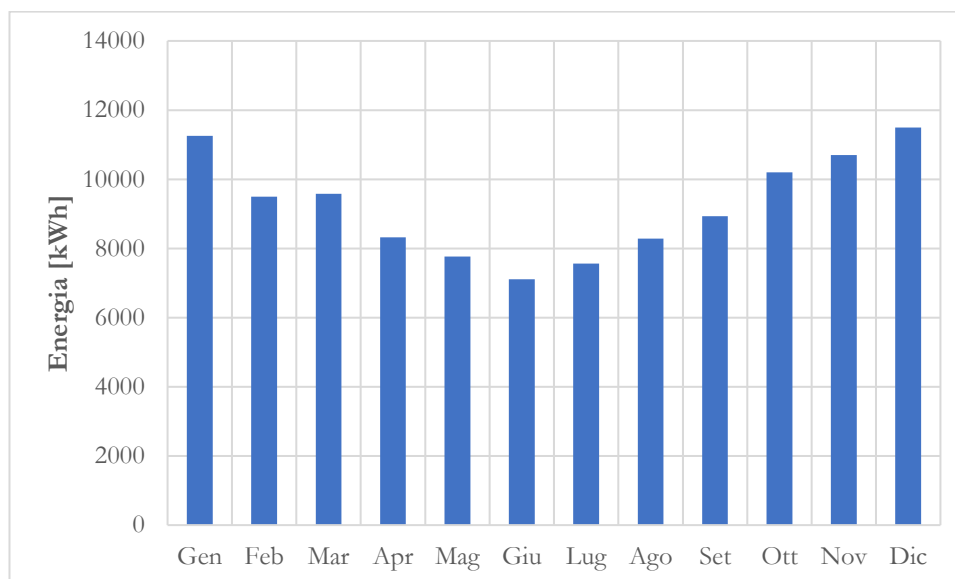


Figura 31. Dettaglio grafico mensile dell'energia richiesta dall'impianto utilizzatore.

È possibile notare come l'energia richiesta aumenti in corrispondenza dei mesi invernali e diminuisca in quelli estivi, diretta conseguenza della diversa inclinazione dell'asse della Terra rispetto al Sole durante l'anno. Il mese in cui si ha il maggior consumo è dicembre, mentre il mese in cui si registra il consumo energetico minore è giugno, rispettivamente i mesi in cui si hanno il solstizio d'inverno ed il solstizio d'estate.

7.2 Ubicazione impianto FV, vincoli e iter autorizzativo

Il Mercato ittico sopra cui sarà installato l'impianto fotovoltaico risulta, nelle previsioni dello strumento urbanistico comunale "STRALCIO DELLE NORME TECNICHE DI ATTUAZIONE ANNESSE AL P.R.G. APPROVATO CON D. DIR. N.177 DEL 14/02/03. (Art. 52)", in Zona F:

"Le zone F interessano tutte le attrezzature, impianti, servizi pubblici e di uso pubblico di cui al D. M 2/4/68 n° 1444 e tutte le opere di urbanizzazione secondaria come definite dall'art. 44 della legge 22/10/71 n° 865. Tutte le aree e gli immobili destinati ad attrezzature e impianti pubblici o di uso pubblico, e che comunque contengono o costituiscono opere relative alle urbanizzazioni secondarie, sono state individuati nel Piano e vincolati a svolgere le funzioni cui sono deputati. Le zone F sono suddivise in zone F1 (attrezzature e impianti pubblici e di uso pubblico), F2 (attrezzature turistico-ricettive), F3 (ville e giardini pubblici), F4 (aree a verde attrezzato per lo sport), F5 (parchi urbani), F6 (parchi territoriali), F7 (parchi naturalistici)".

In particolare, l'area ricade in Zona F1-h "Mercati ed attrezzature commerciali", consentendo l'installazione di impianti fotovoltaici sui tetti di pertinenza.

L'area che ospiterà l'impianto è soggetta al vincolo ambientale "aree di costa 300 m" di cui all'art. 142, lett. a del d.lgs. 42/04 e, dal punto di vista autorizzativo, gli impianti fotovoltaici di potenza qualsiasi realizzabili sugli edifici rientrano nel campo di "attività in edilizia libera" di cui all'art. 6 comma 11 del d.lgs. 3 marzo 2011 n. 28. Inoltre, l'impianto avrà la caratteristica di essere posto in aderenza al tetto dell'edificio, con la stessa inclinazione e lo stesso orientamento della sua falda, rientrando nel punto A.6 dell'allegato A del D.P.R. n.31/2017. Pertanto, non risulterà soggetto alla preventiva Autorizzazione Paesaggistica.

Il tetto possiede un'esposizione particolarmente vantaggiosa, in quanto:

- L'orientamento (o azimut) della falda è pari a 0° , ovvero corrispondente al sud;
- L'angolo di tilt della superficie sulla quale installare i pannelli fotovoltaici, ovvero quella esposta a sud, è pari al 27,3%, corrispondente ad un angolo di circa 15° rispetto all'orizzonte.

Una volta definita la località geografica e l'esposizione, è necessario stabilire un criterio di dimensionamento dell'impianto fotovoltaico.

7.3 Ricerca della migliore configurazione

Come già evidenziato, l'impossibilità di consumare l'energia nello stesso tempo in cui essa viene messa a disposizione, costituisce un importante fattore da tenere in considerazione. Tale problematica può essere risolta tramite l'utilizzo di un sistema di accumulo energetico che immagazzini l'energia prodotta di giorno per utilizzarla quando essa è richiesta dal servizio di illuminazione portuale, ovvero nelle ore serali e notturne. Tuttavia, i prezzi di acquisto ed installazione dei sistemi di accumulo energetico ancora relativamente elevati ne limitano la diffusione. Nel presente lavoro verrà approfondito l'aspetto economico di tale configurazione, effettuando dunque delle valutazioni economiche circa lo scenario in cui è presente un sistema di accumulo elettrochimico connesso all'impianto fotovoltaico.

Di seguito verranno fatte delle valutazioni tecnico-economiche per individuare a livello qualitativo il migliore investimento realizzabile, ovvero una stima delle risorse da destinare alla realizzazione dell'impianto fotovoltaico per ottenere i massimi benefici economici in termini di redditività dell'investimento.

A tal fine sono stati ipotizzati tre scenari, ciascuno relativo ad una diversa condizione da soddisfare:

- 1) L'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico è uguale al fabbisogno energetico dell'impianto utilizzatore, su base annuale;
- 2) L'energia fotovoltaica eguaglia il fabbisogno energetico medio giornaliero del mese più penalizzato dal punto di vista della generazione fotovoltaica nella località considerata, ovvero dicembre;
- 3) L'energia fotovoltaica eguaglia il fabbisogno energetico medio giornaliero del mese più vantaggioso dal punto di vista della generazione fotovoltaica, ovvero luglio.

Al fine di effettuare i bilanci energetici per i diversi scenari proposti, è necessario esplicitare la metodologia di calcolo applicata, specificando il ruolo assunto dai diversi parametri che ne fanno parte.

7.4 Calcolo della producibilità

La produzione netta di energia fotovoltaica è direttamente proporzionale alla potenza installata, all'irradiazione solare globale incidente sui moduli fotovoltaici e ad un coefficiente adimensionale chiamato *performance ratio* (PR) che tiene conto delle reali perdite del sistema.

Al fine di determinare la producibilità energetica dell'impianto, è necessario introdurre alcuni concetti chiave:

- Irradianza solare G : energia della radiazione elettromagnetica emessa dal Sole per unità di tempo e per unità di superficie. Essa può essere distinta nelle sue componenti diretta G_b e diffusa G_d . L'irradianza solare globale corrisponde alla somma delle due componenti:

$$G = G_b + G_d \quad (7.4.1)$$

- Irradiazione solare H : energia della radiazione elettromagnetica emessa dal Sole per unità di superficie. Essa può essere distinta nelle sue componenti diretta H_b e diffusa H_d , equivalenti rispettivamente all'integrale nel tempo di G_b e G_d . L'irradiazione solare globale corrisponde alla somma delle due componenti:

$$H = H_b + H_d \quad (7.4.2)$$

L'irradiazione solare globale mediata su una base temporale è una variabile che dipende in maniera significativa dalla stagionalità, dalla località geografica e dalla trasparenza atmosferica durante l'arco di tempo considerato.

Essa può essere dedotta dai diagrammi di irraggiamento secondo la norma UNI 10349-1, dalle tabelle ENEA o da software online quali PVGIS e SoDa:

- Norma UNI 10349 (UNI 10349-1:2016): essa fornisce per il territorio italiano i dati climatici necessari per la verifica delle prestazioni energetiche degli edifici, le metodologie di calcolo per suddividere l'irradianza solare nelle frazioni diretta e diffusa, calcolare l'irradianza su una superficie fissa comunque inclinata e orientata. I dati climatici contenuti nella norma UNI 10349-1:2016 sono ottenuti dallo studio "*ENEA-CTI – Anni tipo climatici*", considerando 110 località italiane assunte come riferimento per le relative province;
- Banca dati ENEA: dall'anno 1994, ENEA raccoglie i dati dell'irradiazione globale orizzontale sul territorio italiano, tramite i satelliti meteorologici geostazionari del sistema Meteosat. Le mappe ad oggi ottenute forniscono dati sull'irradiazione solare di oltre 1600 comuni italiani;
- Nella versione PVGIS 5 vengono utilizzati due insiemi di dati basati sulla rianalisi dell'irradiazione solare:
 - a) ECMWF ERA-5, prodotto dall'European Centre for Medium-range Weather Forecast (ECMWF). Questo insieme di dati ha una copertura globale con una risoluzione di circa 30 km ed include sia l'irradianza globale sia quella diretta. I dati fanno riferimento al periodo temporale che va dal 2010 al 2016;
 - b) COSMO-REA offre un insieme di dati frutto di una rianalisi regionale che copre l'Europa e l'Africa settentrionale. La risoluzione spaziale è di circa 6 km e i dati sono disponibili con risoluzione oraria per il periodo 1995-2015, sebbene al momento in PVGIS venga utilizzato solo l'intervallo 2005-2015.
- SoDa: il servizio web messo a disposizione da "*The SoDa Service*" fornisce i valori orari, giornalieri e mensili dell'irradiazione globale, su un piano orizzontale o inclinato, in qualunque locazione geografica del mondo. I valori mensili sono ottenuti dalle banche dati climatologiche ESRA e METEONORM. I valori medi orari dell'irradiazione e della temperatura sono generati stocasticamente in modo da corrispondere ad un anno tipo.

Nella tabella sottostante sono riportati solamente i dati mensili ed i rispettivi totali annuali:

Irradiazione solare globale orizzontale [kWh/m²]				
Mesi	UNI 10349-1: 2016	ENEA	PVGIS – ERA5	SoDa
Gen	69,8	73,2	76,4	62,4
Feb	87,7	87,9	93,6	79,8
Mar	129,2	135,2	147,1	133,8
Apr	173,4	162,5	185,9	164,2
Mag	211,2	197,2	218,4	199,9
Giu	226,3	201,7	230,0	222,2
Lug	239,5	211,0	236,3	219,5
Ago	210,3	186,9	211,3	189,1
Set	146,9	143,3	155,3	151,6
Ott	119,8	112,8	117,4	111,6
Nov	91,3	76,7	79,3	73,6
Dic	62,2	66,3	68,4	58,3
Totali	1767,5	1654,6	1819,4	1666,3

Figura 32. Dettaglio tabellare dell'irradiazione solare globale orizzontale mensile nella località di interesse

Nel grafico seguente si può apprezzare l'andamento tipico del fenomeno, in cui l'irradiazione raggiunge il suo picco nei mesi estivi e diminuisce fino ai valori minimi invernali:

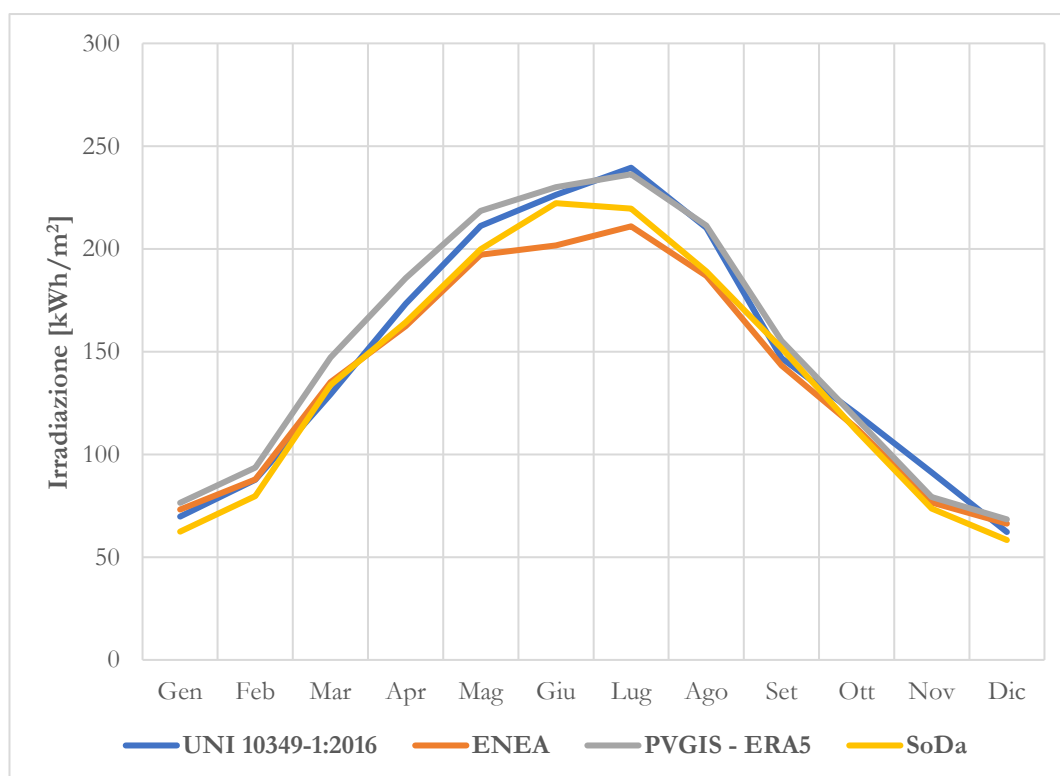


Figura 33. Dettaglio grafico dell'irradiazione solare globale orizzontale mensile nella località di interesse

Naturalmente, gli andamenti sono del tutto simili tra loro, ma i valori forniti da ENEA e da SoDa, che hanno totali annuali ravvicinati, sono sensibilmente più bassi rispetto agli altri due. Al fine del presente lavoro di tesi, si è scelto di utilizzare i dati forniti da SoDa poiché disponibili con dettaglio orario. Inoltre, questi si avvicinano ai dati riportati nel più recente documento statistico sul solare fotovoltaico redatto dal GSE che illustra “le caratteristiche, la diffusione e gli impieghi degli impianti fotovoltaici in esercizio sul territorio italiano”. In esso è riportata la mappa della radiazione cumulata annuale del 2018:

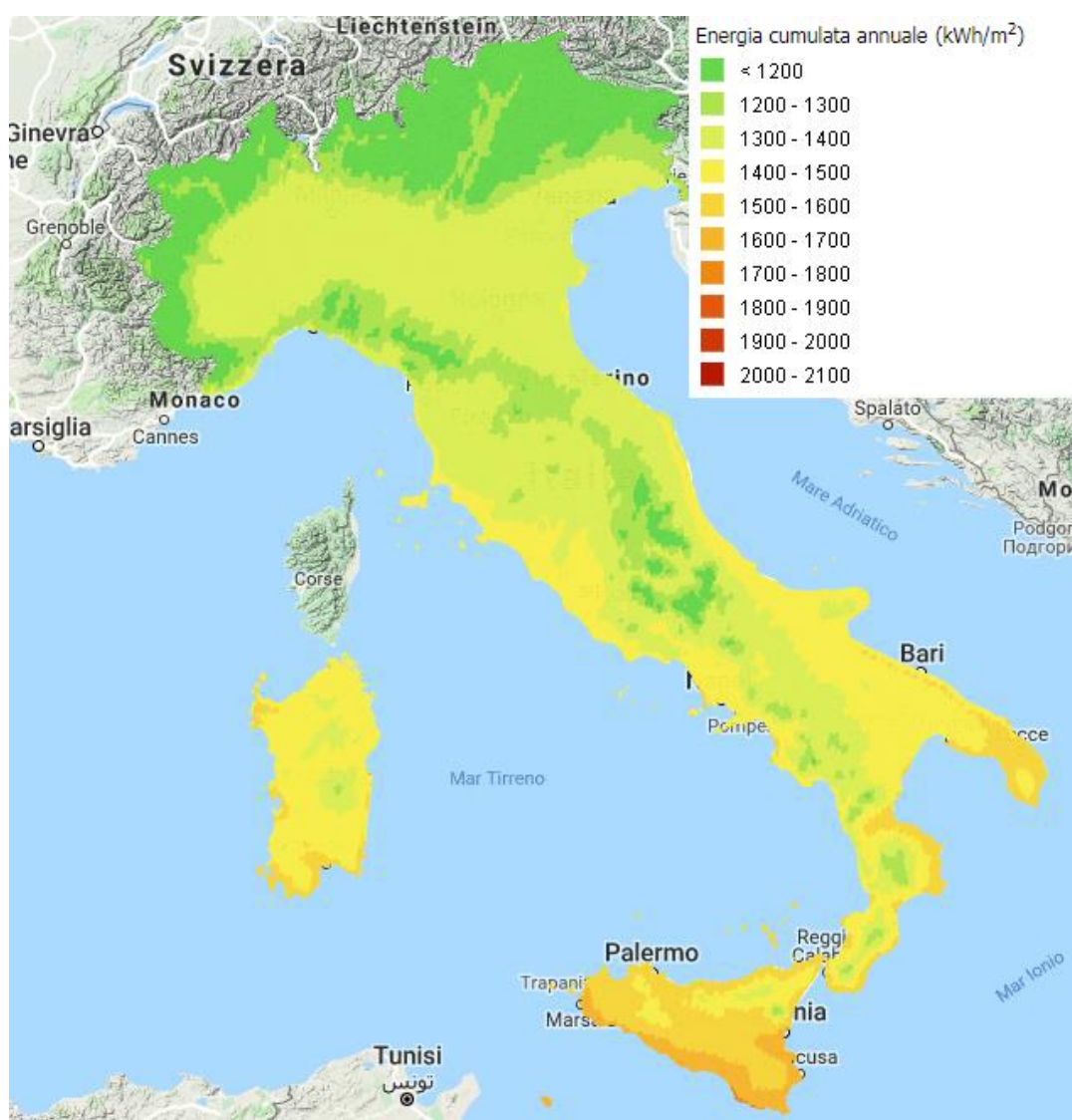


Figura 34. Irradiazione solare globale mensile nella località di interesse su una superficie avente tilt pari a 15°
Fonte: Elaborazione a cura di RSE su dati EUMETSAT

Il GSE ha constatato che la radiazione solare al 2018 è stata inferiore rispetto all'anno precedente. In tale anno, l'energia prodotta è stata inferiore del 7% rispetto al 2017,

sebbene, come visto in Fig. 1, la potenza efficiente lorda al 2018 sia aumentata dell'1,02% rispetto all'anno precedente.

Si riportano nella tabella seguente i valori di irradiazione globale mensile nella località di interesse forniti da SoDa per una superficie avente un tilt di 15°, orientata a sud, corrispondente a quella su cui verrà effettuata la posa dei pannelli fotovoltaici:

Irradiazione media mensile [kWh/m²]											
Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
79	98	148	179	205	221	219	199	166	131	89	75

Figura 35. Irradiazione solare globale mensile nella località di interesse su una superficie avente tilt pari a 15°

Trovandoci nell'emisfero settentrionale, l'inclinazione di 15° della superficie esposta a sud ha come effetto un incremento dell'irradiazione globale. Il valore annuale dell'irradiazione globale risulta essere pari a:

$$H_{a,15^\circ} = \sum_i^{12} H_i = 1812 \left[\frac{kWh}{m^2} \right]$$

Dallo stesso software sono stati estrapolati i dati di irraggiamento relativi a diverse inclinazioni della superficie incidente fino ad individuare l'angolo di tilt per cui l'irraggiamento su base annuale risulta massimo:

Mese	Irradiazione [kWh/m²]		
Gen	91,1	92,1	92,7
Feb	109,2	109,8	110,3
Mar	157,5	157,8	158,1
Apr	180,0	179,7	179,4
Mag	198,7	197,8	197,2
Giu	209,4	208,2	207,0
Lug	209,9	208,6	207,4
Ago	198,1	197,8	197,2
Set	173,7	174,0	174,3
Ott	144,5	145,1	145,7
Nov	102,3	103,2	103,8
Dic	88,0	88,7	89,3
Totale	1862,4	1862,7	1862,3
Angolo di tilt	29°	30°	31°

Figura 36. Dati di Irradiazione solare globale mensile nella località di interesse per superficie aventi differente tilt. Fonte: SoDa - NORMAL YEAR OF GLOBAL RADIATION AND AIR TEMPERATURE

L'angolo di tilt ottimale è pari a 30° e l'irradiazione annuale $H_{a,30^\circ}$ è:

$$H_{a,30^\circ} = \sum_i^{12} H_i = 1862,7 \left[\frac{kWh}{m^2} \right]$$

Tale valore corrisponde a circa il 2,7% in più rispetto a quella incidente sul piano inclinato corrispondente alla falda.

Ciò che è interessante notare è che l'energia ottenuta aumentando l'angolo di tilt è, oltre che maggiore su base annuale, distribuita in maniera più favorevole per il caso in esame, in quanto l'energia ottenibile dall'impianto fotovoltaico è maggiore per i mesi invernali e minore durante il periodo estivo rispetto a quella che si otterrebbe con un angolo di tilt di soli 15° . Questa soluzione andrebbe incontro alla problematica peculiare presentata dal sistema di illuminazione, in cui i carichi sono maggiori nei mesi invernali rispetto a quelli estivi, portando ad un adeguamento della produzione rispetto al carico, su base giornaliera e mensile.

Il problema nella realizzazione di un angolo di tilt maggiore rispetto a quello fornito dalla falda consiste nel rischio che comporterebbe l'azione del vento sulla superficie inferiore dei moduli fotovoltaici. Ciò potrebbe dare luogo a delle forze tali da compromettere l'integrità strutturale della copertura.

I principali fattori che compongono il PR sono:

- Effetto della temperatura;
- Tolleranza rispetto ai dati STC e mismatch intrinseco delle caratteristiche corrente-tensione I-V dei moduli;
- Ombreggiamenti e bassa radiazione;
- Sporczia e riflessione;
- Effetto Joule nei circuiti in corrente continua;
- Perdite negli inverter.

Un valore tipico del PR è di $0,70 \div 0,80$ per gli impianti connessi alla rete, come nel caso in esame.

L'effetto della temperatura può essere calcolato conoscendo il coefficiente di temperatura della potenza dei moduli fotovoltaici, espresso in $\%/^\circ\text{C}$ e dipendente dalla qualità manifatturiera degli stessi. Tale coefficiente quantifica il peggioramento delle prestazioni della cella fotovoltaica all'aumentare della sua temperatura; i costruttori di pannelli fotovoltaici forniscono per i loro prodotti un parametro detto *Normal Operating Cell Temperature* (NOCT) il quale rappresenta la temperatura di

equilibrio che si stabilisce nelle seguenti condizioni di irradianza sul piano dei moduli, temperatura ambiente e velocità del vento, artificialmente riprodotte in laboratorio. I parametri di controllo sono i seguenti:

- $G_p = 800 \left[\frac{W}{m^2} \right]$;
- $T_{amb} = 20 [^{\circ}C]$;
- $v = 1 \left[\frac{m}{s} \right]$.

I valori del NOCT sono tipicamente compresi nell'intervallo $42 \text{ }^{\circ}C \div 50 \text{ }^{\circ}C$.

È possibile quindi calcolare la temperatura di equilibrio T_c che stabilisce nella cella fotovoltaica al variare dell'irradianza e della temperatura dell'aria, secondo la seguente relazione:

$$T_c = T_a + \frac{NOCT - 20}{800} G \quad (7.4.3)$$

Si possono così confrontare le prestazioni reali della cella nelle condizioni dinamiche dell'ambiente esterno con le rispettive prestazioni della cella forniti dai costruttori alle *Standard Test Conditions* (STC). I parametri di controllo STC sono indicati dalle norme IEC/EN 60904 al fine di uniformare a livello internazionale i dati delle prestazioni di moduli diversi per tecnologia e per qualità. I parametri di controllo STC sono:

- $G_{STC} = 1000 \left[\frac{W}{m^2} \right]$
- $T_c = 25 [^{\circ}C]$
- $AM = 1,5$

in cui:

G_{STC} : irradianza globale standard;

T_c : temperatura delle celle;

AM: distribuzione spettrale della radiazione solare.

Con i parametri sopra descritti è possibile calcolare le potenze medie orarie corrette $P_{pv,i}$ in uscita dal generatore fotovoltaico di potenza P corrispondenti alla reale irradianza $G_{p,i}$ relativo all'ora i -esima nella zona di interesse. Avendo a disposizione i valori medi orari, è possibile calcolare l'energia prodotta. Dividendo l'energia complessiva E_{pv} per l'energia idealmente ottenibile (in assenza di perdite) E_{id} , si possono calcolare le perdite energetiche per effetto delle sovratemperature η_t .

$$P_{pv,i} = P \cdot [1 - \gamma (T_{c,i} - 25)] \cdot \frac{G_{p,i}}{G_{STC}} \quad (7.4.4)$$

$$\eta_t = \frac{E_{pv}}{E_{id}} \quad (7.4.5)$$

Le perdite per effetto Joule nei circuiti in corrente continua possono essere calcolate attraverso le leggi di Ohm, conoscendo i dati del layout dell'impianto ed in particolare la lunghezza del cavo solare della stringa e le caratteristiche elettriche dei moduli fotovoltaici.

La formula utilizzata per la verifica della caduta di tensione percentuale viene applicata ad una singola stringa ed è la seguente:

$$\Delta U_{\%} = 100 \cdot \left[\left(\rho_1 \cdot \frac{L_1}{S_1} \right) + \left(\rho_2 \cdot \frac{L_2}{S_2} \right) \right] \cdot \frac{P_{max}}{U^2} \quad (7.4.6)$$

In cui:

- ρ_1 , L_1 e S_1 sono rispettivamente la resistività, la lunghezza e la sezione dei connettori dei moduli. Questi parametri sono imposti dal costruttore dei moduli;
- ρ_2 , L_2 e S_2 sono rispettivamente la resistività, la lunghezza e la sezione del cavo di collegamento tra la stringa più svantaggiata ed il quadro di parallelo delle stringhe o l'inverter;
- P_{max} è la somma delle potenze di targa dei singoli pannelli facenti parte della stringa considerata;
- U è la tensione di stringa, pari alla somma delle tensioni U_{MPP} dei singoli pannelli che ne fanno parte.

Il rendimento di trasformazione DC/AD dell'inverter è un dato di targa di questo componente elettrico e verrà preso in considerazione una volta effettuata la scelta. Si prende come riferimento il rendimento europeo indicato nelle sue specifiche tecniche.

Per effettuare delle stime di massima della producibilità energetica per gli scenari che seguono, è stato utilizzato un valore di progetto del PR pari a 0,75.

Si può adesso calcolare la potenza di picco che l'impianto fotovoltaico deve possedere per ciascuno dei tre scenari ipotizzati nel paragrafo 7.3.

A tal fine, sono stati impostati sul software Excel i bilanci energetici, lasciando come unica variabile la potenza di picco dell'impianto. Grazie allo strumento "ricerca obiettivo" è stato possibile ottenere i risultati teorici per ciascuno scenario.

- Scenario 1)

L'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico è uguale al fabbisogno energetico dell'impianto utilizzatore, su base annuale:

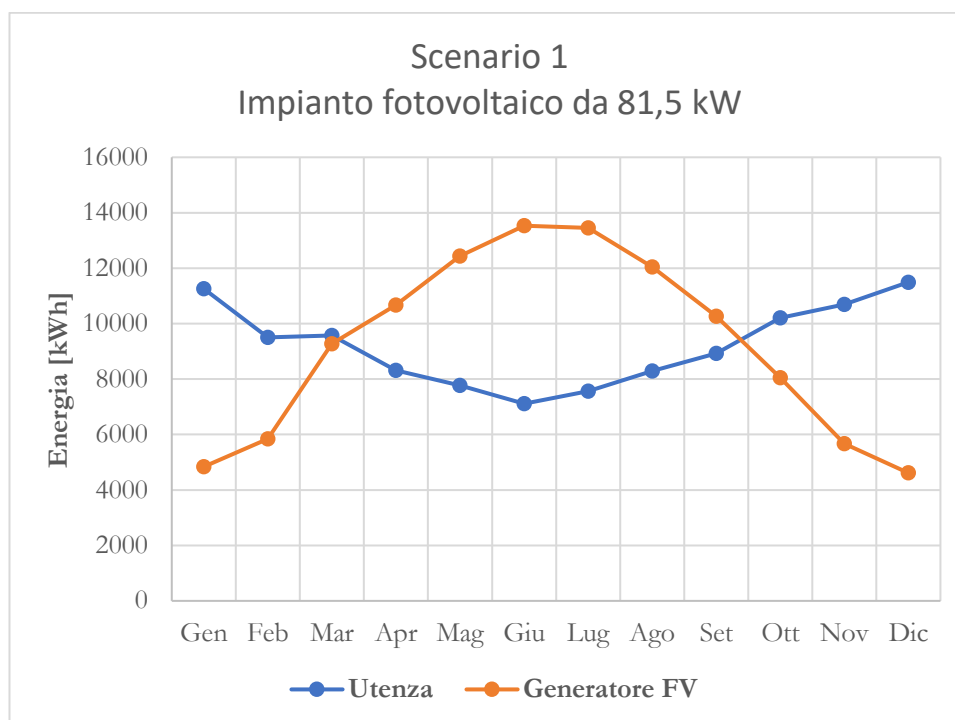


Figura 37. Bilancio energetico per lo scenario 1

In questa configurazione, l'area sottesa alla curva che rappresenta il generatore FV è uguale all'area sottesa alla curva che rappresenta l'utenza. Per quanto visto al capitolo [5.2], questa configurazione tende a massimizzare il contributo in conto scambio offerto dal GSE per l'utilizzo del meccanismo di incentivazione SSP. Infatti, l'onere sostenuto per l'acquisto dell'energia elettrica sarà simile al controvalore dell'energia immessa in rete durante le ore di produzione. Nel momento in cui si svolgeranno le analisi economiche degli scenari, ci si aspetta che questa configurazione risulti particolarmente vantaggiosa, proprio grazie alla massimizzazione dell'incentivo.

- Scenario 2)

L'energia fotovoltaica eguaglia il fabbisogno energetico medio giornaliero del mese più penalizzato dal punto di vista della generazione fotovoltaica nella località considerata, ovvero dicembre:

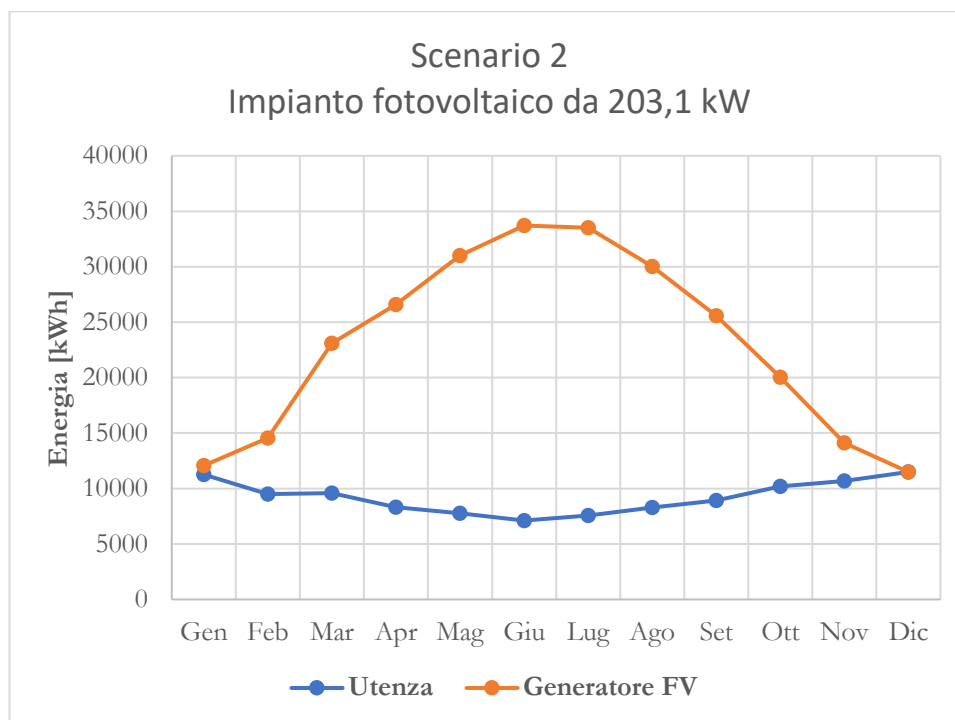


Figura 38. Bilancio energetico per lo scenario 2

Risulta evidente che in questa configurazione l'impianto sia fortemente sovradimensionato rispetto al fabbisogno energetico richiesto dai carichi. L'area compresa tra la curva di produzione e quella dell'utenza rappresenta l'energia in surplus che andrebbe ceduta in rete e quindi non verrebbe valorizzata. Oltre al problema economico dell'insufficienza del budget disponibile per la realizzazione di tale configurazione, è presente un vincolo ancora più stringente: ad oggi, la superficie del tetto a falda con angolo di tilt pari a 15° è inferiore a quella che sarebbe richiesta utilizzando le più avanzate tecnologie disponibili in commercio.

Ipotizzando infatti un modulo caratterizzato da:

- Potenza del singolo modulo P_{mod} pari a 365 W;
- Superficie modulo S_{mod} pari a $1,72 \text{ m}^2$.

Considerando la superficie netta disponibile della falda S_{disp} pari a 650 m^2 , la potenza di picco installata sarebbe pari a:

$$P_{max} = \frac{P_{mod}}{S_{mod}} \cdot S_{disp} \quad (7.4.7)$$

$$P_{max} = 137 \text{ [kW]}$$

Nonostante questo buon risultato, per quanto visto nel paragrafo 5.2, il surplus di produzione rispetto al fabbisogno, su base annuale, sarebbe remunerato ad un prezzo inferiore.

- Scenario 3)

L'energia fotovoltaica eguaglia il fabbisogno energetico medio giornaliero del mese più favorito dal punto di vista della generazione fotovoltaica, che risulta essere il mese di giugno:

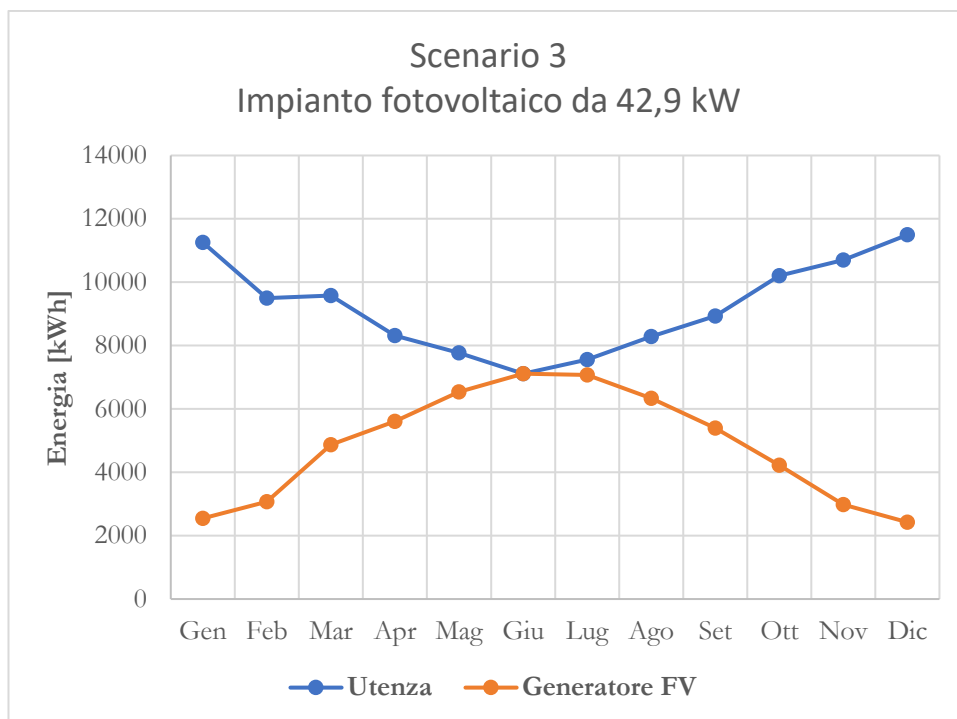


Figura 39. Bilancio energetico per lo scenario 3

Nonostante l'evidente sottodimensionamento dell'impianto, quest'ultimo scenario potrebbe essere, qualitativamente, di interesse pratico qualora si decidesse di installare un sistema di accumulo elettrochimico. Infatti, l'elevato costo di quest'ultimo, unitamente al limitato budget reso disponibile dal Comune per la realizzazione dell'impianto FV, renderebbe necessaria una consistente riduzione della potenza di generazione installata.

8 Individuazione della migliore configurazione realizzabile

Avendo analizzato e commentato i risultati dei bilanci energetici dei tre scenari caratteristici nel capitolo precedente, si possono adesso approfondire gli stessi dal punto di vista economico.

Trattandosi di un lavoro pubblico, la realizzazione di questo progetto prevederà una gara d'appalto in cui l'impresa vincitrice dovrà realizzare, con il budget scontato disponibile, un impianto avente tutte le caratteristiche specificate negli elaborati grafici e nel computo metrico che verranno consegnati dallo Studio Nistri a progetto concluso. È compito del progettista, dunque, attenersi al "*Prezzario unico regionale per i lavori pubblici in Sicilia anno 2019*" per avere la certezza che il progetto sia effettivamente realizzabile. Come descritto dallo stesso, il Prezzario regionale "[...] è costituito da voci di capitolato per opere finite e/o forniture con posa in opera, il cui costo è comprensivo di tutte le fasi lavorative necessarie per la definizione dell'opera completa e realizzata a perfetta regola d'arte [...]".

Nei paragrafi seguenti si analizzeranno più nel dettaglio gli scenari proposti nel capitolo precedente, effettuando un confronto economico basato sul Valore Attuale Netto (VAN) dell'investimento. Il VAN è una metodologia che consente di stabilire il valore attualizzato di un investimento i cui effetti si protraggono nel corso degli anni. La formula generale utilizzata per il suo calcolo è la seguente:

$$VAN = -I_0 + \sum_{k=0}^n \frac{F_k}{(1 + i_r)^k} \quad (8.1)$$

in cui:

I_0 : costo di investimento sostenuto all'anno zero;

F_k : flusso di cassa relativo al k-esimo anno;

i_r : tasso di interesse, supposto costante per gli anni a cui si riferisce l'analisi.

È prevedibile che un investimento più oneroso dia risultati del VAN migliori. Per questo è utile lo studio del Tasso Interno di Rendimento (TIR) che esprime la redditività del progetto in analisi. Il TIR corrisponde al tasso di interesse per il quale il VAN è pari a zero. In formule:

$$-I_0 + \sum_{k=0}^n \frac{F_k}{(1 + TIR)^k} = 0 \quad (8.2)$$

Valori maggiori del TIR indicano una maggiore redditività dell'investimento, ovvero un maggiore valore attualizzato dell'investimento a parità di capitale economico investito.

Per potere effettuare tale analisi, si sono stabiliti dei prezzi di riferimento che esprimono il valore dell'energia immessa e acquistata in rete. In particolare, in regime fiscale di scambio sul posto si è fissato un valore economico di remunerazione per l'energia immessa in rete pari a 13,64 c€/kWh che, come visto in Fig. 27, rappresenta il valore medio del contributo in conto scambio unitario.

Le eccedenze sono rappresentate dal surplus del valore economico dell'energia immessa in rete rispetto all'onere sostenuto per il suo acquisto, su base annuale. La remunerazione per l'immissione in rete è stata fissata pari a 6,5 c€/kWh in quanto, da un'analisi dei dati messi a disposizione dal GME, rappresenta il valore medio di mercato dell'energia elettrica immessa nella zona virtuale di interesse durante le ore diurne. Tale valore può essere considerato, con buona approssimazione, uguale al PUN medio mensile: con questa ipotesi è possibile considerare le eccedenze in termini energetici, ovvero pari al surplus di produzione rispetto al consumo, su base annuale.

Il prezzo dell'energia acquistata dalla rete per l'impianto di illuminazione comunale è stato fissato pari a 22 c€/kWh.

Il costo specifico dell'investimento, rappresentato dalla fornitura e posa in opera a regola d'arte dei seguenti componenti, è stato stimato a 1700 €/kW:

- Moduli fotovoltaici in silicio monocristallino;
- Gruppo di conversione trifase (inverter);
- Connettori multicontact per il sezionamento lato DC;
- Cavo solare;
- Sistema di fissaggio per moduli fotovoltaici.

Questo valore relativamente elevato rispetta le voci di capitolato del Prezzario regionale: la vera spesa che affronterà il Comune per la realizzazione del progetto sarà quella oggetto di successivo sconto da parte dell'impresa che si aggiudicherà la gara d'appalto.

Il degradamento nel tempo delle prestazioni dei moduli fotovoltaici influisce sulla sua producibilità, i quali a loro volta incideranno sui flussi di cassa. Per tenere conto

di questo fenomeno è stato scelto un coefficiente di riduzione annuale dell'efficienza di generazione pari a 0,5%.

Il costo annuale per la manutenzione dell'impianto fotovoltaico è stimato pari all'1% del costo d'investimento.

Dato che il VAN attualizza i flussi di cassa negli anni successivi a quello presente, si è stabilito un tasso di interesse, ipotizzato costante nel tempo, pari al 3%.

Infine, si è considerata la possibilità di ottenere uno sgravio fiscale del 50% in 10 anni sul costo totale dell'investimento, ottenendo quindi un flusso di cassa positivo pari al 5% del costo dell'investimento per i primi 10 anni.

8.1 Scenario 1 – Energia prodotta uguale al consumo

Campo fotovoltaico che genera l'energia di cui necessita l'impianto utilizzatore.

Come si è visto nel capitolo precedente, lo scenario 1 è stato pensato per trovare un equilibrio tra produzione di energia e consumo, su base annuale.

In tale condizione il meccanismo di SSP consente di ottenere il vantaggio massimo sull'energia prodotta dal generatore fotovoltaico.

Impianto di potenza pari a 81,5 kW:

Anno	F. cassa [€]	F. cassa attual. [€]	VAN [€]
0	-138550	-138550	-138550
1	20641,48	20040,27	-118509,73
2	20565,98	19385,41	-99124,32
3	20490,49	18751,70	-80372,62
4	20414,99	18138,45	-62234,17
5	20339,49	17545,02	-44689,15
6	20263,99	16970,78	-27718,37
7	20188,50	16415,09	-11303,28
8	20113,00	15877,39	4574,11
9	20037,50	15357,08	19931,19
10	19962,00	14853,61	34784,79
11	12959,01	9361,86	44146,65
12	12883,51	9036,23	53182,89
13	12808,01	8721,63	61904,52
14	12732,51	8417,69	70322,21
15	12657,02	8124,06	78446,27
16	12581,52	7840,39	86286,66
17	12506,02	7566,35	93853,00
18	12430,52	7301,62	101154,63
19	12355,03	7045,90	108200,53
20	12279,53	6798,88	114999,40

Figura 40. Dettaglio tabellare del VAN calcolato per lo scenario 1

L'investimento per lo scenario 1 è caratterizzato da un VAN a 20 anni pari a circa 115.000 euro ed un tempo di ritorno dell'investimento inferiore a 8 anni. Il rapporto tra il VAN a 20 anni ed il costo di installazione è pari all'83%. Utilizzando la funzione "Ricerca Obiettivo" tramite il software Excel, è possibile ricavare il valore del TIR che in questo caso è pari a 11,95%. È importante osservare che, non potendo autoconsumare direttamente l'energia prodotta, i flussi di cassa sono dovuti esclusivamente al meccanismo incentivante dello scambio sul posto. Per un impianto di taglia ridotta rispetto a quello sopra analizzato, ipotizzando che il suo costo specifico non cambi, la redditività dell'investimento rimane invariata.

8.2 Scenario 2 – Massima produzione energetica

Campo fotovoltaico che genera surplus di energia.

Lo scenario 2 è stato modificato tenendo conto di quanto analizzato nel paragrafo 7.4, ovvero del vincolo della superficie utilizzabile del tetto a falda e della densità superficiale di potenza dei pannelli fotovoltaici più performanti, ad oggi, in commercio per questo tipo di applicazioni.

Impianto di potenza pari a 137 kW:

Anno	En. Prodotta [kWh]	Eccedenze [kWh]	F. cassa [€]	F. cassa actual. [€]	VAN [€]
0	0	0	-232900	-232900	-232900
1	186166	75466	31650	30728	-202172
2	185235	74535	31589	29776	-172396
3	184304	73604	31529	28853	-143543
4	183374	72674	31468	27959	-115584
5	182443	71743	31408	27093	-88491
6	181512	70812	31347	26253	-62238
7	180581	69881	31287	25439	-36799
8	179650	68950	31226	24650	-12149
9	178719	68019	31166	23886	11737
10	177789	67089	31105	23145	34882
11	176858	66158	19400	14015	48897
12	175927	65227	19339	13564	62461
13	174996	64296	19279	13128	75589
14	174065	63365	19218	12706	88294
15	173134	62434	19158	12297	100591
16	172204	61504	19097	11901	112492
17	171273	60573	19037	11518	124009
18	170342	59642	18976	11147	135156
19	169411	58711	18916	10787	145943
20	168480	57780	18855	10440	156383

Figura 41. Dettaglio tabellare del VAN calcolato per lo scenario 2

L'investimento per lo scenario 2 è caratterizzato da un VAN a 20 anni pari a 156.383 euro, un tempo di ritorno dell'investimento inferiore a 9 anni. Il rapporto tra il VAN a 20 anni ed il costo di installazione è pari al 67,1%. Il TIR risulta essere pari all'10,40%. Nonostante il maggiore ritorno economico di questo scenario, si nota come il surplus di produzione rispetto al fabbisogno elettrico dell'utenza comporti un rapporto inferiore tra VAN e costo dell'impianto rispetto allo scenario 1 e, dunque, anche una riduzione del TIR. Ciò è dovuto alla minore remunerazione delle eccedenze del meccanismo di incentivazione dello scambio sul posto, il quale penalizza la produzione energetica in eccesso rispetto alle reali esigenze, offrendo in questo caso un valore economico per unità di chilowattora immessa in rete inferiore alla metà rispetto al contributo in conto scambio.

8.3 Scenario 3 – Accumulo elettrochimico

Campo fotovoltaico sottodimensionato rispetto al fabbisogno.

Questo scenario, come anticipato nel paragrafo 7.4, prevede l'utilizzo di un sistema di accumulo elettrochimico per mezzo di moderne batterie agli ioni di litio, disponibili in commercio, ad elevata efficienza:

Batteria agli ioni di litio	
Capacità [Ah]	252
Tensione nominale [V]	51,8
Potenza massima [kW]	5
Efficienza di <i>roundtrip</i>	92,4%

Figura 42. Specifiche tecniche di un modulo di batteria al litio

Convertendo la capacità espressa in *Ah* in *kWh* tramite la seguente formula:

$$C_{kWh} = C_{Ah} \cdot V \quad (8.3.1)$$

La capacità di accumulo della singola batteria corrisponde a circa 13 chilowattora. Per efficienza di *roundtrip* si intende l'efficienza calcolata nelle fasi di carica e scarica della batteria alla massima potenza. Questa efficienza tiene anche conto dell'inverter ad onda sinusoidale pura che converte la corrente alternata (AC), in uscita dall'inverter a valle del campo fotovoltaico (inverter FV), in corrente continua (DC) durante la fase di carica delle batterie e viceversa per la fase di scarica.

A parità di costo di installazione dell'intero impianto, l'aumento della capacità di accumulo implica la riduzione della potenza fotovoltaica di picco installabile; sebbene ciò da una parte consenta di aumentare l'autoconsumo di energia, dall'altra induce un aumento generale dei costi. Infatti, come visto nel capitolo 5, ad oggi le batterie agli ioni di litio presentano una vita utile inferiore rispetto a quella dell'impianto fotovoltaico. Per questo, oltre il costo di installazione iniziale, nel computo economico è necessario prevedere il costo relativo alla sostituzione delle batterie. Il costo relativo al sistema di accumulo viene in parte compensato dall'autoconsumo di energia. Come visto nel capitolo 5, una batteria viene considerata a fine vita quando la sua capacità di carica si riduce al di sotto dell'80% ed il numero di cicli che essa può compiere è fortemente influenzato dalla percentuale di capacità energetica che si sceglie di sfruttare.

I sistemi di accumulo possono essere installati in impianti di produzione che accedono al servizio SSP. Grazie a ciò, l'energia che non si riesce immediatamente ad immagazzinare tramite il sistema di batterie può comunque essere valorizzata tramite il contributo in conto scambio.

Tuttavia, producendo energia in eccesso rispetto alla capacità di accumulo delle batterie, si determina una perdita economica C_{loss} pari alla differenza tra la tariffa che esprime il valore dell'energia elettrica autoconsumata C_a e la tariffa unitaria del contributo in conto scambio C_s :

$$C_{loss} = C_a - C_s = 0,220 - 0,136 = 0,084 \left[\frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right]$$

corrispondenti ad una perdita economica unitaria del 38%.

Per comprendere come l'aumento della capacità di accumulo installata incida sull'effettivo ritorno economico dell'investimento, verranno calcolati gli indici economici per tre configurazioni differenti. Per fare ciò, sono stati stabiliti i seguenti parametri:

- Costo PV (€/kW): 1700;
- Costo accumulo energetico attuale (€/kWh): 300;
- Costo accumulo energetico tra 10 anni (€/kWh): 200;
- Costo manutenzione PV e accumulo energetico (% costo installazione): 1%;
- Performance Ratio: 75%;
- Degradamento annuo efficienza PV: 0,5%;

- Degradamento annuo capacità accumulo energetico: 2%;
- Tasso di attualizzazione: 3%.

I risultati dell'analisi economica sono di seguito riassunti:

IFV 42,9 kW	VAN (20 anni) [€]	TIR
Accumulo 39 kWh	56.280	10,53%
Accumulo 78 kWh	32.703	7,21%
Accumulo 117 kWh	18.101	5,20%

Figura 43. Risultati economici delle diverse configurazioni dello scenario 3 al variare delle capacità di accumulo

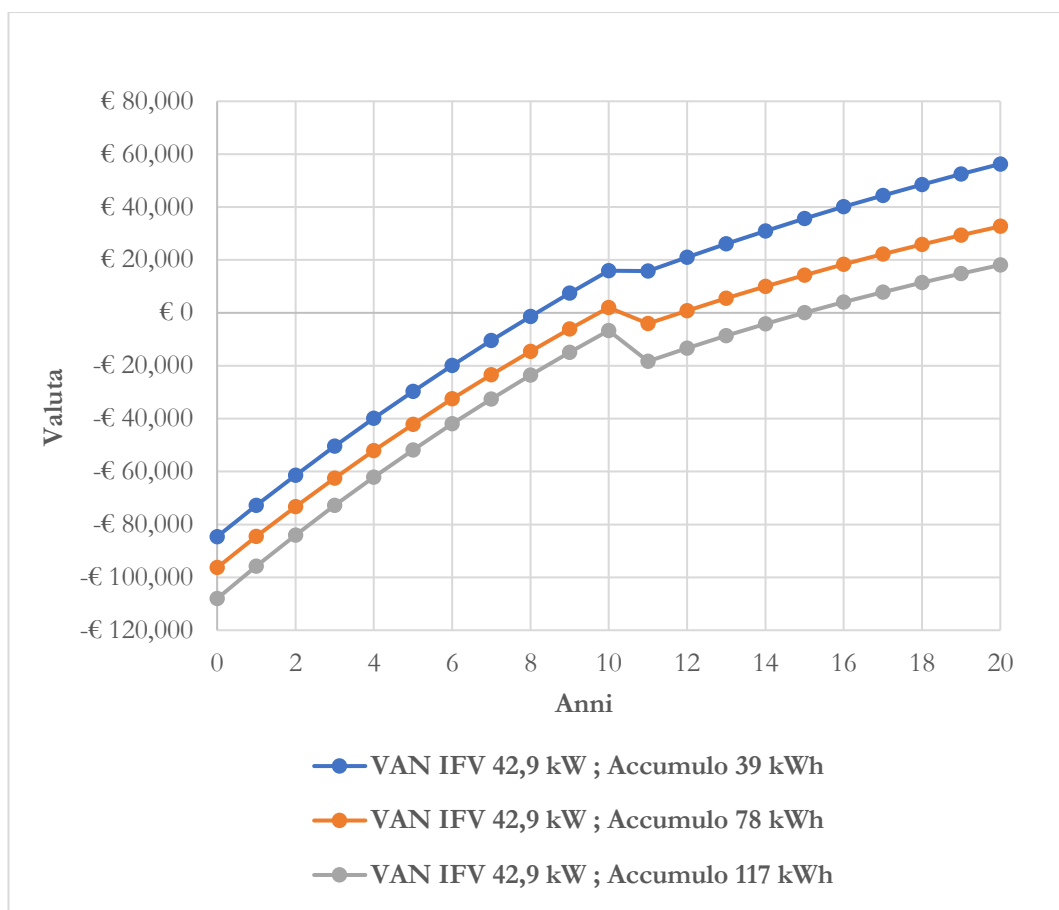


Figura 44. Confronto dei VAN dei tre configurazioni che differiscono per capacità di accumulo elettrochimico.

Com'è possibile notare dai risultati in Fig. 43 e Fig. 44, il risparmio conseguito dall'utilizzo dell'accumulo elettrico non è sufficiente a compensare l'aumento dei costi ad esso attribuiti. La migliore configurazione che prevede un sistema di accumulo, tra le tre proposte, è dunque quella caratterizzata dal valore minore di capacità, ovvero 39 kWh. Per questa configurazione è possibile effettuare una

simulazione dinamica del sistema composto dal generatore fotovoltaico da 42,9 kWp e dal sistema di accumulo energetico da 39 kWh. I mesi presi in considerazione sono quelli in cui la produzione di energia assume valori massimi e minimi. I dati in input sono i dati di irradiazione globale forniti dal software online SoDa con dettaglio orario e le specifiche tecniche dei componenti dell'impianto.

Per il mese di giugno:

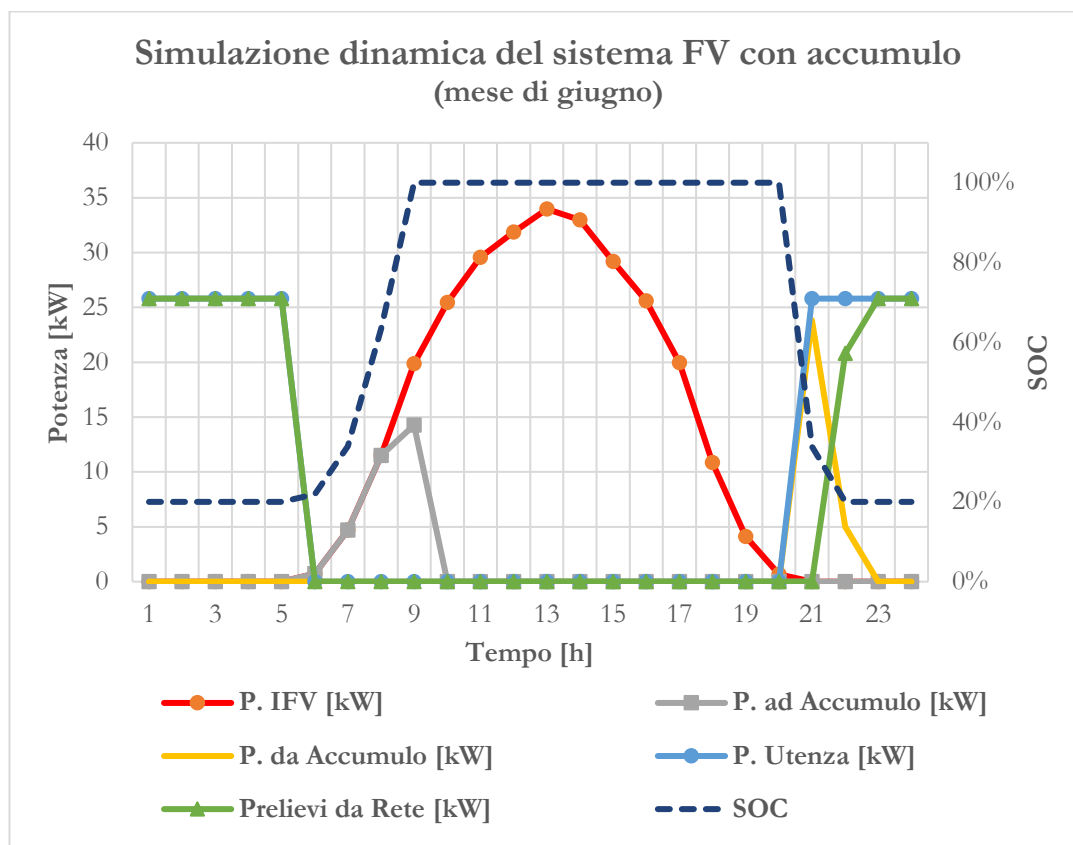


Figura 45. Simulazione dinamica dell'impianto nel mese di giugno.

Si nota come nel mese più favorevole per la produzione giornaliera di energia fotovoltaica si riesca a caricare completamente il sistema di accumulo in poche ore. Questo rimarrà al 100% dello stato di carica per gran parte della giornata. Dai bilanci energetici, emerge che il sistema di accumulo completamente carico possiede un'energia sufficiente ad alimentare l'impianto di illuminazione portuale per meno di due ore, scaricandosi fino al valore minimo progettuale che garantisce un massimo di 80% DOD. Da quel momento in poi, la rete elettrica nazionale sopperisce al fabbisogno di energia elettrica. In questo scenario, l'energia giornaliera in surplus è ceduta alla rete, incentivata dallo scambio sul posto, e virtualmente recuperata durante le ore di buio quando le batterie non riescono a sopperire al fabbisogno elettrico.

Analogamente, per il mese più sfavorevole:

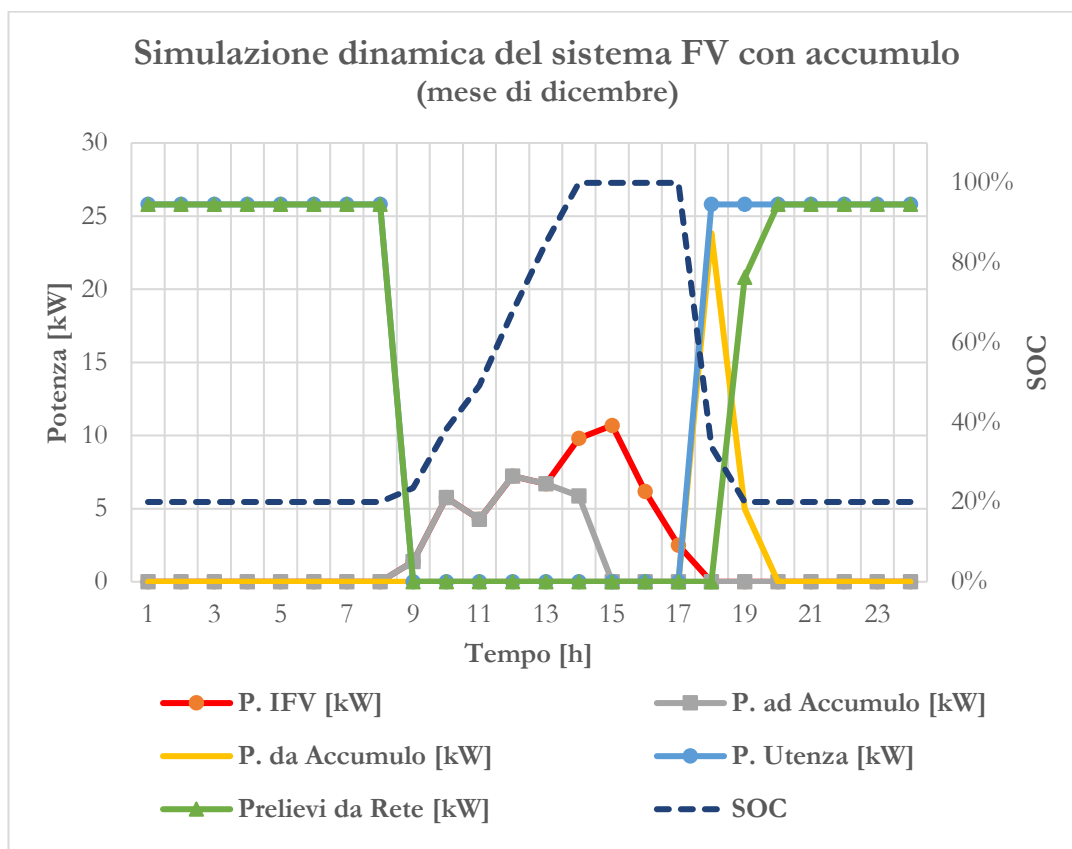


Figura 46. Simulazione dinamica dell'impianto nel mese di dicembre.

Nonostante la produzione fotovoltaica sia particolarmente sfavorita in questo mese dell'anno, la configurazione del sistema permette al sistema di accumulo di raggiungere uno stato di carica pari al 100%, fornendo dunque la stessa autonomia energetica all'impianto di illuminazione, ovvero meno di due ore.

Da queste due simulazioni dinamiche si può dedurre che in questa configurazione l'impianto fotovoltaico è potenzialmente in grado di caricare completamente le batterie elettrochimiche in ogni giorno dell'anno, immettendo in rete l'energia generata in eccesso.

Si può concludere che, nonostante il sistema di accumulo funzioni quotidianamente al massimo della sua capacità, un impianto fotovoltaico che accede al meccanismo di incentivazione SSP, utilizzando già la rete elettrica nazionale quale sistema di accumulo virtuale, non ottiene alcun vantaggio economico dall'utilizzo delle batterie elettrochimiche. Ciò rende superfluo l'utilizzo del sistema di accumulo che, ad oggi, ha un costo che ne rende economicamente sfavorevole l'utilizzo nelle condizioni sopra descritte.

8.4 Conclusioni valutazioni economiche

Di seguito vengono riportati i risultati delle valutazioni economiche effettuate:

Impianto	TIR	VAN 20 anni	
IFV 81,5 kW	11,95%	115.000	
IFV 137 kW	10,40%	156.383	
IFV 42,9 kW	Accumulo 39 kWh	10,53%	56.280
	Accumulo 78 kWh	7,21%	32.703
	Accumulo 117 kWh	5,20%	18.101

Figura 47. Dettaglio tabellare valutazioni economiche.

Dalla tabella soprastante si deduce che il miglior modo di allocare le risorse sarebbe quello di installare un impianto fotovoltaico senza accumulo elettrochimico, utilizzando il meccanismo incentivante dello scambio sul posto. Tale impianto deve essere in grado di produrre energia per un valore economico pari, al più, a quello dell'energia elettrica acquistata. Lo scenario prevede dunque l'installazione di una capacità di generazione fotovoltaica pari a 81,5 kW. Facendo riferimento al Prezzario regionale, sarebbe necessario un budget di 138.550 € per la realizzazione dell'opera. È bene precisare che l'utilizzo del sistema di accumulo può contribuire significativamente ad incrementare il livello di sicurezza complessivo: quando la fornitura di energia elettrica dalla rete è interrotta, il sistema di accumulo può intervenire garantendo la continuità del servizio. Infatti, il suo utilizzo come sistema ridondante di generazione elettrica è largamente diffuso per incrementare significativamente l'affidabilità e la disponibilità dei sistemi. Inoltre, potrebbe rendersi indispensabile in luoghi in cui non è presente la rete elettrica nazionale.

9 Progetto definitivo dell'impianto fotovoltaico

Analizzati i principali scenari prospettati, in accordo con lo Studio Nastri, si è scelto di eseguire il lavoro di progettazione dell'impianto fotovoltaico privilegiando la redditività dell'investimento.

Si è scelto quindi di approfondire lo scenario 1 suggerito al paragrafo 8.4, il quale prevede di installare una potenza di generazione commisurata al fabbisogno annuale dell'impianto di illuminazione per massimizzare la tariffa incentivante del meccanismo dello scambio sul posto.

Si ricorda che il progetto si svolge all'interno di un'opera pubblica, dunque i prezzi unitari delle forniture sono tratti dal Prezzario regionale. Dalla stesura del computo metrico, si evince che a fronte dei circa 102.000 € destinati all'impianto fotovoltaico, quasi il 33% di tale somma è destinato ai componenti di seguito elencati:

- Scavi;
- Linea vita;
- Trasformatori;
- Dispositivi di protezione;
- Monitoraggio;
- Cavi elettrici inverter-interfaccia MT.

Questi rappresentano un costo fisso nell'impianto, poiché alcuni prescindono dalle dimensioni dello stesso e, per i restanti, la variazione nel costo sarebbe trascurabile. La somma rimanente ammonta a circa 69.000 euro e verrà utilizzata per i seguenti componenti dell'impianto fotovoltaico:

- Moduli fotovoltaici in silicio monocristallino;
- Gruppo di conversione trifase (inverter);
- Connettori multicontact per il sezionamento lato DC;
- Cavo solare;
- Sistema di fissaggio per moduli fotovoltaici.

Dalla stima del costo dell'impianto fotovoltaico effettuata nel capitolo 8, con il budget disponibile è possibile installare una potenza pari a:

$$P = \frac{69000}{1700} \cong 40,6 \text{ kW} \quad (9.1)$$

Partendo da questo dato, verranno di seguito effettuate le valutazioni necessarie alla progettazione definitiva dell'impianto.

9.1 Scelta di moduli FV e inverter

Tra i moduli disponibili in commercio e caratterizzati dalla potenza di picco più alta che è possibile trovare nelle voci di capitolato del Prezzario regionale, ovvero 300 Wp, sono stati scelti i seguenti:

- Specifiche elettriche:

Potenza nominale (P_{MPP}) [W]	300
Tolleranza di potenza [W]	0/+5
Efficienza della cella	20,9%
Efficienza del modulo	18,4%
Tensione a vuoto (U_{OC}) [V]	40,4
Corrente di cortocircuito (I_{SC}) [A]	9,9
Tensione MPP (U_{MPP}) [V]	31,6
Corrente MPP (I_{MPP}) [A]	9,5
Massima corrente inversa [A]	18
Tensione massima del sistema [V]	1000

- Specifiche termiche:

Coefficiente di temperatura di corrente (k_I) [%/K]	0,046%
Coefficiente di tensione (k_V) [%/K]	-0,30%
Coefficiente di temperatura di potenza (k_P) [%/K]	-0,39%
NOCT [°C]	44
Range di temperatura [°C]	-40 / +85

Figura 48. Dettaglio modulo fotovoltaico

Dato che il luogo in cui verranno installati i pannelli fotovoltaici è in prossimità del mare, è necessario che questi siano certificati IEC 61701 che li assicura contro i danni della corrosione salina. Utilizzando la stima della potenza installabile effettuata con la formula (9.1), si è scelto di effettuare i futuri calcoli considerando il campo fotovoltaico costituito da 136 pannelli in silicio monocristallino da 300 Wp ciascuno. Il collegamento tra i pannelli sarà realizzato in modo tale da ottenere una tensione di stringa compatibile con il valore di tensione in ingresso ammessa dall'inverter. Per migliorare la redditività dell'impianto, è stato ipotizzato il sottodimensionamento del gruppo di conversione rispetto alla potenza di picco. Questa soluzione consente di

risparmiare sul costo di investimento iniziale e, come visto al capitolo 4, aumentare il rendimento di conversione DC/AC durante i periodi di tempo in cui l'irradiazione globale è relativamente bassa. Al fine di scegliere un'adeguata taglia del gruppo di conversione trifase, è necessario effettuare un'analisi della producibilità attesa sul circuito DC. Per calcolare la producibilità attesa dell'impianto di generazione, saranno utilizzati i dati di irraggiamento descritti nel paragrafo 7.4. Come analizzato, il successivo parametro necessario per il calcolo è il PR del sistema, in cui verranno considerate solamente le perdite sul circuito DC. Saranno presi come riferimento i seguenti valori dei fattori di perdita:

- Dissimmetria delle caratteristiche corrente-tensione I-V dei moduli: 3%;
- ombreggiamenti e bassa radiazione: 3%;
- riflessione e sporcizia: 2%.

I restanti fattori di perdita possono essere invece calcolati come segue:

- Il valore delle perdite per effetto Joule è stato fissato all'1%;
- Le perdite causate da condizioni ambientali diverse rispetto alle STC saranno calcolate come descritto nel paragrafo 7.4;

Quest'ultima tipologia di perdita è quella più incisiva e variabile tra quelle descritte. Essa può essere considerata, con buona approssimazione, indipendente dalla taglia dell'impianto e può essere calcolate tramite i dati climatici della zona di interesse e le caratteristiche termiche dei moduli FV scelti.

Mediante l'uso delle formule (7.4.3) e (7.4.4), utilizzando i dati di irraggiamento disponibili con dettaglio orario del database SoDa, è stato calcolato che l'8 maggio alle ore 13:00 il generatore opera alla potenza più alta annuale. Per tale giorno, i valori di irradianza solare e temperatura ambiente sono rispettivamente di 1089 W/m² e 19,9 °C. Nonostante l'irradianza più alta riportata sia quella del 1° luglio alle ore 13:00, con un valore di 1124 W/m², essa non è sufficiente a compensare le perdite energetiche per sovratemperatura di cella.

In riferimento al giorno più favorito, nella seguente tabella sono mostrate le potenze corrette medie giornaliere P_{pv} di un generatore fotovoltaico avente potenza unitaria P_1 , sottoposto all'irradianza G_p sul piano dei moduli, alla temperatura ambiente T_a e avente temperatura di cella T_c :

Time [hh:ss]	G_p [W/m ²]	T_a [°C]	T_c [°C]	P_{pv} [kW]
01:00	0	13	13	0
02:00	0	12,3	12,3	0
03:00	0	11,6	11,6	0
04:00	0	10,9	10,9	0
05:00	0	10,1	10,1	0
06:00	0	9,4	9,4	0
07:00	72	10,8	12,96	2,42
08:00	269	12,4	20,47	9,03
09:00	541	14,3	30,53	18,17
10:00	762	16,1	38,96	25,59
11:00	916	17,6	45,08	30,75
12:00	1029	18,9	49,77	33,86
13:00	1089	19,9	52,57	35,40
14:00	1050	20,6	52,1	34,20
15:00	925	20,9	48,65	30,59
16:00	743	20,9	43,19	24,95
17:00	557	20,4	37,11	18,71
18:00	304	19,5	28,62	10,21
19:00	85	18,2	20,75	2,85
20:00	0	17,2	17,2	0
21:00	0	16,3	16,3	0
22:00	0	15,3	15,3	0
23:00	0	14,3	14,3	0
00:00	0	13,3	13,3	0

Figura 49. Dettaglio tabellare delle potenze corrette nel giorno 8 maggio.

Il valore di 35,40 kW corrisponde alla massima potenza generabile dall'impianto fotovoltaico di 40,8 kWp nella località di interesse. Il secondo valore più elevato durante l'anno è quello relativo al 1° luglio, corrispondente a 35,06 kW, mentre per tutte le restanti ore dell'anno essi rimangono al di sotto dei 35 kW. In conclusione, scegliendo di installare due inverter da 17,5 kW ciascuno, si otterrebbe un esubero di produzione annuale di soli 0,46 kWh. Estendendo la procedura di calcolo per tutte le ore dell'anno, è possibile calcolare il valore medio annuale delle perdite per sovratemperature. Trattandosi di dati medi orari, i valori delle potenze corrette corrispondono numericamente all'energia oraria generata $E_{pv,i}$. Sommando i valori

relativi a ciascuna ora dell'anno, si ottiene la produzione energetica annuale decurtata delle perdite per sovratemperature. Ripetendo lo stesso procedimento in assenza di perdite, è possibile ricavare l'energia prodotta in condizioni ideali E_{id} . Il rapporto tra le due grandezze appena descritte rappresenta l'efficienza media di generazione per effetto delle sovratemperature η_t :

$$\eta_t = \frac{E_{pv}}{E_{id}} = 91,16 \%$$

Questo valore corrisponde ad un fattore del PR pari a:

$$PR_{temp} = 1 - \eta_t = 8,84\%$$

Per le appena esposte, si è pensato di utilizzare i seguenti inverter disponibili in commercio:

- Inverter trifase da 17,5 kW

DATI DI ENTRATA	
Potenza del generatore fotovoltaico massima [Wp]	26300
Corrente entrata massima ($I_{DC,max,1}$) [A]	33
Corrente entrata massima ($I_{DC,max,2}$) [A]	27
Tensione di entrata minima ($U_{DC,min}$) [V]	200
Tensione di avvio alimentazione ($U_{DC,start}$) [V]	200
Tensione di entrata nominale ($U_{DC,r}$) [V]	600
Tensione di entrata massima ($U_{DC,max}$) [V]	1000
Gamma di tensione MPP minima ($U_{MPP,min}$) [V]	370
Gamma di tensione MPP massima ($U_{MPP,max}$) [V]	800
Numero tracker MPP	2
Numero ingressi CC	3+3
DATI DI USCITA	
Potenza di nominale [W]	17500
Potenza di uscita massima [VA]	17500
Corrente di uscita massima [A]	25,3
Frequenza [Hz]	50
DATI GENERALI	
Grado efficienza massima	98,1%
Grado efficienza europeo (η_{EU})	97,8%
Grado di efficienza adattamento MPP	>99,9%

Figura 50. Dettaglio caratteristiche inverter.

Collegando due inverter da 17,5 kW al campo fotovoltaico si ottiene una potenza di uscita massima complessiva:

$$P_{tot} = \sum P_i = 35 \text{ kW}$$

Al fine di ridurre al minimo le perdite per effetto Joule sul lato DC, gli inverter verranno ubicati all'aperto, in prossimità del campo fotovoltaico. Devono essere quindi dotati di un grado di protezione adeguato all'ubicazione scelta. Il grado di protezione minimo dovrà essere IP65 o superiore per assicurare la completa ermeticità a polveri e fumi, nonché una protezione dai getti d'acqua attribuibili ad eventuali piogge. Per procedere con la verifica della compatibilità dei collegamenti, è necessario calcolare le caratteristiche elettriche della stringa.

9.2 Caratteristiche elettriche della stringa

Considerati la località ed il tipo di posa, si è ipotizzato che le temperature minima e massima dei moduli possano raggiungere rispettivamente i 5 °C e 80 °C. È in queste condizioni più critiche che i valori delle tensioni minima, massima e a vuoto del modulo fotovoltaico assumono valori estremi:

$$U_{MPP,min} = U_{MPP} [1 + k_V (T_{max} - T_{rif})] = 26,39 \text{ [V]}$$

$$U_{MPP,max} = U_{MPP} [1 + k_V (T_{min} - T_{rif})] = 33,50 \text{ [V]}$$

$$U_{OC,max} = U_{OC} [1 + k_V (T_{min} - T_{rif})] = 42,82 \text{ [V]}$$

Collegando i singoli moduli in serie, a gruppi di 17, si ottengono esattamente otto stringhe. Ciascuna stringa ha le seguenti caratteristiche specifiche:

N. moduli fotovoltaici (connessi in serie)	17
Potenza massima [W]	5100
Tensione MPP [V]	537,2
Corrente MPP [A]	9,5
Corrente MPP massima [A]	11,88
Corrente di cortocircuito [A]	9,9
Corrente di cortocircuito massima [A]	12,38
Tensione nominale a vuoto [V]	686,8
Tensione a vuoto massima [V]	728,0
Tensione MPP minima [V]	448,6
Tensione MPP massima [V]	569,4

Figura 51. Dettaglio caratteristiche elettriche della stringa

L'impianto è suddiviso in 2 sottocampi fotovoltaici in parallelo sul lato AC, così costituiti:

- sottocampo 1 da 68 moduli e 4 stringhe;
- sottocampo 2 da 68 moduli e 4 stringhe;

Le stringhe possono essere messe in parallelo direttamente tramite gli ingressi MPPT degli inverter.

Le linee che arrivano agli inverter, caratterizzati ciascuno da due MPPT, hanno le caratteristiche sotto riportate:

	MPPT1	MPPT2
Numero stringhe per MPPT	2	2
Tensione a circuito aperto U_{OC} (STC) [V]	686,8	686,8
Corrente di corto circuito I_{SC} (STC) [A]	19,8	19,8
Tensione al punto massima potenza U_{MPP} (STC) [V]	537,2	537,2
Corrente al punto di massima potenza I_{MPP} (STC) [A]	19	19
Potenza nominale di picco (STC) [Wp]	10200	10200

Figura 52. Dettaglio parallelo stringhe afferenti agli MPPT degli inverter.

È ora possibile effettuare le verifiche per le connessioni stringa-inverter.

9.3 Verifiche connessione moduli-inverter

Per tutti gli inverter devono essere soddisfatte le seguenti condizioni:

- La massima tensione a vuoto del campo FV, condizione in cui l'impianto fotovoltaico potrebbe trovarsi quando il lato AC dell'inverter è scollegato dalla rete. Corrispondentemente alla minima temperatura di lavoro, la tensione a vuoto deve essere inferiore alla massima tensione di entrata supportabile dall'inverter $U_{DC,max}$;

- La minima tensione del campo FV, corrispondente alla massima temperatura di lavoro, deve essere superiore alla minima tensione compatibile col funzionamento dell'MPPT dell'inverter inverter ($U_{MPP,min}$);
- La massima tensione del campo FV (corrispondente alla massima temperatura di lavoro) deve essere inferiore alla massima tensione compatibile col funzionamento dell'MPPT dell'inverter inverter ($U_{MPP,max}$);
- La somma delle correnti MPP massime delle stringhe che alimentano ciascun MPPT non deve essere inferiore alla massima corrente in ingresso degli stessi MPPT ($I_{DC,max,1}$ e $I_{DC,max,2}$).

Sono di seguito effettuate le verifiche delle connessioni:

Verifiche	Parallelo stringhe	Limite MPPT 1	Limite MPPT 2
Tensione a vuoto massima [V]	728,0	1000	1000
Tensione MPP minima [V]	448,6	370	370
Tensione MPP massima [V]	569,4	800	800
Corrente di cortocircuito [A]	19	27	27

Figura 53. Verifiche connessioni IFV-Inverter

Tutte le verifiche delle connessioni dell'impianto fotovoltaico con gli inverter nelle condizioni di lavoro più estreme risultano soddisfatte. Pertanto, la scelta di realizzare le stringhe con 17 pannelli fotovoltaici collegati in serie è possibile.

9.4 Cavi elettrici

Le condutture elettriche sono state dimensionate tenendo conto delle elevate temperature che devono sopportare per effetto delle severe condizioni ambientali a cui sono sottoposte, condizioni che non devono alterare le prestazioni elettriche e meccaniche delle stesse col fine di garantire una lunga durata dell'impianto.

È possibile suddividere i cavi in due categorie:

- cavi di stringa (cavi solari);
- cavi non solari.

Dei cavi di stringa fanno parte quelli che collegano i moduli tra loro e quelli che collegano la stringa ai rispettivi inverter. I primi sono installati sul retro dei pannelli e pertanto sono certificati dal costruttore dello stesso, mentre i secondi sono dei cavi che, dovendo sopportare elevate temperature, hanno una temperatura massima di funzionamento maggiore di 90 °C ed elevata resistenza ai raggi ultravioletti.

Le condizioni di posa differiscono a seconda del tratto considerato: lungo il tetto dell'edificio essi saranno posati nel vano portacavi della struttura metallica di supporto dei moduli. Terminata la struttura di supporto dei moduli, il fascio di cavi si posa in una canalina opportunamente ancorata all'edificio. Questa porterà i cavi fino al livello del terreno, avrà dimensioni tali da garantire uno spazio libero al suo interno pari al 50% del proprio volume e sarà realizzata in acciaio zincato forato, materiale idoneo a resistere ai raggi ultravioletti, per garantire una migliore protezione ai cavi posati al suo interno.

I cavi non solari sono quelli che collegano gli inverter al quadro di ricezione inverter. La caduta di tensione è un parametro fondamentale per il corretto dimensionamento dei cavi. Infatti, minori cadute di tensione implicano minori perdite di potenza nei circuiti. Per l'impianto in esame la caduta di tensione massima del lato in corrente continua è stata fissata all'1%. Tale valore costituisce un valido compromesso tra le esigenze di riduzione delle sezioni che comportano minori costi e quelle di funzionalità dell'impianto grazie a minori perdite per effetto Joule. Il parametro di progetto stabilito per determinare la sezione di tali cavi è dunque la massima caduta di tensione ΔU_{\max} che, dunque, non deve eccedere l'1%. Il dimensionamento è stato effettuato scegliendo la sezione del cavo da adottare, verificando la caduta di tensione per la stringa in condizioni più sfavorevoli, ovvero quella con maggiore lunghezza dei cavi in corrente continua. La formula utilizzata per la verifica della caduta di tensione percentuale è la (7.4.6), in cui il dato utilizzato sulla resistività del rame è quello suggerito in "N.15 • Fotovoltaico".

Per procedere al calcolo si sono utilizzati i seguenti valori:

- $U = 537,2 \text{ V}$;
- $L_1 = 20 \text{ m}$;
- $L_2 = 145 \text{ m}$;
- $P_{\max} = 5100 \text{ W}$;
- $\rho_1(80^\circ\text{C}) = 0,018 [1 + 0,004 (80 - 30)] = 0,0216 \text{ } \Omega \text{ mm}^2/\text{m}$;
- $\rho_2 (30^\circ\text{C}) = 0,018 \text{ } \Omega \text{ mm}^2/\text{m}$;
- $S_1 = 4 \text{ mm}^2$ (imposta dal costruttore dei pannelli);
- S_2 : scelta progettuale

Utilizzando le tre sezioni disponibili sul Prezzario regionale e le relative voci di costo, si ottengono i seguenti risultati:

Sezione [mm^2]	ΔU [%]	Costo unitario [€/m]
4	0,74%	1,60
6	0,60%	1,98
10	0,49%	3,10

Figura 54. Dettaglio calcolo caduta di tensione percentuale

Considerando che ogni sezione disponibile verifica il vincolo sulla massima caduta di tensione accettabile, sarà effettuata un'analisi economica che indicherà la scelta più opportuna. La lunghezza totale dei cavi è stata ricavata sommando le lunghezze di ciascuna stringa sul software AutoCAD, dopo aver impostato il layout generale dell'intero impianto. La lunghezza totale dei cavi in corrente continua risulta pari a:

$$L_{tot} = 456 \text{ [m]}$$

Sono quindi calcolati i costi relativi a ciascuna configurazione utilizzando come prezzi quelli indicati sul Prezzario regionale:

Sezione [mm^2]	ΔV [%]	Costo unitario [€/m]	Costo [€]
4	0,74%	1,60	729,6
6	0,60%	1,98	902,9
10	0,49%	3,10	1.413,6

Figura 55. Dettaglio costi dei cavi solari

Dato che la caduta di tensione influisce sulla produzione energetica e dunque sul beneficio economico dell'investimento, è stata effettuata una valutazione economica considerando la variazione di tale beneficio unitamente all'impatto economico rappresentato dalla scelta delle diverse sezioni.

Per il calcolo del VAN verranno utilizzati i valori fin qui calcolati, ad eccezione del costo dell'investimento iniziale che, escludendo il costo dei cavi solari, ammonta a 67.934 €. A questa cifra, andranno a sommarsi i costi sostenuti per la fornitura e la posa in opera dei cavi solari secondo quanto visto in Fig. 55.

Sezione [mm ²]	E _{PV} [kWh anno ⁻¹]	VAN 20 anni [€]
4	60.322	78.139
6	60.407	78.194
10	60.474	77.967

Figura 56. Analisi del VAN al variare delle sezioni dei cavi solari

Sebbene la differenza non sia molta, il VAN a 20 anni migliore risulta essere quello corrispondente all'installazione dei cavi solari aventi una sezione di 6 mm².

9.5 Analisi producibilità impianto definitivo

Una volta terminata gli aspetti progettuali, è di seguito valutata la producibilità energetica dell'impianto definitivo.

I fattori che compongono il PR medio annuale dell'impianto, nonché i suoi complementari, sono di seguito riassunti:

	PR _i	η _i
Dissimmetria delle caratteristiche corrente-tensione I-V dei moduli	3,00%	91,16%
Ombreggiamenti e bassa radiazione	3,00%	97,00%
Riflessione e sporcizia	2,00%	98,00%
Effetto Joule	0,60%	99,40%
Sovratemperature	8,84%	91,16%
Inverter	2,20%	97,80%

Figura 57. Dettaglio tabellare perdite impianto fotovoltaico.

Il PR complessivo è calcolabile tramite la seguente formula:

$$PR = \prod_i \eta_i \quad (9.5.1)$$

Il suo valore è pari a 0,817. La sua stima, necessaria per le valutazioni economiche preliminari effettuate nel capitolo 8, si è rivelata più bassa del valore effettivo.

L'energia annualmente prodotta ammonta a 60.407 kWh ed è sufficiente a coprire il 54,57% dei consumi dell'impianto di illuminazione.

9.6 Analisi economica impianto definitivo

Per ciascuna voce di costo dell'impianto fotovoltaico, sono di seguito riassunti i prezzi unitari e totali:

	Prezzo unitario [€/unità]	Quantità [unità]	Prezzo [€]
Moduli fotovoltaici in silicio monocristallino (300 W)	374,36	136	50.912,96
Inverter (17500 W)	3.834,19	2	7.668,38
Fissaggio moduli	36,35	136	4943,6
Cavo solare (6 mm ²)	456	1,98	902,88
Connettori multicontact	16,21	272	4.409,12
Totale			68.836,94

Figura 58. Computo metrico impianto fotovoltaico.

Il seguente grafico mostra i risultati del calcolo del VAN su una scala temporale di 20 anni:

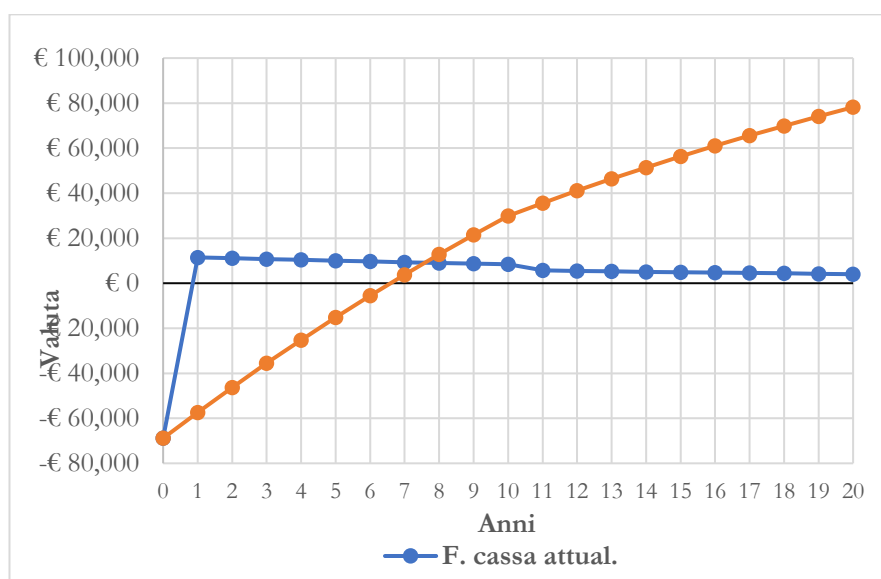


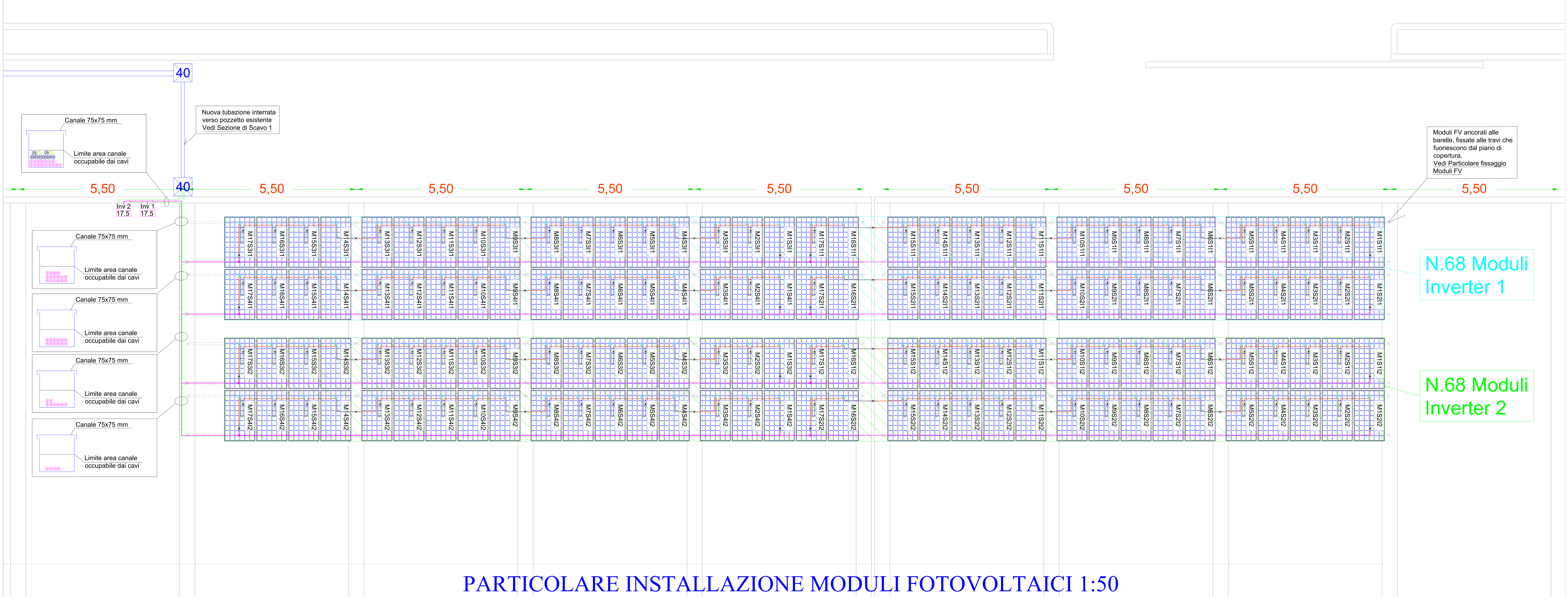
Figura 59. Andamento del VAN e dei flussi di cassa attualizzati.

Il VAN finale a 20 anni risulta essere pari a 78.194 €, mentre il rapporto tra il VAN e l'investimento iniziale è del 114%. Nonostante i valori elevati del costo iniziale dell'impianto rispetto ai prezzi di mercato dei settori privati, graficamente si può notare un annullamento del valore del VAN in meno di 7 anni. Ciò indica il tempo di ritorno dell'investimento, ovvero quanto tempo impiega il reddito generato dall'energia fotovoltaica a ripagare l'investimento iniziale effettuato. Come già anticipato, questo valore è comprensivo degli oneri di manutenzione dell'impianto stesso e considera il decadimento temporale della potenza elettrica fotovoltaica, come indicato dalla garanzia lineare offerta dal costruttore dei moduli fotovoltaici scelti. Il TIR associato all'investimento è del 14,71%, più alto rispetto a tutti gli scenari prospettati in precedenza.

Nelle pagine successive sono mostrati i seguenti allegati:

Allegato 9.A: Layout impianto FV

Allegato 9.B: Schema elettrico corrente continua impianto FV



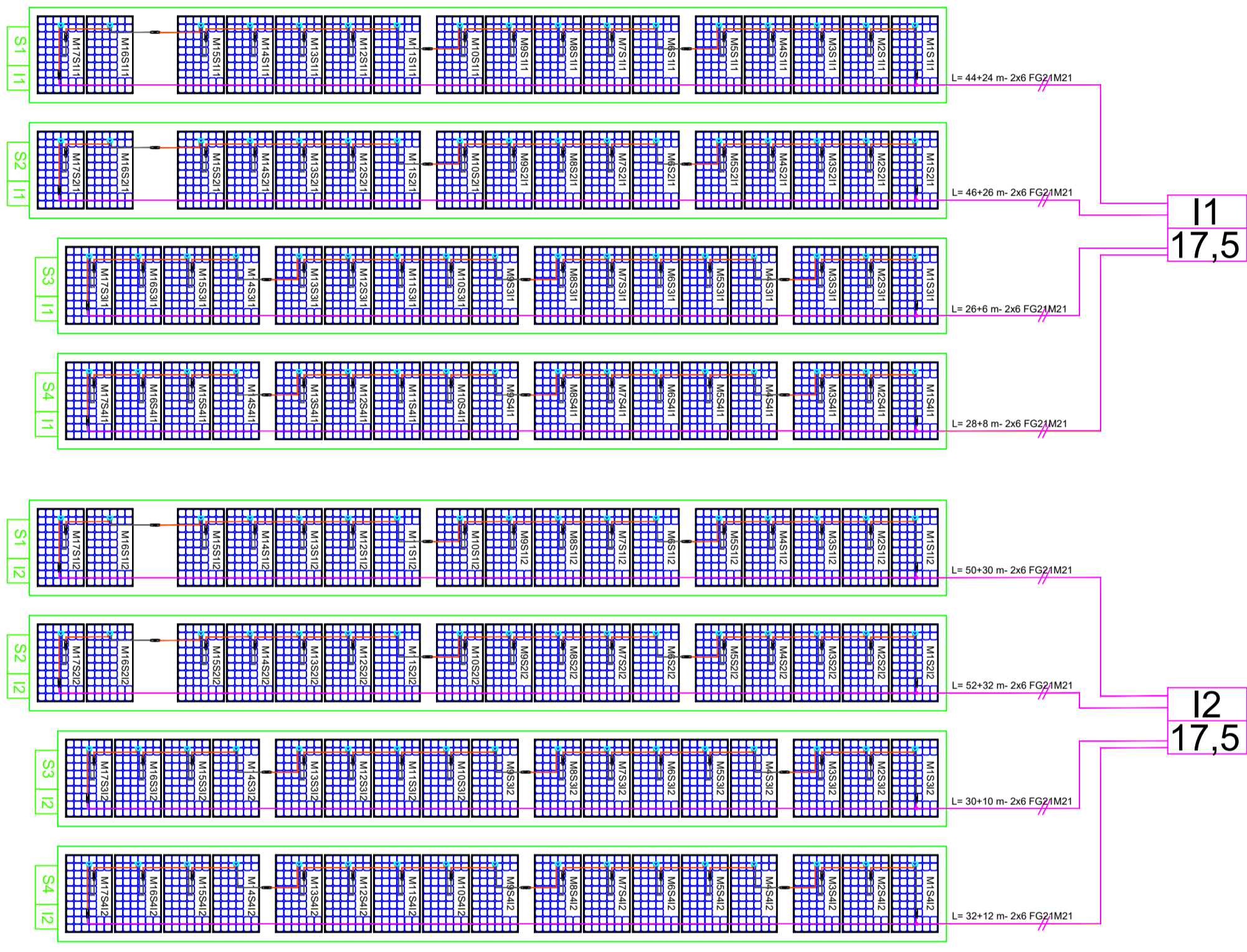
Nuova tubazione interrata verso pozzetto esistente Vedi Sezione di Scavo 1

Moduli FV ancorati alle barelle, fissate alle travi che fuoriescono dal piano di copertura. Vedi Particolare fissaggio Moduli FV

N.68 Moduli Inverter 1

N.68 Moduli Inverter 2

PARTICOLARE INSTALLAZIONE MODULI FOTOVOLTAICI 1:50



LEGENDA COMPONENTI IMP. FOTOVOLTAICO	
	Modulo fotovoltaico xx-esimo in silicio monocristallino da 300 Wp, facente parte della stringa y-esima afferente all'inverter i-esimo
	Stringa y-esima afferente all'inverter i-esimo
	Inverter i-esimo, tipo Fronius mod. SYMO-17.5-3-M, da 17,5 kW
	Conduffura di stringa, che collegano i morsetti di fine stringa all'inverter, 2(1x10) mmq FG721M21

Conclusioni

L'accumulo dell'elettricità sta assumendo un ruolo sempre più importante sul panorama mondiale odierno. In particolare, dato il miglioramento significativo riguardante l'accumulo elettrochimico dovuto all'invenzione delle batterie agli ioni di litio, è stata possibile la realizzazione di numerose apparecchiature mobili, sempre più performanti. Una forte spinta a tale tecnologia, ad oggi, proviene dal settore automobilistico che mira alla diffusione di autovetture completamente elettriche. Sebbene i vantaggi dell'uso di veicoli elettrici siano evidenti dal punto di vista dell'inquinamento atmosferico nelle città, è necessario tenere presente che ad ogni trasformazione energetica sono associate delle irreversibilità. Come visto nel presente studio, non tutta l'energia fornita all'accumulo elettrochimico viene riconvertita in energia elettrica disponibile per le utenze. Allo stesso modo, a livello globale, l'utilizzo di tali dispositivi richiede un dispendio energetico maggiore. Nonostante l'affidabilità elevata di tali sistemi, i prezzi costituiscono la limitazione principale per la loro diffusione e ne precludono l'uso massivo come risposta all'accumulo elettrico su larga scala. Una tecnologia più consolidata come l'accumulo tramite pompaggi idroelettrici ha un costo unitario di diversi ordini di grandezza inferiore rispetto a quello relativo alle batterie, ma di certo non si presta alla mobilità.

Secondo delle recenti ricerche nel settore privato, il reale costo degli impianti fotovoltaici ammonta a meno di 1000 €/kWp. Questo dato sottolinea la necessità di adattare le voci del Prezzario regionale ai reali andamenti di mercato, a beneficio dei risultati ottenibili dai lavori che interessano la pubblica amministrazione e, di conseguenza, noi cittadini. Gli incentivi dedicati al fotovoltaico ad oggi disponibili sono una valida risorsa per lo sfruttamento di tale fonte, anche quando non vi è contemporaneità tra produzione e consumo di elettricità. Ciò può tuttavia andare a discapito della sicurezza della rete elettrica che, per il suo bilanciamento, necessita dell'accumulo dell'energia elettrica o dell'utilizzo di impianti convenzionali a basso rendimento energetico. Come emerge dal presente lavoro di tesi, un bilanciamento tra la produzione ed il consumo di energia garantisce i migliori vantaggi anche sotto il punto di vista economico.

Una corretta progettazione risulta fondamentale per ottenere i migliori vantaggi in termini di efficienza energetica, ricordando che il miglioramento di questo fattore rappresenta un potente mezzo di contrasto di fronte alla crisi climatica attualmente in corso.

Bibliografia

Assessorato Regionale delle Infrastrutture e della Mobilità (2017), *“Relazione illustrativa della perizia di variante N.1 e di variata distribuzione delle somme a disposizione dell’Amministrazione”*, Trapani.

- (2019), *“Prezzario unico regionale per i lavori pubblici in Sicilia anno 2019”*, Palermo.

Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (2018), *“Deliberazione 29 marzo 2018 - 172/2018/R/com”*, Milano.

Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (2013), *“Deliberazione 19 dicembre 2013 - 618/2013/R/efr”*, Milano.

- (2013), *“Testo Integrato delle Disposizioni dell’Autorità per l’Energia Elettrica e il Gas per la Regolazione dei Sistemi di Produzione e Consumo - allegato A”*, Milano.

Chiavazzo E. (2017), *“Accumulo e trasporto di energia”*, Politecnico di Torino, Torino.

Comune di Mazara del Vallo (2003), *“STRALCIO DELLE NORME TECNICHE DI ATTUAZIONE ANNESSE AL P.R.G. APPROVATO CON D. DIR. N.177 DEL 14/02/03. (Art. 52)”*, Trapani

D.Lgs. 22 gennaio 2004, n. 42 in materia di *“Codice dei beni culturali e del paesaggio, ai sensi dell’articolo 10 della legge 6 luglio 2002, n. 137”*

D.Lgs. 3 marzo 2011, n. 28 in materia di *“Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell’uso dell’energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE”*

D.M. 31/07/2009, in materia di *“Criteri e modalità per la fornitura ai clienti finali delle informazioni sulla composizione del mix energetico utilizzato per la produzione dell’energia elettrica fornita, nonché sull’impatto ambientale della produzione”*

D.M. 4 luglio 2019, in materia di *“Incentivazione dell'energia elettrica prodotta dagli impianti eolici on shore, solari fotovoltaici, idroelettrici e a gas residuati dei processi di depurazione”*

D.P.R. 13 febbraio 2017, n. 31 in materia di *“Regolamento recante individuazione degli interventi esclusi dall'autorizzazione paesaggistica o sottoposti a procedura autorizzatoria semplificata”*

European Commission (2012), *“Energy Road Map 2050”*, Lussemburgo.

Gestore dei Servizi Energetici (2019), *“Rapporto delle Attività 2018 del Gestore dei Servizi Energetici”*, Roma.

- (2019), *“Servizio di scambio sul posto - regole tecniche”*, Roma.

- (2018), *“Rapporto Statistico 2018 – Solare Fotovoltaico”*, Roma.

- (2018), *“Ritiro Dedicato dell'energia elettrica - Conguaglio a Prezzi Minimi Garantiti - Tariffa Onnicomprensiva - Modalità e condizioni tecnico-operative - Disposizioni Tecniche di Funzionamento”*, Roma.

Han X. et al. (2019), *“A review on the key issues of the lithium ion battery degradation among the whole life cycle”*, eTransportation, Volume 1.

Horiba T. (2014), *“Lithium-Ion Battery Systems”*, Proceedings of the IEEE. 102. 939-950. 10.1109/JPROC.2014.2319832.

International Energy Agency, *“Renewables 2018 – Analysis and forecasts to 2022”*, Parigi.

Ministero dello Sviluppo Economico, Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare (2017), *“Testo integrale della Strategia Energetica Nazionale 2017”*, Roma.

Spertino F. (2016), *“Conversione fotovoltaica dell'energia”*, Politecnico di Torino, Torino.

- (2019), *“Curva corrente-tensione: effetto dell'irradianza e della temperatura”*, Politecnico di Torino, Torino.

- (2019), *“Struttura e funzionamento della cella fotovoltaica”*, Politecnico di Torino, Torino.

- (2018), *“Inverter e MPPT: principio di funzionamento”*, Politecnico di Torino, Torino.

TuttoNormel (2015), *“N.15 • Fotovoltaico”*, Guida Blu, Torino.

United Nations (2015), *“Paris Agreement”*, Parigi.

Sitografia

<https://ec.europa.eu>

<https://re.jrc.ec.europa.eu>

<https://www.arera.it>

<http://www.enea.it>

<https://www.gse.it>

<http://www.mercatoelettrico.org>

<http://www.soda-pro.com>

<https://www.terna.it>

Ringraziamenti

Il primo pensiero è rivolto alla mia famiglia che mi ha sempre spronato affinché potessi dare il meglio di me.

Grazie al Prof. Spertino per avermi saputo guidare con gentilezza e competenza in questo percorso di tesi.

Grazie all'Ing. Nastri e ai suoi collaboratori per l'aiuto offerto nello svolgere il lavoro di tesi.

Grazie a Deborah e Paola per l'amicizia sincera ed il sostegno che mi avete sempre dato in tutti questi anni.

Grazie ai miei più cari amici che hanno sempre creduto in me.

E grazie dal profondo del mio cuore a te, Martina, a cui dedicherò anche il mio futuro.