

Politecnico di Torino

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Energetica e Nucleare Renewable Energy Systems

ANALISI DI IMPIANTI FOTOVOLTAICI IN CONFIGURAZIONE SEU

Relatore: Candidata:

Prof. Spertino Filippo Dogliotti Beatrice

A.A. 2021/2022

Sessione di Laurea di marzo 2022

INDICE

SOMMARIO	8
1. INTRODUZIONE	9
Il fotovoltaico nel mondo	10
Il fotovoltaico in Italia	12
Produzione degli impianti fotovoltaici in Italia	15
Autoconsumo in Italia	16
2. LA TECNOLOGIA FOTOVOLTAICA	18
La fonte solare	18
Cella fotovoltaica	20
Connessione tra celle FV	26
Moduli fotovoltaici	29
Inverter	32
3. SISTEMI EFFICIENTI DI UTENZA (SEU)	36
Profili contrattuali consentiti e possibili applicazioni	38
Connessione alla rete elettrica di un impianto SEU	38
Misura dell'energia elettrica prodotta, immessa, prelevata e consumata	39
Gestione di eventuali morosità	40
Aspetti fiscali	41
Valutazioni economiche	43
4. PROGETTAZIONE DI UN IMPIANTO FOTOVOLTAICO IN CONFIGURAZIONE SEU	45
Descrizione dell'impianto utilizzatore	45
Scelta della taglia dell'impianto fotovoltaico	46
Scelta dei moduli	47
Scelta degli inverter	48
Calcolo della producibilità dell'impianto	49
Simulazione della producibilità con PVGIS	53
Tipologia di contratto SEU	55
Valutazione economica e business plan	58
5. ANALISI DELLA PRODUZIONE PER IMPIANTI FOTOVOLTAICI ESISTENTI IN REGIME SEU	65
Impianto 1	65
Confronto produzione stimata con quella reale	66

Autoconsumo	69
Impianto 2	72
Confronto produzione stimata con quella reale	72
Autoconsumo	76
Analisi energetica giornaliera di un impianto SEU	80
CONCLUSIONI	89
BIBLIOGRAFIA	91
SITOGRAFIA	92
RINGRAZIAMENTI	93

INDICE DELLE FIGURE

Figura I – Capacità di produzione netta aggiunta nel 2020 dalle principali tecnologie	. 10
Figura 2 – Capacità annuale installata da fonte fotovoltaica dal 2000 al 2020	.11
Figura 3 – Scenario globale annuale per il solare fotovoltaico dal 2021 al 2025	.11
Figura 4 – Impianti fotovoltaici installati in Italia	.12
Figura 5 – Potenza e numero degli impianti fotovoltaici installati	.13
Figura 6 – Potenza installata mensilmente degli impianti fotovoltaici nel 2019 e nel 2020	
Figura 7 – Distribuzione regionale degli impianti fotovoltaici a fine 2020	
Figura 8 – Produzione annuale degli impianti fotovoltaici installati	.16
Figura 9 – Autoconsumi in Italia nel 2020	
Figura 10 – Componenti della radiazione solare	.19
Figura 11 – Raffigurazioni delle tre diverse tipologie di cella FV	.20
Figura 12 – Circuito equivalente e dettaglio della griglia della cella solare	
Figura 13 – Curva caratteristica della cella FV	
Figura 14 – Curva caratteristica di una cella FV in funzione della temperatura	.25
Figura 15 – Curva caratteristica di una cella FV in funzione dell'irradianza	
Figura 16 – Componenti di un generatore fotovoltaico	
Figura 17 – Struttura di un modulo fotovoltaico	
Figura 18 – Andamento della temperatura e del rendimento della cella in funzione	
dell'irradianza	.32
Figura 19 – Schematizzazione del funzionamento dell'inverter in un impianto fotovoltaico	.32
Figura 20 – Esempio semplificato di un inverter	
Figura 21 – Confronto tra onda quadra e triangolare	.34
Figura 22 – Confronto dei rendimenti con e senza MPPT	
Figura 23 – Schematizzazione dei Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (SSPC)	
Figura 24 – Schematizzazione dei misuratori da installare	
Figura 25 – Fabbisogni mensili dello stabilimento	.45
Figura 26 – Azimuth e angolo di tilt	.50
Figura 27 – Irradianza giornaliera per il mese di luglio nella località di interesse	.50
Figura 28 – Andamento della produzione per un inverter	.52
Figura 29 – Andamento della produzione mensile stimata	.54
Figura 30 – Risultati dell'energia prodotta da PVGIS	.55
Figura 31 – Raffigurazione dello schema contrattuale 2b	.56
Figura 32 – Andamento del cashflow cumulato	
Figura 33 – Andamento del risparmio annuo	.64
Figura 34 – Confronto tra produzione stimata PVGIS e quella reale al 1° anno di	
funzionamento	.67
Figura 35 – Confronto tra produzione stimata PVGIS e quella reale al 2° anno di	
funzionamento	.67
Figura 36 – Confronto tra produzione stimata PVGIS e quella reale durante il 3° anno di	
funzionamento	.68
Figura 37 – Energia prodotta, immessa e autoconsumata durante il 2020 dall'impianto 1	.70
Figura 38 – Energia prodotta, immessa e autoconsumata durante il 2021 dall'impianto 1	.71

Figura 39 – Confronto tra produzione stimata PVGIS e quella reale al 1° anno di	
funzionamento	74
Figura 40 – Confronto tra produzione stimata PVGIS e quella reale al 2° anno di	
funzionamento	74
Figura 41 – Confronto tra produzione stimata PVGIS e quella reale al 3° anno di	
funzionamento	75
Figura 42 – Energia prodotta, immessa e autoconsumata nel 2019 dall'impianto 2	78
Figura 43 – Energia prodotta, immessa e autoconsumata nel 2020 dall'impianto 2	78
Figura 44 – Energia prodotta, immessa e autoconsumata nel 2021 dall'impianto 2	79
Figura 45 – Analisi energetica di sabato 16/01/2021	81
Figura 46 – Analisi energetica di domenica 28/02/2021	81
Figura 47 – Analisi energetica di martedì 16/03/2021	82
Figura 48 – Analisi energetica di martedì 13/04/2021	82
Figura 49 – Analisi energetica di giovedì 20/05/2021	83
Figura 50 – Analisi energetica di mercoledì 09/06/2021	83
Figura 51 – Analisi energetica di mercoledì 14/07/2021	84
Figura 52 – Analisi energetica di mercoledì 11/08/2021	84
Figura 53 – Analisi energetica di mercoledì 22/09/2021	85
Figura 54 – Analisi energetica di lunedì 11/10/2021	85
Figura 55 – Analisi energetica di sabato 06/11/2021	86
Figura 56 – Analisi energetica di sabato 18/12/2021	86
Figura 57 – Energia prodotta, immessa e autoconsumata nell'anno 2021	

INDICE DELLE TABELLE

Tabella 1 – Caratteristiche elettriche e meccaniche dei moduli scelti	47
Tabella 2 – Caratteristiche dell'inverter scelto	48
Tabella 3 – Risultati di produzione per un inverter	52
Tabella 4 – Media mensile del rendimento energetico del sistema fotovoltaico definito	54
Tabella 5 – Dati necessari per la valutazione economica dal punto di vista del venditore	59
Tabella 6 – Cashflow e cumulata	60
Tabella 7 – Dati necessari per la valutazione economica dal punto di vista del cliente	62
Tabella 8 – Spese e ricavi per il cliente	63
Tabella 9 – Dati identificativi dell'impianto 1	65
Tabella 10 – Produzione stimata con PVGIS dell'impianto 1	66
Tabella 11 – Delta tra produzione reale e quella stimata	68
Tabella 12 – Analisi energetica dell'impianto 1	69
Tabella 13 – Dati identificativi dell'impianto 2	72
Tabella 14 – Produzione stimata con PVGIS dell'impianto 2	73
Tabella 15 – Delta tra produzione reale e quella stimata	76
Tabella 16 – Analisi energetica per l'impianto 2	76
Tabella 17 – Dati identificativi dell'impianto	80
Tabella 18 – Analisi energetica per il 2021	87

SOMMARIO

La tesi si basa sul percorso fatto nell'azienda in cui ho effettuato il tirocinio, in cui ho lavorato sull'analisi di impianti fotovoltaici esistenti a regime SEU.

Partendo da un'introduzione sulla situazione attuale mondiale e italiana della tecnologia fotovoltaica, si passa a una descrizione di tale tecnologia sotto un punto di vista tecnico. Segue una panoramica sulle varie tipologie di contratti PPA, in particolare dei Sistemi Efficienti di Utenza (SEU).

Si andrà quindi ad analizzare i passaggi necessari per la realizzazione di un impianto fotovoltaico in configurazione SEU, quali progettazione, simulazione di producibilità, valutazione economica.

Infine, ci si andrà a focalizzare su impianti fotovoltaici in configurazione SEU già esistenti, facendo valutazioni su produzione e autoconsumo nei vari anni di attività.

1. INTRODUZIONE

Il passaggio dalla produzione di energia da fonti fossili a fonti rinnovabili è diventato uno degli obiettivi di primaria importanza degli organi organizzativi e politici di tutto il mondo. L'eccessivo sfruttamento di fonti fossili, infatti, ha portato e sta portando notevoli problematiche, quali inquinamento e riscaldamento globale. La transizione energetica è quindi l'unica strada percorribile per rendere più sostenibile la produzione di energia, anche a fronte di una domanda energetica mondiale sempre più crescente.

Le fonti di energia rinnovabile hanno diversi vantaggi. Sono perenni e non esauribili (a differenza delle fonti fossili) in quanto si ricavano da risorse che si reintegrano naturalmente in un lasso temporale comparabile con i cicli di vita degli uomini, queste possono essere poi definite sostenibili se il loro tasso di rinnovamento risulta essere superiore al tasso di consumo e possono quindi considerarsi disponibili in maniera indefinita. Sono, inoltre, praticamente disponibili quasi omogeneamente dappertutto; questo aspetto potrebbe essere un passo verso la risoluzione di alcune dinamiche politiche ed economiche che regolano quotidianamente l'approvvigionamento delle fonti energetiche. Infine, le fonti rinnovabili sono "labor intensive", ovvero il loro costo dipende soprattutto dalle risorse umane impiegate per la realizzazione delle macchine usate per sfruttarle; quindi, non si hanno costi per la materia prima.

Tra le fonti rinnovabili, quella che ricopre un ruolo di primaria importanza è la tecnologia fotovoltaica. Il sole, infatti, a differenza delle altre fonti rinnovabili, è una risorsa presente in ogni zona del globo in grande quantità e la densità di potenza, seppure non elevatissima se comparata con le altre fonti di energia, è ben distribuita in molte aree del mondo. L'entità della fonte solare è quantificabile con la quota di energia proveniente dal Sole che ogni anno investe il nostro Pianeta che è all'incirca di 120.000 TW/anno (8000 volte il fabbisogno energetico annuo mondiale).

A ciò, si aggiunge il fatto che il fotovoltaico è ormai una tecnologia ampiamente sviluppata con efficienze di conversione sempre maggiori e costo dei pannelli sempre più ridotto, unita a una durata dei moduli fotovoltaici di circa 25 anni.

Nei paragrafi successivi verranno analizzate la situazione globale e quella italiana in riferimento al settore del fotovoltaico.

Il fotovoltaico nel mondo

Nonostante il duro impatto della pandemia da Covid-19, durante il 2020 nel mondo è stata installata una potenza da fonte solare di 138,2 GW, rappresentando un aumento del 18% rispetto all'anno precedente e segnando un ulteriore record nell'installazione annuale di solare fotovoltaico. Questo dato porta la capacità globale solare a 773,2 GW.

Inoltre, la generazione di potenza da fonte solare rappresenta la tecnologia con capacità netta installata più alta, con una quota del 39% rispetto alle altre fonti di energia, come si può notare dalla figura 1.

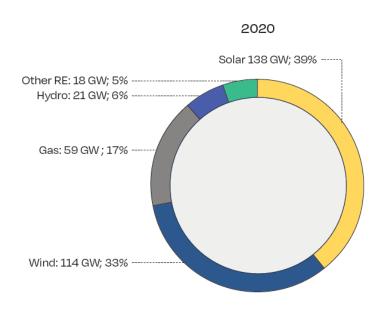


Figura 1 – Capacità di produzione netta aggiunta nel 2020 dalle principali tecnologie

Questo risultato può essere motivato dal fatto che la crescente demografia e il miglioramento delle condizioni di vita in molte nazioni necessitano di un aumento della produzione elettrica mondiale. Motivo per cui, in un momento storico in cui le fonti fossili non possono rappresentare una scelta sostenibile per il pianeta, il mercato del solare fotovoltaico sia la fonte principale di nuova potenza elettrica in molte nazioni del pianeta (come Cina, Stati Uniti, Giappone), con un trend sempre in crescente miglioramento.

La crescita della potenza da fonte solare installata ha avuto un importante incremento nell'ultimo decennio, con aumenti sempre più consistenti durante gli anni a seguire, come si può evincere dalla figura 2.

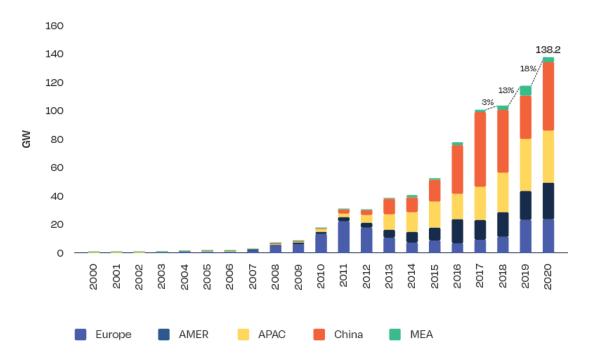


Figura 2 – Capacità annuale installata da fonte fotovoltaica dal 2000 al 2020

L'ingente aumento rispetto dal 2016 è dovuto principalmente alla Cina, dove le nuove installazioni hanno rappresentato più del 50% del mercato mondiale.

Nel 2021 il settore del fotovoltaico ha dovuto affrontare un brusco aumento dei prezzi delle materie prime (causato dalla crisi sanitaria), ma si sta comunque assistendo a un aumento della capacità installata. L'andamento stimato fino al 2025 è riportato nella figura 3.

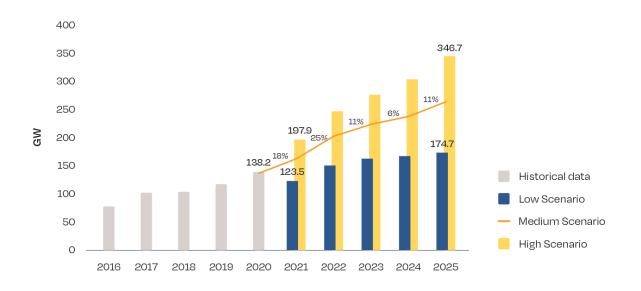


Figura 3 – Scenario globale annuale per il solare fotovoltaico dal 2021 al 2025

Il fotovoltaico in Italia

Negli ultimi anni anche in Italia le fonti di energia rinnovabili hanno avuto un ruolo sempre più importante nel mix energetico nazionale. Tra le varie fonti rinnovabili, il fotovoltaico risulta essere la risorsa con più capacità installata rispetto alle altre. Come riportato nel report statistico annuale per il 2020 del GSE (Gestore Servizi Energetici), nel corso del 2020 sono stati installati in Italia circa 750 MW di impianti fotovoltaici; alla fine dell'anno la potenza installata complessiva ammonta a 21.650 MW, per un incremento rispetto al 2019 pari a +3,8%. La produzione registrata nell'anno è pari a 24.942 GWh, in aumento rispetto al 2019 (+5,3%) principalmente per migliori condizioni di irraggiamento.

Al 31 dicembre 2020 risultano installati in Italia 935.838 impianti fotovoltaici, per una potenza complessiva pari a 21.650 MW. Gli impianti di piccola taglia (potenza inferiore o uguale a 20 kW) costituiscono il 92% circa del totale in termini di numero e il 22% in termini di potenza; la taglia media degli impianti è pari a 23,1 kW.

	Impianti installati al 31/12/2019		Impianti installati al 31/12/2020		Var % 2020/2019	
Classi di potenza (kW)	Numero	Potenza (MW)	Numero	Potenza (MW)	Numero	Potenza (MW)
1<=P<=3	297.410	803,6	312.196	838,7	5,0	4,4
3 <p<=20< td=""><td>514.162</td><td>3.675,5</td><td>552.571</td><td>3.911,6</td><td>7,5</td><td>6,4</td></p<=20<>	514.162	3.675,5	552.571	3.911,6	7,5	6,4
20 <p<=200< td=""><td>56.302</td><td>4.403,3</td><td>58.542</td><td>4.585,5</td><td>4,0</td><td>4,1</td></p<=200<>	56.302	4.403,3	58.542	4.585,5	4,0	4,1
200 <p<=1.000< td=""><td>11.066</td><td>7.504,4</td><td>11.361</td><td>7.651,6</td><td>2,7</td><td>2,0</td></p<=1.000<>	11.066	7.504,4	11.361	7.651,6	2,7	2,0
1.000 <p<=5.000< td=""><td>953</td><td>2.347,1</td><td>963</td><td>2.371,2</td><td>1,0</td><td>1,0</td></p<=5.000<>	953	2.347,1	963	2.371,2	1,0	1,0
P>5.000	197	2.131,5	205	2.291,5	4,1	7,5
Totale	880.090	20.865,3	935.838	21.650,0	6,3	3,8

Figura 4 – Impianti fotovoltaici installati in Italia

Nel corso del 2020 sono stati installati sul territorio nazionale 55.550 impianti fotovoltaici - in grande maggioranza di taglia inferiore a 20 kW - per una potenza complessiva di 749 MW; il 17% della potenza installata nel 2020 è costituita da impianti di taglia superiore a 5 MW. Il numero degli impianti entrati in esercizio nel 2020 è in calo rispetto all'analogo dato rilevato nel 2019 (-4,5%), a fronte, d'altra parte, di una variazione di potenza installata pressoché nulla (-0,3%).

L'evoluzione della potenza e della numerosità degli impianti fotovoltaici in Italia (riportata nella figura 5) è caratterizzata dalla veloce crescita iniziale favorita dai meccanismi di

incentivazione (erogati dal GSE) denominati Conto Energia, dopodiché, a partire dal 2013, vi è una fase di consolidamento caratterizzata da sviluppo più graduale.

Gli impianti entrati in esercizio nel corso del 2020 hanno una potenza media di 13,5 kW; si tratta del dato più alto osservato dal 2013, legato principalmente all'installazione, nel corso dell'anno, di alcune centrali fotovoltaiche di dimensioni rilevanti.

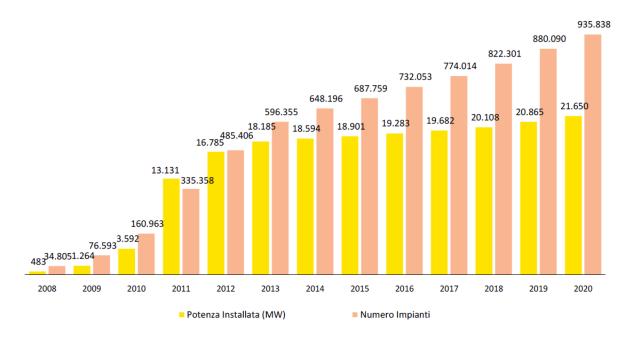


Figura 5 – Potenza e numero degli impianti fotovoltaici installati

In termini assoluti, la potenza complessiva installata nel corso del 2020 (749 MW) è pressoché identica rispetto a quella dell'anno precedente (751 MW). I tempi di entrata in esercizio degli impianti sono stati alterati negativamente dalla crisi sanitaria da Covid-19, a causa delle restrizioni applicate sul territorio nazionale. Nei mesi centrali, a seguito delle graduali riaperture nazionali delle attività economiche, l'andamento generale delle installazioni è notevolmente migliorato, sino a raggiungere, nel mese di giugno, livelli di potenza installata superiori ai 120 MW, come si può osservare nella figura 6.

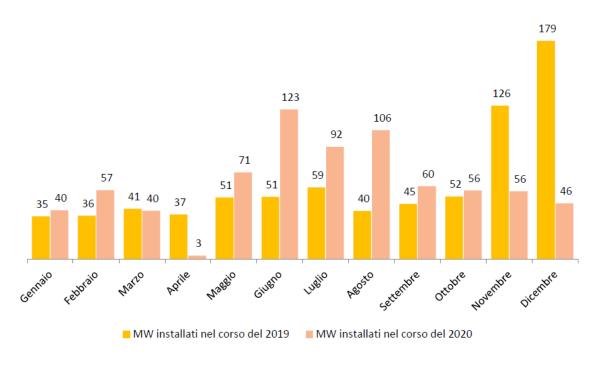


Figura 6 – Potenza installata mensilmente degli impianti fotovoltaici nel 2019 e nel 2020

La distribuzione del numero di impianti e della potenza installata è parecchio diversificata tra le varie regioni italiane. A fine 2020, due sole regioni concentrano il 29,8% degli impianti installati sul territorio nazionale (Lombardia e Veneto, rispettivamente con 145.531 e 133.687 impianti). Il primato nazionale in termini di potenza installata è rilevato in Puglia, con 2.900 MW (13,4% del totale nazionale); nella stessa regione si osserva anche la dimensione media degli impianti più elevata (53,4 kW). Le regioni con minore presenza di impianti sono Basilicata, Molise e la Valle D'Aosta.

Nel 2020 non ci sono state variazioni significative nella distribuzione degli impianti a livello regionale. A fine anno nelle regioni del Nord sono stati installati il 55% degli impianti complessivamente in esercizio in Italia, al Centro il 17% e al Sud il restante 28%. Le regioni con il maggior numero di impianti sono Lombardia, Veneto, Emilia-Romagna, Piemonte e Lazio; come si può osservare dalla figura 7.

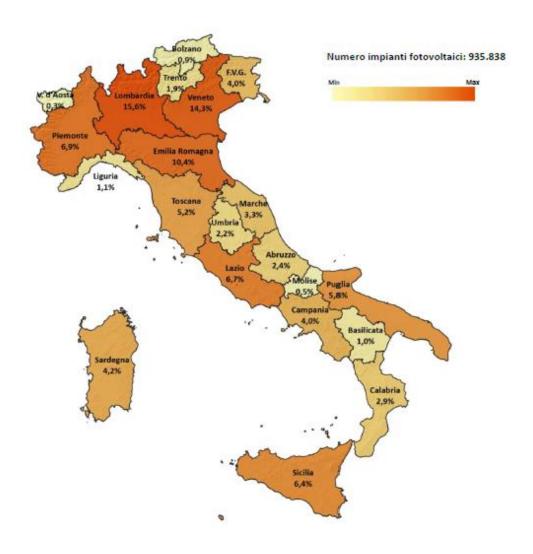


Figura 7 – Distribuzione regionale degli impianti fotovoltaici a fine 2020

Produzione degli impianti fotovoltaici in Italia

Nel corso del 2020 gli oltre 935.000 impianti fotovoltaici in esercizio in Italia hanno prodotto complessivamente 24.942 GWh di energia elettrica; rispetto all'anno precedente si osserva un aumento di produzione pari a +5,3%, legato principalmente a migliori condizioni di irraggiamento. Dall'analisi dell'andamento mensile della produzione 2020 emerge il primato di produzione dei mesi centrali; luglio, in particolare, è il mese caratterizzato dalla maggiore produzione (poco più di 3,1 TWh).

Nel 2020 la Puglia si conferma la regione italiana con la maggiore produzione di energia elettrica da impianti fotovoltaici (3.839 GWh, pari al 15,4% del totale nazionale); seguono la Lombardia con il 9,8%, l'Emilia-Romagna con il 9,6% e il Veneto con l'8,7%. Valle d'Aosta

e Liguria sono invece le regioni con le produzioni più contenute (rispettivamente 0,1% e 0,5% del totale nazionale).

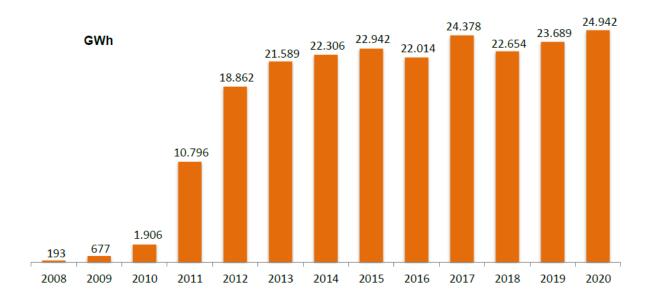


Figura 8 – Produzione annuale degli impianti fotovoltaici installati

Dalla figura 8, si può osservare come ci sia stato un elevato aumento della produzione annuale intorno al 2010-2011-2012, ma poi come questa si sia assestata mantenendo un andamento pressoché costante negli ultimi anni.

Autoconsumo in Italia

L'autoconsumo è definito dall'energia elettrica prodotta e utilizzata direttamente nel luogo di produzione, quindi non immessa nella rete di trasmissione o di distribuzione dell'energia elettrica.

Nel 2020, in Italia, gli autoconsumi ammontano a 4.735 GWh, un valore pari al 19,0% della produzione complessiva degli impianti fotovoltaici e al 46,0% della produzione dei soli impianti che auto-consumano. In termini assoluti, il massimo livello di autoconsumo è registrato nel mese di luglio; in termini percentuali, le quote di autoconsumo più elevate si rilevano invece in corrispondenza dei mesi invernali, come si osserva nella figura 9.

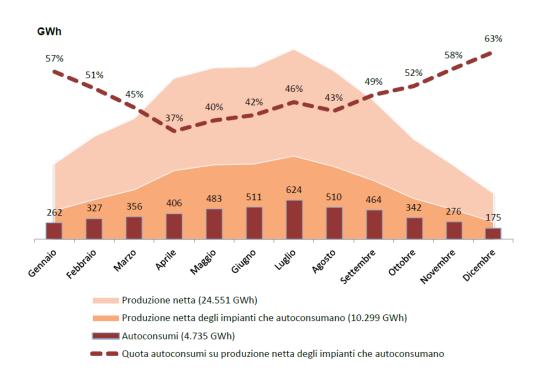


Figura 9 – Autoconsumi in Italia nel 2020

2. LA TECNOLOGIA FOTOVOLTAICA

La fonte solare

La radiazione solare è l'energia che viene emessa dal sole nello spazio, prodotta dalle reazioni termonucleari del nucleo solare. Queste reazioni producono radiazioni elettromagnetiche che rappresentano il motore del funzionamento degli impianti solari e a cui sono riconducibili la maggior parte delle fonti di energia rinnovabile. Infatti, è grazie alla radiazione solare che si ha disponibilità di biomasse e la generazione dei venti.

In generale, la potenza proveniente da una sorgente radiante che investe l'area unitaria è chiamata irradianza G e si misura in $\left[\frac{W}{m^2}\right]$.

La disponibilità della fonte solare non è sempre costante ma varia secondo periodi definiti e secondo particolari condizioni, come i cicli naturali stagionali, i cicli giorno-notte, entrambi variabili in funzione della posizione geografica (latitudine e longitudine), mentre sono più difficilmente prevedibili le condizioni metereologiche, che incidono molto sulla producibilità degli impianti. Per questo motivo, per la progettazione di un impianto fotovoltaico, bisogna tenere conto delle condizioni meteorologiche del sito di installazione.

Quando la radiazione solare entra nell'atmosfera, una parte dell'energia incidente si perde per fenomeni di dispersione, di riflessione nello spazio esterno e di assorbimento da parte delle molecole d'aria che ne vengono investite. La parte della radiazione che non si perde a causa dei fenomeni sopracitati viene chiamata irradianza diretta. Mediamente il sole irradia circa $1367 \frac{W}{m^2}$, valore noto come "costante solare" (G_0) che si distribuisce sulla terra secondo lo spettro solare.

Della potenza intercettata dalla terra, circa un terzo viene riflessa ed una porzione finisce negli oceani, ma resta considerevole la quantità di energia che sarebbe possibile utilizzare sulla terraferma, circa diecimila volte superiore al consumo mondiale. Tuttavia, questa è molto poco concentrata per cui il suo sfruttamento risulta complesso.

Al livello del suolo, l'irradianza dipende dall'altitudine sul livello del mare e dall'angolo della superficie piana ricevente rispetto all'orizzontale.

La radiazione (G) che complessivamente raggiunge un ricevitore sulla superficie terrestre è il risultato di tre componenti (raffigurati nella figura 10):

- Componente diretta G_b (in cui 'b' sta per beam), che raggiunge la superficie senza incorrere in fenomeni di riflessione o dispersione;
- Componente diffusa G_d , che viene dispersa e raggiunge la superficie dopo esser andata incontro ad uno scattering che può esser dovuto alle condizioni meteorologiche;
- Componente albedo G_a , che dopo riflessione sulla superficie della terra, è in grado di raggiungere un ricevitore.

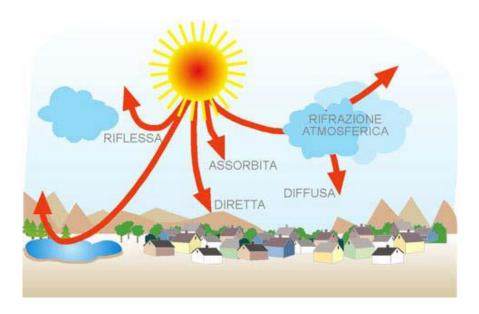


Figura 10 – Componenti della radiazione solare

Un altro componente importante per definire la radiazione solare è il concetto della Massa d'Aria (Air Mass – AM), che permette di valutare la perdita di energia della radiazione prima di raggiungere il suolo. La radiazione solare, per giungere al suolo terrestre, deve attraversare una massa d'aria atmosferica che è minima quando il sole è allo Zenit e che aumenta via via che il sole si abbassa sull'orizzonte. Tale massa d'aria è uguale alla lunghezza relativa del percorso del raggio diretto attraverso l'atmosfera. Si indica con AM 0 (Air Mass 0) la densità di radiazione solare oltre l'atmosfera $\left(1,353\frac{kW}{m^2}\right)$. In un giorno d'estate limpido, al livello del mare, la radiazione proveniente dal Sole allo zenith corrisponde ad una massa d'aria unitaria (abbreviata con AM 1); con altre condizioni, la massa d'aria è approssimativamente uguale

 $\frac{1}{\cos \vartheta_z}$, dove ϑ_z è l'angolo di zenith, ovvero l'angolo che la radiazione solare forma con la perpendicolare al suolo. Il valore AM 1,5 corrisponde infine al valore utilizzato nei test.

Cella fotovoltaica

L'elemento base di un generatore fotovoltaico è la "cella solare" o cella FV. Tra i vari tipi di celle, quelle utilizzate per impieghi terrestri sono le celle al silicio cristallino (monocristallino "m-Si" oppure policristallino "p-Si") e le celle a film sottile (silicio amorfo "a-Si" e altri semiconduttori).

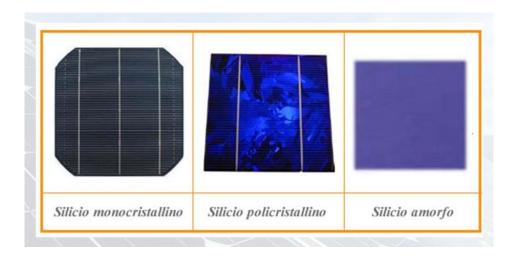


Figura 11 – Raffigurazioni delle tre diverse tipologie di cella FV

Una cella solare è sostanzialmente un diodo a semiconduttore di grossa sezione, con forma quadrata (nel caso di p-Si), pseudo-quadrata e circolare (nel caso di m-Si) oppure rettangolare (nel caso di a-Si e CIS). Il diodo è posto tra due elettrodi: uno frontale massiccio (se trasparente alla luce) oppure a forma di griglia, per consentire il passaggio della radiazione solare, e l'altro posteriore a forma di piastra. Lo spessore totale della cella va dal micrometro per i film sottili fino alle poche centinaia di micrometri per il silicio cristallino.

Con riferimento al silicio cristallino, il diodo è costituito da un substrato drogato di tipo "P" (impurità del III gruppo come il Boro), sul quale viene deposto uno strato di tipo "N" (impurità del V gruppo come il Fosforo) di piccolo spessore, per consentire alla radiazione solare di penetrare fino alla zona di giunzione, sede di un campo elettrico. Questo avviene in quanto gli

elettroni dalla regione di tipo N vicino all'interfaccia si diffondono in quella di tipo P, formando una distribuzione di cariche positive nello strato N. In modo simile, le lacune dal tipo P si diffondono nella direzione opposta, formando una distribuzione di cariche negative. Nel processo di diffusione le particelle si spostano da una regione a concentrazione più elevata a una regione a concentrazione più ridotta. La regione della giunzione, detta regione di svuotamento o di carica spaziale, con cariche positive sul lato N e negative sul lato P, non contiene praticamente portatori mobili di carica. Le cariche fisse degli atomi di drogaggio creano una barriera di potenziale (campo di giunzione) che si oppone a un ulteriore flusso di elettroni e lacune.

L'equilibrio è alterato notevolmente quando è applicata una tensione alla giunzione. Una polarizzazione diretta, intesa come tensione positiva, applicata al lato P, riduce l'altezza della barriera di potenziale. Questo fatto, di conseguenza, fa nascere una corrente rilevante attraverso il diodo: la corrente diffusiva. Sotto polarizzazione inversa, al contrario, la barriera è accresciuta e perciò l'effetto è molto più debole sul dispositivo e si produce soltanto la piccolissima corrente $-I_0$ (corrente di "saturazione inversa", orientata dal campo di giunzione). In sostanza, la giunzione si comporta come un raddrizzatore e la sua caratteristica corrente-tensione I(U) è data dall'espressione seguente, che non tiene conto del "breakdown" distruttivo, possibile per tensioni negative elevate:

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

in cui: $-I_0$ è la corrente di saturazione inversa (che dipende dalla temperatura assoluta T), q è la carica dell'elettrone, m il fattore di qualità della giunzione e k è la constante di Boltzmann.

Affinché l'effetto fotovoltaico abbia luogo, i fotoni devono possedere una quantità di energia sufficientemente elevata a far avvenire il passaggio degli elettroni dalla banda di valenza a quella di conduzione, ovvero un'energia superiore all'energy gap che separa le due bande. Nel caso del silicio questo gap energetico corrisponde a 1,12 eV (Elettronvolt).

Il fenomeno è descritto con la seguente equazione:

$$E_{ph} = hv = \frac{hc}{\lambda} \ge E_{gap} = 1.12 \ eV$$

dove: E_{ph} è l'energia del fotone, h è la costante di Planck, ν è la frequenza di vibrazione, c è la velocita della luce, λ è la lunghezza d'onda e E_{gap} è l'energia necessaria a far avvenire il passaggio tra le bande.

Se si vuole rappresentare la cella solare in un circuito equivalente, ai morsetti esterni, può essere raffigurata da un generatore di corrente proporzionale all'irradianza collegato in antiparallelo con un diodo. La descrizione del circuito viene completata da due resistenze: la prima è la resistenza corrispondente alla corrente di dispersione superficiale lungo le superfici laterali della cella e prende il nome di R_{sh} . La seconda resistenza descrive invece le resistenze di contatto e degli elettrodi frontali e viene indicata come R_s .

La superficie frontale è dotata di una griglia composta dalle busbars e dai fingers, ortogonali alle busbars. Le busbars servono per le connessioni tra le celle mediante saldatura, i fingers invece captano i contributi di corrente fotovoltaica, prodotti su tutta la superficie della cella, esposta alla luce; permettono quindi il trasporto della corrente fotovoltaica.

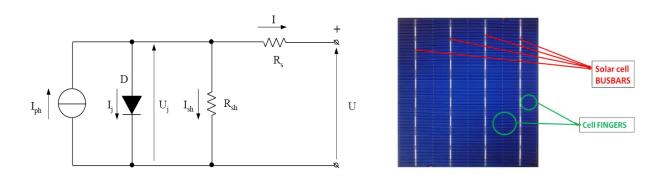


Figura 12 – Circuito equivalente e dettaglio della griglia della cella solare

Essendo U la tensione tra i morsetti del carico e I è la corrente da esso assorbita, il bilancio di corrente al nodo e l'equilibrio di tensione sulla maglia del circuito sono rappresentati dalle seguenti equazioni:

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

Fissata un'irradianza ed una temperatura, è possibile costruire una curva I(U) della cella, raffigurata nella figura 13.

Le coordinate di questa curva forniscono la potenza elettrica erogabile, data da: $P = U \cdot I$.

I punti caratteristici della suddetta curva sono il corto circuito $(0, I_{sc})$ ed il circuito aperto $(U_{oc}, 0)$; intermedio tra questi due punti esiste sempre un punto (U_M, I_M) in cui è massima la potenza della cella FV erogata al carico.

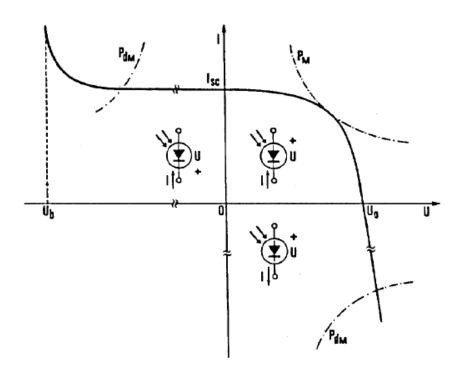


Figura 13 – Curva caratteristica della cella FV

Dalla figura 13 si può notare che la caratteristica completa I(U) della cella solare si estende nei quadranti II e IV; in essi la cella funziona da utilizzatore rispettivamente a tensione inversa (U < 0, I > 0) e a corrente inversa (U > 0, I < 0). Tali modi di funzionamento sono accettabili solo se i punti di lavoro cadono dentro la rispettiva iperbole di massima potenza dissipabile dalla cella (P_{dM}) . Se la tensione inversa supera la tensione di breakdown U_b (qualche decina di volt per celle al silicio), la cella è irrimediabilmente danneggiata.

La curva caratteristica della cella FV può essere spiegata nel seguente modo: il diodo a cui abbiamo fatto riferimento viene descritto dalla relazione tra corrente e tensione

precedentemente riportata. Quando l'effetto fotovoltaico ha luogo, si genera una corrente detta corrente di cortocircuito, I_{sc} .

Quindi per una cella fotovoltaica l'equazione che descrive il fenomeno è la seguente:

$$I = I_{sc} - I_0 \left(e^{\frac{qU}{mkT}} - 1 \right)$$

Da questa equazione è possibile ricavare la tensione a vuoto, ponendo uguale a 0 l'equazione precedente e si ottiene:

$$U_{oc} = \frac{kT}{q} \ln \left(\frac{I_{sc}}{I_0} + 1 \right)$$

Per rappresentare globalmente l'influenza del diodo e delle resistenze sulla curva, si definisce il *fill factor* (o *fattore di forma*) come:

$$K_f = \frac{U_M I_M}{U_{oc} I_{sc}} = \frac{potenza\ massima\ della\ cella\ reale}{potenza\ massima\ della\ cella\ ideale}$$

Questo rapporto restituisce un'idea di quanto la caratteristica della cella solare si allontani dalla caratteristica della cella ideale e quindi risulta essere un parametro di valutazione dell'efficienza di una cella.

La curva caratteristica viene descritta fissando temperatura ed irradianza perché questi sono i parametri al cui variare si modifica la produzione di corrente della cella.

Fissato un valore di irradianza, si ha che all'aumentare della temperatura si ottiene un lieve aumento della corrente fotovoltaica I_{ph} a causa della diminuzione dell'energy gap del materiale, ed un aumento della corrente I_j nel diodo. Queste variazioni sono tali da causare una diminuzione della massima potenza generabile.

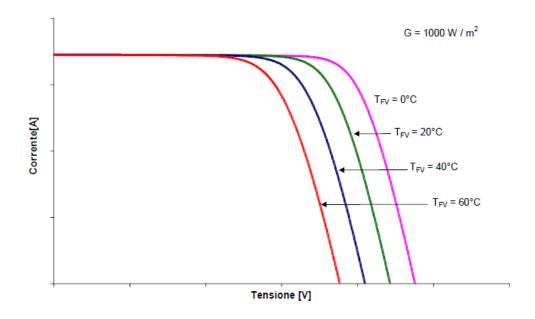
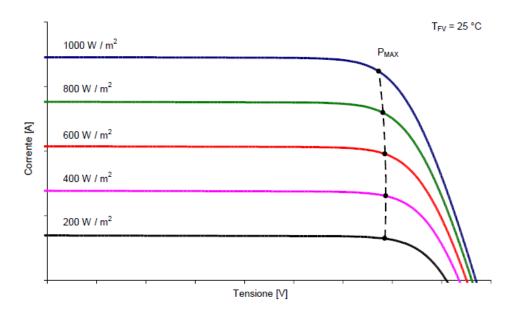


Figura 14 – Curva caratteristica di una cella FV in funzione della temperatura

Al contrario, fissato un valore di temperatura, al diminuire dell'irradianza si ha una diminuzione della corrente di cortocircuito I_{sc} , mentre non è significativo l'effetto sulla tensione a circuito aperto U_{oc} .



 ${\it Figura~15-Curva~caratteristica~di~una~cella~FV~in~funzione~dell'irradianza}$

In una cella solare la conversione della potenza radiante di ingresso in potenza elettrica è associata a perdite dovute ai seguenti fattori:

- Eccesso di energia dei fotoni incidenti (circa il 30%) ⇒ parte dei fotoni assorbiti possiede un'energia superiore a quella necessaria per generare coppie elettrone-lacuna, questo eccesso di energia degrada in calore;
- Difetto di energia dei fotoni incidenti (circa il 20%) ⇒ non tutti i fotoni incidenti
 possiedono energia sufficiente per generare una coppia elettrone-lacuna. Pertanto, i
 fotoni aventi energia inferiore a una determinata soglia vengono assorbiti sotto forma
 termica.
- Fattore di forma (circa il 20%) ⇒ non tutta l'energia elettrica prodotta viene ceduta al circuito esterno ma parte di essa viene dissipata nel diodo e nelle resistenze R_s e R_{sh}.
 Questo determina la tipica deformazione della curva caratteristica della cella rispetto all'andamento rettangolare.
- Riflessione e mascheramento della superficie della cella (circa il 10%) ⇒ parte delle radiazioni che giungono sulla superficie della cella vengono riflesse o colpiscono la griglia frontale. Per ridurre al minimo tali effetti indesiderati si utilizzano trattamenti antiriflesso e si minimizza la superficie della grigliatura;
- Fattore di ricombinazione (circa il 2%) ⇒ non tutte le coppie elettrone-lacuna vengono
 mantenute separate dal campo elettrico di giunzione, ma una parte di esse si ricombina
 cedendo la propria energia sotto forma termica. L'entità di questa perdita dipende dalle
 impurità e dai difetti del materiale.

Con le attuali tecnologie, le celle FV possono raggiungere un rendimento di conversione del 10-20%. Il rendimento di conversione si può esprimere come il rapporto tra la potenza massima erogabile P_{MAX} e la potenza incidente $P_i = G \cdot A$, con A che indica la superficie della cella.

Connessione tra celle FV

Le tensioni e le correnti fornite dalle singole celle non sono sufficienti per produrre il livello di potenza richiesto dai carichi che l'impianto fotovoltaico andrà ad alimentare; perciò, risulta necessario collegare tra loro più celle solari in serie e/o in parallelo.

Le celle, collegate in serie o in parallelo, formano un modulo. L'unione di più moduli prende il nome di pannello. Quando i pannelli vengono connessi tra di loro formano una stringa; l'interconnessione di più stringhe in parallelo formano un campo, o generatore, fotovoltaico, come mostrato nella figura 16.

La connessione in parallelo permette di incrementare la corrente, mentre la connessione in serie incrementa la tensione. Questi espedienti permettono di generare qualunque livello di potenza richiesta.

Un'ulteriore causa di perdite collegata alla connessione delle celle, tipica della tecnologia fotovoltaica, è quella del mismatching. Il mismatching indica la diversità delle curve I(U) delle varie celle che vengono interconnesse. I fattori che causano queste diversità sono dovuti sia per tolleranze di fabbricazione sia per condizioni di esercizio, come l'ombratura concentrata su alcune celle. La non uniformità delle prestazioni delle celle ha come risultato l'impossibilità di sfruttare completamente la potenza nominale delle stringhe, in quanto la produzione di ogni pannello si adegua a quella del pannello più debole.

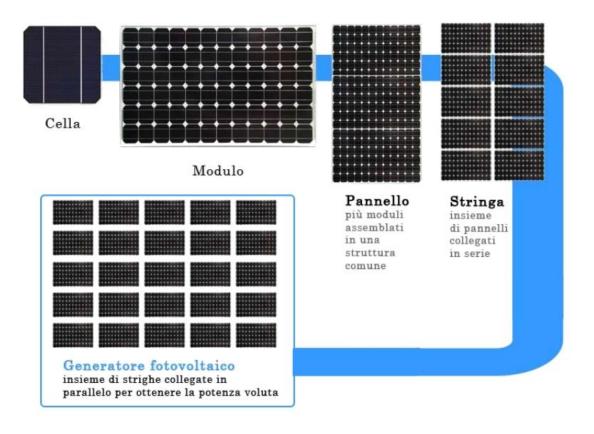


Figura 16 – Componenti di un generatore fotovoltaico

Connessione in serie

Per la connessione in serie valgono le seguenti relazioni:

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

$$I_{sc.serie} = I_{sc.min}$$

La situazione peggiore con questo tipo di collegamento è il corto-circuito. La cella che si trova in condizioni peggiori potrebbe trovarsi a funzionare da utilizzatore con tensione inversa, con una certa potenza da dissipare. Se questa fosse maggiore della massima potenza dissipabile la cella incorrerebbe nel fenomeno di creazione di surriscaldamenti (chiamati *hotspots*).

Si può prevenire la rottura causata da hotspot utilizzando diodi chiamati "diodi di by-pass" che, connessi in antiparallelo alle celle, le proteggono da tensioni inverse e fanno in modo che il solo contributo della cella scadente non venga computato nella potenza totale, evitando così che l'intera stringa sia fuori servizio. Ovviamente, una tale tecnica di protezione per ogni singola cella è improponibile economicamente; in pratica il diodo si connette in antiparallelo a gruppi di celle in serie (ad esempio 18-24-36), formanti un modulo FV.

Connessione in parallelo

Per quanto riguarda la connessione in parallelo valgono invece le seguenti relazioni:

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

$$U_{oc,parallelo} = U_{oc,min}$$

La condizione peggiore per questo tipo di collegamento è il carico nullo. In questa circostanza, una cella oscurata si troverebbe ad assorbire la corrente delle restanti celle, causando sovratemperature e quindi possibili disservizi. In merito al carico, una cella in ombra è molto meno problematica in un collegamento in parallelo rispetto al caso di un collegamento in serie, perché la tensione fornita al carico varia poco, ma viene meno il contributo di potenza dell'intera stringa.

Per evitare che una cella in ombra assorba corrente inversa, la soluzione tecnologica è l'utilizzo di un diodo collegato in serie alle singole celle collegate in parallelo.

Nei collegamenti tra celle è fondamentale operare in modo da connettere tra loro celle con caratteristiche quanto più possibile simili tra loro, un'operazione che può essere definita matching delle celle. I parametri su cui investigare, e che devono coincidere, sono i parametri I_{sc} , U_{oc} e P_M .

Nonostante il controllo di questi parametri, la potenza della connessione di moduli risulterà comunque inferiore alla somma delle singole potenze; infatti, si dovrà tenere conto di una perdita di circa il 2-3% del valore nominale. Inoltre, non si può escludere il verificarsi di condizioni quali l'ombratura della cella che può causare *mismatch*.

Moduli fotovoltaici

Il modulo FV, a volte chiamato pannello, è un assemblaggio di celle interconnesse, idoneo a generare energia elettrica se esposto a luce solare; normalmente esso è costituito da più celle collegate in serie (ad esempio 36 o 72).

Le celle, saldate tra di loro, sono racchiuse ermeticamente fra due pannelli piani, di cui quello anteriore è trasparente alla luce; per questo si utilizza un vetro ad alta trasmittanza. Un polimero termoplastico, trasparente alla luce e inalterabile nel tempo (acetato di vinil etilene, EVA), avvolge le celle e salda fra loro i due pannelli (processo di laminazione), rendendo compatta ed ermetica la struttura. L'EVA garantisce l'isolamento elettrico tra le celle, impedisce la penetrazione di umidità (con possibili effetti corrosivi), ma non sopporta temperature troppo elevate (circa 85°C). La copertura posteriore è costituita da un vetro ovvero da una lamina di mylar, tedlar o PET.

Nella figura seguente è rappresentata la struttura di un modulo fotovoltaico.

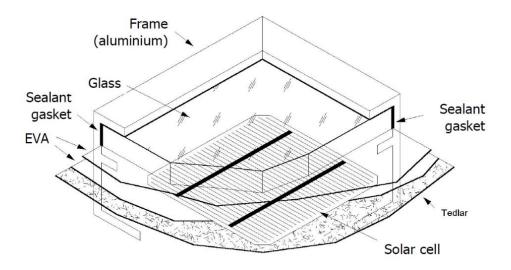


Figura 17 – Struttura di un modulo fotovoltaico

La sequenza del processo di fabbricazione può essere definita come segue. Su un vetro (resistente alle intemperie e trasparente), usato come substrato, si depositano:

- uno strato di ossido di stagno;
- uno strato P+ pesantemente drogato di silicio amorfo, sufficientemente sottile per lasciar passare la luce;
- lo strato intrinseco I non drogato, ma leggermente di tipo N, di silicio amorfo;
- un sottile strato N di silicio amorfo;
- uno strato di contatto metallico.

Quest'ultimo deve formare un contatto ohmico con lo strato N di silicio amorfo e dovrebbe essere molto riflettente, in modo che una frazione di luce, non assorbita nel passaggio attraverso la cella, sia riflessa indietro per un secondo passaggio attraverso lo strato I. Per ridurre i costi, si usano alluminio o sue leghe.

Con le varie tecniche costruttive, oltre a proteggere le celle del modulo dalle aggressioni ambientali, si riesce a mantenere l'equilibrio termico su temperature accettabili di 45÷65 °C nelle condizioni più sfavorevoli.

Il rendimento globale di conversione viene riferito alle condizioni di prova normalizzate STC (Standard Test Conditions) che sono pari a: irradianza $G = 1000 \frac{W}{m^2}$, massa d'aria AM = 1,5 e temperatura di cella di 25 °C. Esso assume, secondo il tipo di cella, valori compresi tra 7% e

16%. Lo spettro AM 1,5 corrisponde a condizioni ambientali tipiche della primavera e dell'autunno; in estate lo spettro della luce naturale è meno favorevole alla conversione per celle in silicio cristallino (circa il 2% in meno per la densità di corrente), mentre in inverno accade l'opposto.

I moduli FV si caratterizzano con la potenza di picco (misurata in W_p) che è la potenza massima erogata nelle STC. Per queste condizioni si specificano anche: la corrente di corto circuito I_{sc} , la tensione a circuito aperto U_{oc} , la corrente I_M e la tensione U_M nel punto di massima potenza.

Poiché le STC sono condizioni di collaudo in laboratorio, risulta utile fornire anche la temperatura normale di funzionamento (*Normal Operating Cell Temperature*, NOCT). Tale temperatura di cella è un parametro caratteristico del modulo, fornito dal costruttore e definito come la temperatura a cui si stabilizza il modulo, funzionante a circuito aperto e sottoposto a una irradianza di $800 \frac{W}{m^2}$, con una velocità del vento di $1 \frac{m}{s}$ e una temperatura ambiente T_a di $20 \,^{\circ}$ C. Nota la NOCT (solitamente compresa tra $42 \, e \, 50 \,^{\circ}$ C), si può determinare la temperatura di cella T_c nelle condizioni operative del modulo. Assumendo che la differenza di temperatura tra T_c e T_a dipenda linearmente dall'irradianza G, la temperatura di cella è data dalla seguente equazione:

$$T_c = T_a + \frac{NOCT - 20(^{\circ}C)}{800\left(\frac{W}{m^2}\right)} \cdot G\left(\frac{W}{m^2}\right)$$

Se identifichiamo con γ il coefficiente di potenza, ovvero la variazione percentuale di potenza, e quindi di efficienza, per grado Celsius, otteniamo l'andamento dell'efficienza al variare della temperatura T_c .

$$\eta = \eta_{std} \big[1 - \gamma \big(T_c - T_{c,std} \big) \big]$$

dove $T_{c,std}$ è la temperatura di cella in condizioni standard e η_{std} è l'efficienza in condizioni standard.

Nelle due figure seguenti si può osservare l'andamento della temperatura di cella e del rendimento in funzione dell'irradianza. Questi parametri risultano fondamentali per la caratterizzazione tecnologica della cella.

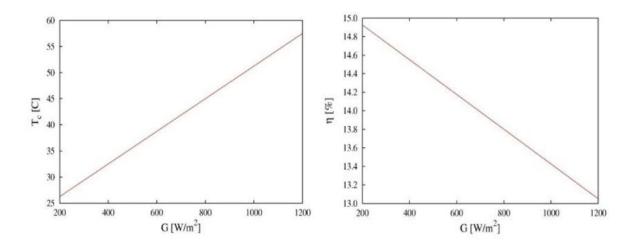


Figura 18 – Andamento della temperatura e del rendimento della cella in funzione dell'irradianza

Inverter

L'energia elettrica prodotta da un generatore fotovoltaico è erogata sotto forma di corrente continua (DC – Direct Current). Perché questa possa essere utilizzata dai carichi convenzionali o immessa nella rete di distribuzione, deve essere prima convertita sottoforma di corrente alternata (AC – Alternate Current). A tal scopo, a valle del campo fotovoltaico è necessario introdurre un convertitore DC-AC che prende il nome di inverter, la cui funzione è appunto la conversione della corrente dalla forma continua a quella alternata.

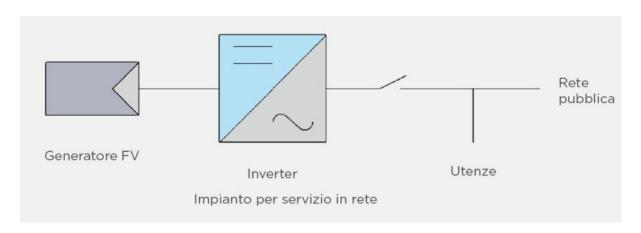


Figura 19 – Schematizzazione del funzionamento dell'inverter in un impianto fotovoltaico

Per capire il funzionamento di un inverter si parte dalla spiegazione di un alternatore. L'alternatore è una macchina elettrica rotante che trasforma l'energia meccanica in energia elettrica in corrente alternata mediante il fenomeno naturale dell'induzione elettromagnetica. È composto, in forma rudimentale, da una bobina con un magnete rotante vicino ad essa. Quando un polo del magnete si avvicina alla bobina si crea una corrente indotta che fluisce nella direzione opposta alla rotazione del magnete, si produce dunque una corrente alternata.

Anche in un trasformatore è possibile ottenere una corrente indotta, sempre sotto forma di corrente alternata, grazie ad un campo magnetico di polarità variabile. In questo caso esso viene prodotto dallo scorrere di corrente, sempre sotto forma alternata, attraverso la bobina primaria.

Se facessimo scorrere, nella bobina primaria, la corrente continua di una batteria non succederebbe nulla, perché il campo magnetico generato non è variabile e non si genererebbero correnti indotte nella bobina secondaria, ma se si riuscisse a far cambiare la direzione della corrente continuamente e rapidamente allora avremmo ottenuto un inverter.

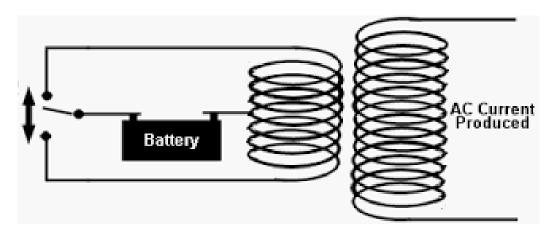


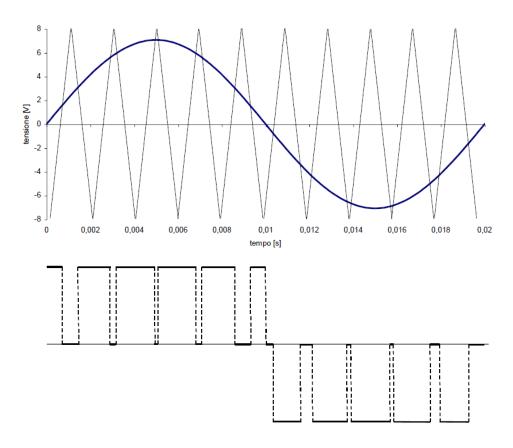
Figura 20 – Esempio semplificato di un inverter

Questa continua e rapida variazione è controllata dagli interruttori a semiconduttore, i transistori MOSFET, capaci di effettuare accensione e spegnimento per migliaia di volte in un secondo usando segnali di controllo che regolano i transistor. In questo modo è possibile generare il campo magnetico variabile sopracitato. Tramite questa tecnica di base si produce un'onda quadra alternata.

La qualità di un inverter può essere valutata sulla base della forma d'onda in uscita (AC). Gli inverter più 'rudimentali' restituiscono forme d'onda quadre che abbassano l'efficienza dei

sistemi ad esso connessi. Per ottenere forme d'onda quanto più sinusoidali si utilizza la tecnica del *Pulse Width Modulation*, PWM. Lo scopo di questa modulazione è quello di generare una serie di impulsi che, se mediati in un piccolo intervallo di tempo, rendono una forma media molto simile ad una curva sinusoidale.

Questi impulsi sono implementati in un inverter tramite dei comparatori, che confrontano un'onda sinusoidale (detta modulating) con un'onda triangolare (detta carrier) per generare il segnale di comando dei transistor. La logica di commutazione si basa sul valore dell'indice di modulazione m, ovvero il rapporto tra l'ampiezza della sinusoide e l'ampiezza dell'onda triangolare. Viene generato un segnale quando questo indice è maggiore di 1, altrimenti il segnale è 0.



 $Figura\ 21-Confronto\ tra\ onda\ quadra\ e\ triangolare$

Gli inverter impiegati negli impianti fotovoltaici presentano l'integrazione di particolari sistemi di controllo che permettono di sfruttare al meglio gli impianti e quindi di estrarre la maggiore potenza possibile. Questo dispositivo è noto come *Maximum Power Point Tracking* (MPPT),

ovvero inseguitore del punto di massima potenza. Ogni caratteristica U/I di una cella, o di un insieme di celle, presenta un punto di massima potenza, il *maximum power point*, ed il MPPT si occupa di fare in modo che il funzionamento del sistema si attesti regolarmente su quel punto, al fine di incrementarne le prestazioni.

Una delle tecniche tramite cui questo dispositivo opera viene chiamata *Perturb and Observe* (P&O) e si basa sull'individuare il punto di massima potenza sulla curva U/I del generatore generando piccole variazioni del carico cui è collegato, ad intervalli regolari. Questo induce degli scostamenti del valore di tensione e corrente, il cui prodotto viene volta per volta valutato. Se si registra un aumento di potenza, si prosegue secondo la variazione che si era imposta, viceversa si effettua una variazione in verso contrario.

Nella figura 22 sono rappresentati gli andamenti tipici del rendimento di inseguimento MPPT e di conversione DC-AC senza MPPT.

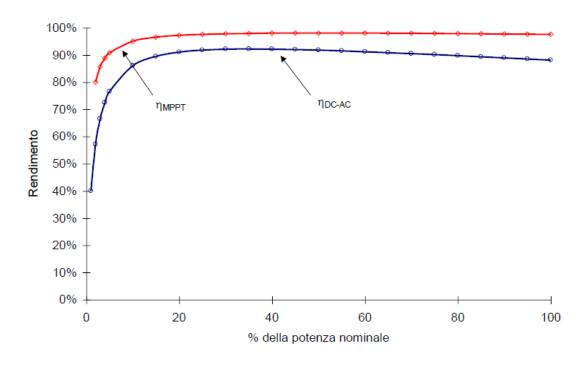


Figura 22 – Confronto dei rendimenti con e senza MPPT

3. SISTEMI EFFICIENTI DI UTENZA (SEU)

La tipologia impiantistica chiamata Sistema Efficiente di Utenza (SEU) è stata introdotta dal Decreto Legislativo 115/08 s.m.i. stabilendo l'obbligo per l'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico di definire le modalità operative per la relativa regolamentazione.

Nel dicembre 2013 è stato emesso il provvedimento Deliberazione 12 dicembre 2013 578/2013/R/EEL - Allegato A, recante il "Testo Integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas per la regolazione dei sistemi semplici di produzione e consumo" (TISSPC), con il quale sono stati normati i relativi servizi di connessione, misura, trasmissione, distribuzione, dispacciamento e vendita.

L'Autorità, in particolare, ha ricompreso i SEU all'interno dei Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (SSPC), schematizzati nella figura 23.

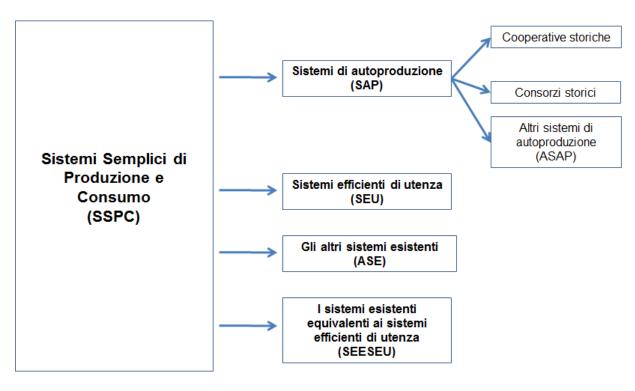


Figura 23 – Schematizzazione dei Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (SSPC)

Dalla definizione data dall'Autorità nel TISSPC, "un sistema efficiente di utenza (SEU) è un sistema in cui uno o più impianti di produzione di energia elettrica, con potenza complessivamente non superiore a 20 MW e complessivamente installata sullo stesso sito, alimentati da fonti rinnovabili, gestiti dal medesimo produttore, eventualmente diverso dal cliente finale, sono direttamente connessi, per il tramite di un collegamento privato senza obbligo di connessione di terzi, all'unità di consumo di un solo cliente finale (persona fisica o giuridica) e sono realizzati all'interno di un'area di proprietà o nella piena disponibilità del medesimo cliente e da questi, in parte, messa a disposizione del produttore o dei proprietari dei relativi impianti di produzione".

Il Decreto Legislativo 115/08 ha stabilito che i corrispettivi tariffari di trasmissione e distribuzione siano applicati all'energia elettrica prelevata sul punto di connessione. Sulla base delle definizioni introdotte dalla norma e delle modalità di applicazione dei corrispettivi sopramenzionate, la qualifica di SEU dovrà rispettare tutte le seguenti condizioni:

- la presenza di un cliente finale, titolare del punto di connessione e dell'unità di consumo ricadente in un'area di sua proprietà o nella sua piena disponibilità;
- la presenza del produttore, ovvero del titolare dell'officina elettrica e delle autorizzazioni alla realizzazione e all'esercizio dell'impianto alimentato da fonti rinnovabili, con potenza complessivamente non superiore a 20 MW complessivamente installata sul sito di proprietà o nella piena disponibilità del cliente finale;
- l'impianto o gli impianti di produzione devono essere direttamente connessi, per il tramite di un collegamento privato senza obbligo di connessione di terzi, all'unità di consumo del cliente finale (persona fisica o giuridica).

e potrà garantire l'accesso alle seguenti esenzioni:

- i corrispettivi tariffari di trasmissione e di distribuzione saranno applicati alla sola energia elettrica prelevata dalla rete e non all'energia elettrica auto-consumata;
- i rapporti intercorrenti fra il produttore e il cliente finale non sono oggetto di regolazione da parte dell'Autorità e vengono lasciati alla libera contrattazione fra le parti.

Profili contrattuali consentiti e possibili applicazioni

Le configurazioni impiantistiche, in base a quanto previsto dalla norma, possono essere inquadrate secondo cinque diversi profili contrattuali:

- Profilo contrattuale 1 Il cliente finale e il produttore coincidono;
- Profilo contrattuale 2 Il cliente finale e il produttore non coincidono;
 - Profilo contrattuale 2a Il cliente finale e il produttore decidono di gestire separatamente i contratti relativi ai prelievi e alle immissioni;
 - Profilo contrattuale 2b Il cliente finale e il produttore decidono che sia il cliente finale a gestire i contratti relativi sia ai prelievi che alle immissioni;
 - Profilo contrattuale 2c Il cliente finale e il produttore decidono che sia il produttore a gestire i contratti relativi sia ai prelievi che alle immissioni;
 - Profilo contrattuale 2d Il cliente finale e il produttore decidono che sia un soggetto terzo a gestire i contratti relativi sia ai prelievi che alle immissioni.

Connessione alla rete elettrica di un impianto SEU

Nel caso in cui si presenti una richiesta di nuova connessione alla rete pubblica in immissione e in prelievo, con richiesta in prelievo destinata all'alimentazione di utenze diverse dagli ausiliari di centrale, il servizio di connessione sarà erogato secondo le procedure previste dal TICA (Testo Integrato Connessioni Attive).

Nel caso invece di richiesta di adeguamento di una connessione esistente:

- Si applicheranno le procedure del TIC (Testo Integrato Connessioni), se la richiesta di connessione si configura come una richiesta di connessione in prelievo;
- Si applicheranno invece le procedure del TICA qualora la richiesta di connessione si configurasse come una richiesta di connessione in immissione.

Si descrivono di seguito le particolarità per le connessioni dei SSPC:

- La titolarità del punto di connessione alla rete pubblica rimane in capo al cliente finale;
- Nel caso in cui vengano apportate modifiche ad un sistema esistente, il richiedente dovrà
 allegare una dichiarazione di atto notorio in cui si attesti che le modifiche apportate non
 determinano il venir meno delle condizioni che hanno consentito la qualifica di SEU;

- Il richiedente dovrà inviare apposita comunicazione al GSE entro 60 giorni dalla data di conclusione dell'iter di adeguamento della connessione esistente, secondo modalità definite dallo stesso GSE;
- Ogni gestore di rete dovrà aggiornare le proprie modalità e condizioni contrattuali (MCC) per l'erogazione del servizio di connessione tenendo conto di quanto previsto dalla deliberazione per i sistemi semplici di produzione e consumo;
- In attesa dell'aggiornamento delle MCC di cui al punto sopra, oltre ai documenti e alle informazioni previste dalla normativa vigente, occorrerà trasmettere:
 - evidenza nello schema unifilare degli ulteriori punti di connessione (se presenti) con altre reti, del relativo livello di tensione e POD (Point Of Delivery punto di prelievo) e dell'eventuale presenza di dispositivi che impediscono di mettere in parallelo anche transitoriamente, le reti su cui insistono i già menzionati punti, nonché il punto di connessione oggetto di adeguamento;
 - le informazioni necessarie a identificare chi sia il cliente finale a cui dovrà essere intestata la titolarità della connessione ed il relativo POD;
 - evidenza della tipologia di sistema semplice di produzione e consumo che si intende realizzare;
- Il regolamento di esercizio dovrà essere sottoscritto sia dal produttore che dal cliente finale;
- Il produttore, all'atto della richiesta di connessione o in qualsiasi momento successivo, potrà inoltrare al gestore di rete una richiesta di realizzazione di una connessione di emergenza contro il rischio di morosità.

Misura dell'energia elettrica prodotta, immessa, prelevata e consumata

Per erogare correttamente i servizi di trasmissione, distribuzione e vendita e dispacciamento relativamente ai sistemi semplici di produzione e consumo, sarà necessario disporre delle seguenti misure e dei relativi misuratori:

- energia elettrica immessa nella rete pubblica;
- energia elettrica prelevata dalla rete pubblica;
- energia elettrica prodotta dalle singole unità di produzione.

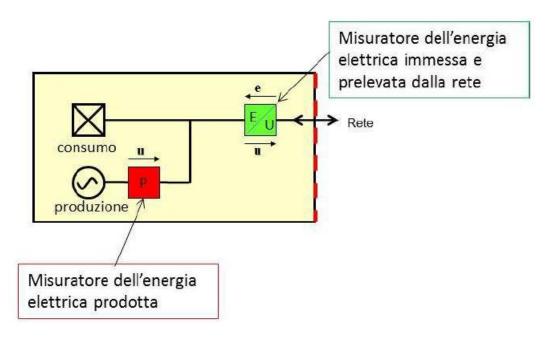


Figura 24 – Schematizzazione dei misuratori da installare

La misura dell'energia elettrica immessa e prelevata ha come riferimento normativo il TIME (Testo Integrato Misura Elettrica) – Delibera ARG/elt 199/11 – Allegato B; mentre la misura dell'energia elettrica prodotta segue la Deliberazione 88-07 – Allegato A bis.

Per quanto riguarda l'energia elettrica prodotta il responsabile della raccolta e della validazione e registrazione delle misure dell'energia elettrica prodotta coincide con il responsabile della raccolta e della registrazione delle misure dell'energia elettrica immessa e prelevata ai sensi del TIME.

Gestione di eventuali morosità

Una delle questioni più rilevanti nei rapporti tra il cliente finale e il produttore riguarda la gestione di eventuali casi di morosità. Si potrebbe verificare ad esempio che il venditore richieda la sospensione della fornitura di energia elettrica all'impresa distributrice a causa di morosità del cliente finale.

Il TISSPC prevede in particolare che:

- prima di effettuare l'intervento di sospensione della fornitura, l'impresa distributrice dovrà inoltrare una comunicazione al produttore al fine di evidenziargli la data a seguito

della quale non potrà più immettere energia elettrica in rete a causa della condizione di morosità in cui si trova il cliente finale. Analoga comunicazione verrà inviata dall'impresa distributrice al produttore anche prima dell'intervento di riduzione della potenza;

- per evitare che, a seguito di una condizione di morosità del cliente finale, l'impianto di produzione non possa più immettere energia elettrica nella rete pubblica, il produttore potrà usufruire della connessione di emergenza richiesta al gestore di rete all'atto della richiesta di connessione o che potrà richiedere in qualsiasi momento;
- in corrispondenza del punto di emergenza, il produttore dovrà installare un dispositivo che possa permettere l'apertura del collegamento fra l'impianto di produzione e l'utenza del cliente finale a seguito della chiusura del collegamento fra l'impianto di produzione e il punto di emergenza. I gestori di rete, entro il 30 aprile 2014, dovranno definire una specifica tecnica finalizzata ad individuare le caratteristiche tecniche di tale dispositivo.

Aspetti fiscali

L'energia elettrica risulta sottoposta ad accisa al momento della fornitura ai consumatori finali oppure al momento del consumo per l'energia elettrica prodotta per uso proprio.

Non è sottoposta ad accisa l'energia elettrica:

- prodotta con impianti alimentati da fonti rinnovabili con potenza non superiore a 20 kW;
- utilizzata per l'attività di produzione di elettricità e per mantenere la capacità di produrre elettricità;
- prodotta con impianti a fonti rinnovabili, con potenza disponibile superiore a 20 kW, consumata dalle imprese di autoproduzione in locali e luoghi diversi dalle abitazioni.

Ai sensi di quanto stabilito dall'art.53 del T.U.A., i soggetti obbligati al pagamento dell'accisa sull'energia elettrica sono:

- coloro che procedono alla fatturazione dell'energia elettrica ai consumatori finali, cioè i venditori:
- coloro che eserciscono officine di produzione di energia elettrica utilizzata per uso proprio;

- coloro che utilizzano l'energia elettrica per uso proprio con impiego promiscuo (ovvero per impieghi soggetti a diversa tassazione) con potenza disponibile superiore a 200 kW;
- i soggetti che acquistano, per uso proprio, energia elettrica sul mercato, limitatamente al consumo di detta energia.

Su richiesta possono essere considerati soggetti obbligati:

- coloro che acquistano, per uso proprio, energia elettrica utilizzata con impiego unico previa trasformazione o conversione comunque effettuata, con potenza disponibile superiore a 200 kW;
- coloro che acquistano, per uso proprio, energia elettrica da due o più fornitori, qualora abbiano consumi mensili superiori a 200.000 kWh.

I soggetti obbligati devono adempire alle seguenti mansioni:

- presentare denuncia di attività all'Agenzia delle Dogane competente per il territorio;
- dotarsi, nel caso in cui venga esercita un'officina elettrica, di una licenza di esercizio, soggetta al pagamento annuale dei diritti di licenza;
- dotarsi, nel caso in cui l'impianto non sia un'officina elettrica, di semplice autorizzazione (non soggetta a pagamento di diritti annui);
- presentare la dichiarazione di consumo annuale (entro il mese di marzo dell'anno successivo a quello cui si riferisce), contenente tutti gli elementi necessari per l'accertamento del debito d'imposta;
- effettuare il versamento a conguaglio dell'accisa entro il 16 marzo dell'anno successivo a quello a cui si riferisce;
- dichiarare ogni variazione, relativa agli impianti di pertinenza e alle modifiche societarie, nonché la cessazione dell'attività, entro trenta giorni dalla data in cui tali eventi si sono verificati;
- compilare, con cadenza giornaliera, il registro di produzione preventivamente vidimato dall'Ufficio delle Dogane competente.

Valutazioni economiche

Come per qualsiasi tipologia di investimento, anche nel caso dei SEU è necessaria una serie di analisi preventive da parte del potenziale produttore, il cui esito incide in misura determinante sulla redditività futura.

Nello specifico sono principalmente tre i fattori che dovranno essere indagati:

- Fattore economico (F_e) che comprende: i costi, ovvero l'investimento iniziale per l'installazione dell'impianto e i costi di gestione operativa sostenuti nel corso della vita dell'impianto, e i ricavi che sono essenzialmente quelli generati dalla vendita di energia elettrica da parte del produttore al cliente finale, quelli derivanti dalla valorizzazione dell'energia elettrica immessa in rete e quelli derivanti dall'ottenimento di eventuali incentivi nazionali e/o attività crosselling;
- Fattore di producibilità (F_p) ovvero la previsione annua di energia elettrica che produrrà l'impianto in funzione della tipologia di installazione e della specifica ubicazione. Ad una maggiore producibilità corrisponde un maggiore ricavo annuo dell'investitore;
- Fattore di contemporaneità (F_c) ovvero il rapporto tra l'energia elettrica prodotta dall'impianto e istantaneamente consumata dall'utente e la produzione totale dell'impianto. All'aumentare di questo valore, aumenta la percentuale di energia prodotta che l'operatore venderà direttamente al cliente. Questo fattore riveste un ruolo importante in quanto il produttore dovrà definire aspettative verosimili sull'evoluzione della domanda dell'utenza.

Un altro fattore rilevante riguarda, infine, il prezzo che il produttore potrà praticare nei confronti del cliente del SEU.

Quindi, la sfida dei Sistemi Efficienti di Utenza consisterà proprio nell'individuare il miglior equilibrio tra i tre fattori incidenti: fattore economico, di producibilità e di contemporaneità.

Si può quindi constatare che i Sistemi Efficienti di Utenza hanno grandi potenzialità e la loro applicazione dipenderà da un'attenta analisi relativa al profilo di consumo del cliente finale, al fine di massimizzarne l'autoconsumo. Infatti, maggiore sarà questa quota (cioè il fattore di contemporaneità) rispetto al fabbisogno elettrico, minore sarà l'energia elettrica prodotta dall'impianto e immessa in rete, con un incremento del beneficio sia per il produttore che per il cliente finale.

Le opportunità di questi investimenti non escludono gli eventuali rischi, primo fra tutti quello relativo alla morosità del cliente finale che, incidendo sulla percentuale di autoconsumo, diminuirebbe sensibilmente i ricavi del produttore.

In generale, queste applicazioni potranno diventare una nuova opportunità di crescita delle energie rinnovabili e del fotovoltaico in particolare, poiché presumibilmente saranno tetti e coperture delle unità di consumo ad essere maggiormente coinvolti da queste installazioni.

4. PROGETTAZIONE DI UN IMPIANTO FOTOVOLTAICO

IN CONFIGURAZIONE SEU

Si andrà ora ad analizzare tutte le varie fasi di progettazione necessarie per la realizzazione di un impianto fotovoltaico di tipo SEU, integrato nell'edificio di un'azienda che opera nel settore industriale. Verranno quindi osservati i vari passaggi preventivi che determinano la fattibilità dell'impianto che si vuole realizzare.

Descrizione dell'impianto utilizzatore

Lo stabilimento produttivo su cui si vorrebbe integrare l'impianto fotovoltaico è ubicato in provincia di Torino, con coordinate 45°00'47"N 7°49'22"E; in tale sito è presente un corpo di fabbrica principale che ospita le diverse fasi del processo di produzione e gli uffici.

Dai dati delle bollette di fornitura elettrica dell'azienda si è calcolata un'energia annuale consumata di circa $3.436.888 \frac{kWh}{anno}$. Il punto di consegna si trova inoltre in media tensione (MT).

In un anno tipo si hanno i consumi mensili della seguente figura.



Figura 25 – Fabbisogni mensili dello stabilimento

Scelta della taglia dell'impianto fotovoltaico

Durante la progettazione di un impianto fotovoltaico, è importante valutare il fabbisogno energetico poiché da questo è possibile calcolare la potenza ipotetica che potrebbe avere l'impianto. L'equazione che collega i due dati è:

$$P_n = \frac{E_c}{PR \cdot h_{eq}}$$

Dove:

- E_c è il fabbisogno energetico annuale dello stabilimento, in questo caso pari a E_c = 3436888 kWh
- *PR* è il *performance ratio*, ed è un fattore che tiene conto di diverse perdite che si verificano durante il processo di conversione. Il suo valore tipico è 0,75 ma attualmente può avere valore che variano tra 0,55 e 0,85. Un valore approssimativo del *PR* è stato ottenuto con la seguente procedura: tramite il software PVGIS (di cui si parlerà in maniera più approfondita in seguito), si sono ottenuti i valori di energia producibile nel sito scelto e i valori di irradiazione. Si è poi fatto il loro rapporto per ogni mese, mediandolo infine durante l'anno. Si è così ottenuto un valore di *PR* pari a: *PR* = 0,76.
- h_{eq} è il numero di ore solari equivalenti, ovvero le ore per cui si ha un valore di irradianza pari a $1000 \frac{W}{m^2}$. Si ottiene dal rapporto tra l'irradiazione e l'irradianza. Avendo calcolato l'irradiazione per il punto precedente si può quindi calcolare il valore di ore equivalenti. Durante un anno, la somma delle ore equivalenti per ogni mese è: $h_{eq} = 1788,3 h$.

Inserendo i dati si ha che:

$$P_n = \frac{3436888 \ [kWh]}{0.76 \cdot 1788,3 \ [h]} = 2528,78 \ kW \cong 2,5 \ MW$$

La taglia dell'impianto ottenuta mediante questo calcolo è molto alta, in quanto sono alti i fabbisogni dell'azienda. Per un impianto di questa grandezza, però, bisogna avere un'adeguata disponibilità di spazio sulla copertura del sito: da una prima analisi della copertura, questa non risulta sufficientemente grande per ospitare un numero così ingente di pannelli. Un altro aspetto da non sottovalutare è quello economico, in quanto per la realizzazione di un impianto di tale taglia si dovrà andare incontro a un investimento economico parecchio oneroso.

La realizzazione di un impianto fotovoltaico da 2,5 MW risulta perciò impraticabile per questo stabilimento.

Per questo caso, prendendo in considerazione la disponibilità del tetto dello stabilimento, si è quindi deciso di installare una potenza complessiva di circa 330 kWp, con 810 moduli da 410 Wp ciascuno e 3 inverter da 110 kW ciascuno.

Scelta dei moduli

I moduli sono stati scelti sulla base delle loro caratteristiche di prestazioni e dimensioni.

Il modello di modulo scelto è il "STP410S-CS54/Umh" della ditta Suntech da 410 Wp. Le sue caratteristiche principali vengono riportate nella tabella seguente.

Tabella 1 – Caratteristiche elettriche e meccaniche dei moduli scelti

GRANDEZZE ELETTRICHE IN STC				
Potenza massima [W]	410			
Tensione a potenza massima [V]	31,59			
Corrente a potenza massima [A]	12,98			
Tensione a circuito aperto [V]	37,45			
Corrente di corto circuito [A]	13,88			
Rendimento	21,0%			
Temperatura di esercizio [°C]	-40 ÷ +85			
Coefficiente di temperatura della potenza massima [%/°C]	-0,36			
Coefficiente di temperatura della tensione a vuoto [%/°C]	-0,304			
Coefficiente di temperatura della corrente di corto circuito [%/°C]	0,050			
NOCT [°C]	42 ± 2			
CARATTERISTICHE MECCANICHE				
Tipologia di celle solari	m-Si 182 mm			
N. di celle	108 (6x18)			
Dimensioni [mm]	1724x1134x35			
Peso [kg]	22,1			

Scelta degli inverter

Per quanto riguarda gli inverter, si è deciso di installarne 3 da 110 kW. Questa scelta è stata fatta per avere la sicurezza di disporre più inverter in caso di guasto di uno di questi.

Il modello scelto è il "SG-110CX" della ditta Sungrow, dotato di 9 MPPT (ognuno può ospitare 2 stringhe); le specifiche sono riportate bella tabella seguente.

Tabella 2 – Caratteristiche dell'inverter scelto

Potenza massima CC [kW]	110
Potenza massima uscita CA [kVA]	110 @45°C / 100 @50°C
MPPT range ingresso CC [V]	200-1000
Tensione massima CC [V]	1100
Corrente massima CC [A]	26 A * 9
Efficienza massima	98,7 %
Efficienza europea	98,5 %
Tensione e frequenza di rete	400 V / 50 Hz
Fattore di potenza alla potenza nominale	>0,99

Risulta necessario fare le dovute verifiche della fattibilità dell'accoppiamento tra moduli e inverter, in quanto devono essere soddisfatti i vincoli su tensioni e corrente massima con il funzionamento in MPP.

Inoltre, vanno considerati gli effetti della temperatura sulla tensione a vuoto e sulla corrente di cortocircuito tramite i valori dei relativi coefficienti. I valori devono ricadere nei range di funzionamento indicati sulla scheda tecnica dell'inverter.

Infine, si fa una verifica sul dimensionamento, facendo il rapporto tra la potenza nominale in AC degli inverter e la potenza complessiva dei moduli. Questo valore deve essere compreso tra 0,9 e 1,2.

Calcolo della producibilità dell'impianto

La produzione di energia da parte di un impianto fotovoltaico dipende dall'irradianza globale che incide sui moduli fotovoltaici.

Risulta quindi fondamentale conoscere la posizione geografica esatta (latitudine e longitudine) della località in cui si vuole installare l'impianto in modo da poter determinare la previsione della quantità di energia che inciderà sui pannelli fotovoltaici.

I concetti che stanno alla base della producibilità energetica dell'impianto sono: l'irradianza solare (G) che rappresenta l'energia della radiazione emessa dal sole per unità di tempo e unità di superficie e l'irradiazione solare (H) che rappresenta l'energia della radiazione emessa dal sole per unità di superficie. La prima si misura in $\frac{W}{m^2}$; mentre la seconda in $\frac{Wh}{m^2}$; entrambe si possono scomporre in componente diretta e componente diffusa.

La potenzialità che si otterrà da questi dati dovrà poi essere scorporata dalle perdite di sistema, potenziali oscuramenti e mancanze di emissioni.

Il programma che è stato utilizzato per ottenere i dati relativi all'irradianza e all'irradiazione è *PVGIS* (*Photovoltaic Geographical Information System*) che offre informazioni geografiche e anche un software per le simulazioni. È stato realizzato dal *Joint Research Centre*, in collaborazione con l'Unione Europea e l'*ESTI* (*European Solar Test Installation*).

Tramite questo programma si sono stimati i valori di irradianza ed irradiazione incidenti sul sito di interesse per poter calcolare la producibilità ed è stata fatta anche la simulazione della produzione dell'impianto.

Per calcolare i valori di irradianza incidente per ogni mese dell'anno è stato utilizzato il *Solar Radiation Tool* di PVGIS, come dati di input sono state inserite le coordinate del sito, l'inclinazione e l'orientamento.

L'orientamento (o *azimuth*) è l'angolo formato dalla retta normale alla superficie ricevente e la direzione del Sud. L'inclinazione (o angolo di *tilt*) è invece l'inclinazione che ha la superficie captante rispetto all'orizzontale. Le loro rappresentazioni sono raffigurate nell'immagine seguente.

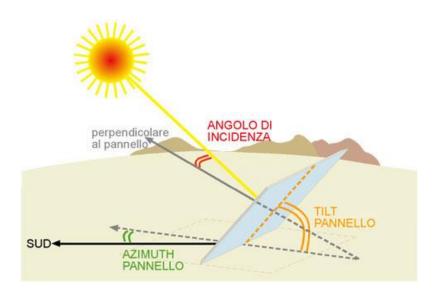


Figura 26 – Azimuth e angolo di tilt

In questo caso specifico si ha un orientamento di circa 0° in quanto la copertura dello stabile è rivolta verso Sud. Per l'inclinazione è stato lasciato il valore suggerito dal software, ovvero 35°.

Si riporta nella figura seguente la curva che viene generata da PVGIS (per esempio per il mese di luglio); vengono inoltre forniti i dati sottoforma di tabella. I risultati vengono forniti sia in condizioni normali sia in condizioni di cielo limpido (clear sky).

Variazione giornaliera irradianza, piano fisso

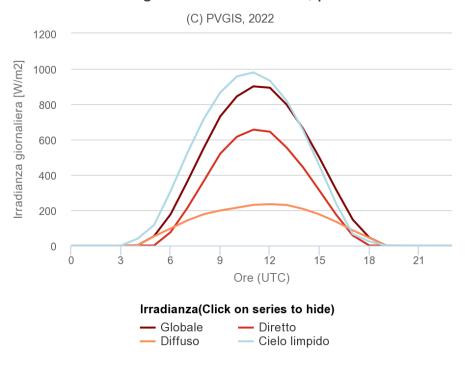


Figura 27 – Irradianza giornaliera per il mese di luglio nella località di interesse

La potenza producibile da ogni inverter è ricavabile dalla seguente formula:

$$P = P_{AC} \cdot \frac{G}{G_{STC}} \cdot (1 + \gamma \cdot \Delta T_C) \cdot 0.92 \cdot \eta_{DC-AC}$$

Dove:

- P è la potenza che verrà prodotta da ogni inverter;
- P_{AC} è la potenza nominale di ogni inverter;
- G è l'irradianza incidente, diversa per ogni ora della giornata;
- $G_{STC} = 1000 \frac{W}{m^2}$;
- γ è il coefficiente di perdita di potenza per grado centigrado, diverso a seconda del modulo. In questo caso $\gamma = -0.36 \frac{\%}{2}$;
- ΔT_C è la differenza di temperatura tra la cella e l'ambiente ed è ottenibile dalla formula:

$$\Delta T_C = (NOCT - 20) \cdot \frac{G}{800}$$

- 0,92 è un fattore che tiene conto di alcune perdite nei cavi;
- η_{DC-AC} è il rendimento dell'inverter.

Da PVGIS si avrà un valore di G per ogni ora del giorno e di conseguenza anche un valore di ΔT_C . Da qui si calcola la potenza che ogni inverter produrrà per ogni ora del giorno e si andrà a sommare i risultati ottenuti, trovando così la produzione di energia giornaliera in kWh. Questi dati andranno poi moltiplicati per i giorni del mese ottenendo in questo modo la produzione annua.

Nella prossima tabella si riportano i risultati ottenuti.

Tabella 3 – Risultati di produzione per un inverter

MESE	PRODUZIONE GIORNALIERA [kWh/giorno]	NUMERO GIORNI	PRODUZIONE MENSILE [kWh/mese]
GEN	280,61	31	8698,79
FEB	387,67	28	10854,73
MAR	486,97	31	15096,22
APR	525,18	30	15755,55
MAG	571,73	31	17723,71
GIU	604,38	30	18131,43
LUG	647,60	31	20075,46
AGO	609,14	31	18883,28
SET	508,92	30	15267,64
OTT	372,14	31	11536,35
NOV	282,33	30	8470,03
DIC	282,04	31	8743,30
TOTALE			169236,49

L'andamento è riportato nella seguente figura.

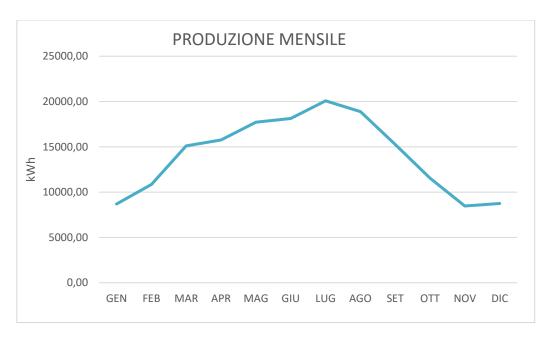


Figura 28 – Andamento della produzione per un inverter

I valori ottenuti si riferiscono a un solo inverter, la produzione energetica complessiva annuale dell'impianto formato da tre inverter è quindi:

$$P = 169236.49[kWh] \cdot 3 = 507709.5 \, kWh = 507.7 \, MWh$$

Come detto in precedenza questo impianto soddisferà solo in parte gli alti fabbisogni energetici dell'azienda.

Simulazione della producibilità con PVGIS

Il software PVGIS permette anche di effettuare simulazioni per determinare la producibilità dell'impianto fotovoltaico. I dati richiesti dal software sono:

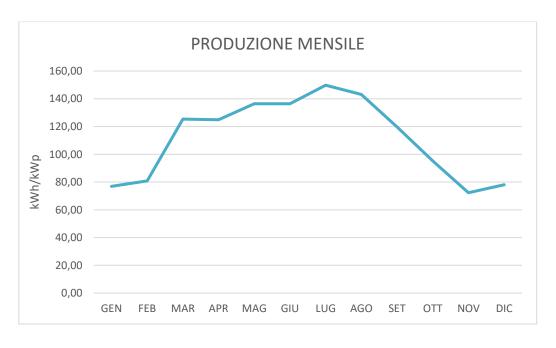
- Latitudine e longitudine del sito in cui si vuole installare l'impianto;
- Il database da cui prendere i dati di radiazione solare. Il software ne mette a disposizione 5, per questa simulazione si è scelto il database *PVGIS-SARAH*.
- La tecnologia dei moduli fotovoltaici utilizzati. In questo caso sono in silicio cristallino.
- La potenza di picco dell'impianto. Per la simulazione lasceremo un valore unitario a
 questo dato per andare a moltiplicare i valori ottenuti per la potenza complessiva
 dell'impianto soltanto alla fine.
- Le perdite di sistema. Il valore suggerito dal software è del 14% e in questa percentuale sono incluse tutte le perdite dell'impianto che riducono l'energia resa rispetto all'energia prodotta dai moduli. Sono quindi incluse le perdite resistive nei cavi, perdite nell'inverter, polvere o neve. È incluso infine anche l'effetto dell'invecchiamento dei moduli.
- Posizione montaggio: se a terra o integrato nell'edificio. In questo caso, l'impianto verrà integrato sulla copertura dello stabilimento.
- Inclinazione e orientamento. Il valore immesso per l'orientamento è 0° in quanto il tetto dell'edificio è orientato verso sud; per il valore dell'inclinazione è stata selezionata l'opzione di calcolare il valore ottimale. Come angolo di inclinazione ottimale è stato restituito dal software il valore di 36°.

Dalla simulazione si sono ottenuti i risultati mostrati nella seguente tabella.

 $Tabella\ 4-Media\ mensile\ del\ rendimento\ energetico\ del\ sistema\ fotovoltaico\ definito$

MESE	PRODUZIONE MENSILE [kWh/kWp]	PRODUZIONE MENSILE [kWh]		
GEN	76,94	25552		
FEB	80,84	26847		
MAR	125,40	41645		
APR	124,87	41469		
MAG	136,45	45315		
GIU	136,45	45315		
LUG	149,79	49745		
AGO	143,06	47510		
SET	SET 119,66 39739			
OTT	95,20	31616		
NOV	72,31	24014		
DIC	78,04	25917		
TOTALE	1339,01	444685		

Nelle figure seguenti è riportato l'andamento e il grafico creato dal software.



 $Figura\ 29-Andamento\ della\ produzione\ mensile\ stimata$



(C) PVGIS, 2022 200 149.79 143 06 150 136.45 136.45 125.4 124.87 Energia FV [kWh] 119.66 95.2 100 80.84 78.04 76.94 72.31 50 0 Feb Giu Gen Mag Lug Ott Mar Apr Ago Set Nov Dic

Figura 30 – Risultati dell'energia prodotta da PVGIS

Mese

Tipologia di contratto SEU

Come spiegato nel capitolo precedente gli impianti in configurazione SEU sono una tipologia di contratto stipulabile tra due parti, una come acquirente e l'altra come venditore; si possono quindi definire all'interno della famiglia dei *PPA* (*Power Purchase Agreement*).

Un PPA è sostanzialmente un accordo di fornitura di energia elettrica a lungo termine tra due parti, tra un produttore e un consumatore. Questi contratti definiscono tutte le condizioni di vendita e acquisto di energia elettrica, compresi i prezzi negoziati.

Tornando al nostro caso particolare, lo schema contrattuale scelto per l'impianto fotovoltaico in configurazione SEU è lo schema 2.b della Delibera AEEG 578/2013, visto nel capitolo precedente. Il cliente finale e il produttore, quindi, non coincidono e si decide che sia il cliente a stabilire i rapporti contrattuali per la vendita e l'acquisto dell'energia elettrica dalla rete.

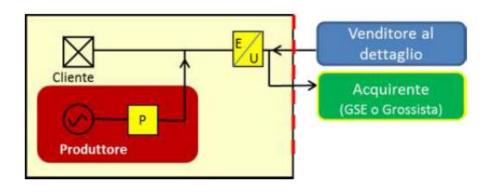


Figura 31 – Raffigurazione dello schema contrattuale 2b

Durante la stipula del contratto si definisce che l'investimento per l'impianto fotovoltaico che verrà realizzato sullo stabilimento del cliente verrà sostenuto dal produttore. Verranno sostenuti dal produttore anche i costi di gestione e manutenzione dell'impianto per tutta la durata del contratto. L'acquirente concederà al venditore il diritto di comodato della copertura e le relative servitù di accesso, di posa e di scavo sulle aree necessarie per l'installazione e l'esercizio dell'impianto fotovoltaico.

Sarà a carico del produttore effettuare tutte le procedure per il collegamento dell'impianto fotovoltaico alla rete e per l'ottenimento delle licenze e delle qualifiche a seguito della connessione, come la sottoscrizione Regolamento di Esercizio sul portale del distributore, l'ottenimento della Licenza di Officina da parte delle Dogane e la stipula del contratto di Scambio sul Posto con il GSE.

Il cliente acquisterà l'energia elettrica prodotta a un prezzo vantaggioso fisso per tutta la durata contrattuale (solitamente di 15 anni). Alla sola energia consumata verranno applicate delle accise (ad oggi pari a 0,0125 €/kWh). La durata del contratto partirà con l'effettiva entrata in esercizio dell'impianto, ovvero dal momento in cui inizierà a produrre energia.

L'energia prodotta verrà in massima parte consumata istantaneamente dal cliente, determinando un immediato risparmio. La parte in eccesso verrà immessa in rete da parte del cliente e valorizzata dal GSE in regime di Scambio Sul Posto (SSP), a seguito di sottoscrizione di un mandato senza rappresentanza.

Alla scadenza del periodo contrattuale l'impianto diventerà di proprietà del cliente, acquistandolo ad un prezzo simbolico convenuto tra le parti, e potrà disporre gratuitamente di

tutta l'energia prodotta. Il cliente avrà comunque la possibilità di riscattare l'impianto a partire dal terzo anno di contratto a prezzi concordati in fase di stipula dell'accordo.

Scambio Sul Posto (SSP)

Come detto in precedenza, lo scambio sul posto è un servizio erogato dal GSE, ovvero il Gestore dei Servizi Energetici. Il GSE è un ente che realizza studi e statistiche sul settore delle energie rinnovabili e aiuta la pubblica amministrazione per il conseguimento di una migliore efficienza energetica.

Il servizio di Scambio sul Posto consente di compensare l'energia elettrica prodotta e immessa in rete con quella prelevata dalla rete. Si comporta quindi come uno strumento di "accumulo virtuale" per l'energia elettrica prodotta ma non autoconsumata. Si può accedere se la potenza installata dell'impianto fotovoltaico non supera i 500 kW.

Viene quindi effettuata una compensazione economica dal confronto di energia immessa e prelevata. Questa compensazione prende il nome di *contributo in conto scambio*. Nel caso in cui, a fine anno, l'energia immessa fosse superiore all'energia prelevata vi è un altro contributo che prende il nome di *liquidazione delle eccedenze*.

La valutazione del contributo in conto scambio annuale è la seguente:

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

Dove:

- O_E è l'onere sostenuto per l'acquisto dell'energia elettrica prelevata annuale. Viene calcolato come prodotto tra l'energia elettrica prelevata e il PUN (Prezzo Unico Nazionale);
- C_{EI} è la valorizzazione dell'energia elettrica immessa in rete annualmente dall'impianto;
- CU_{sf} è il corrispettivo unitario di scambio forfettario annuale espresso in c \in /kWh;
- E_s è l'energia elettrica annualmente scambiata con la rete.

Valutazione economica e business plan

A seguito delle valutazioni riguardo alla producibilità dell'impianto, un altro step preventivo è la valutazione economica del progetto dell'impianto fotovoltaico. Inoltre, è importante redigere anche un business plan per gli anni di vita stimati dell'impianto.

Essendo un impianto in configurazione SEU, le valutazioni verranno fatte sia lato acquirente sia lato venditore. Per il produttore ci sarà un investimento iniziale, che rientrerà grazie ai ricavi che otterrà dall'energia elettrica prodotta dall'impianto e venduta al cliente. Dal punto di vista del cliente, invece, non ci sarà un investimento iniziale, ma un risparmio annuo dovuto all'acquisto di energia elettrica a basso prezzo; alla cessione del contratto avrà inoltre anche i ricavi dovuti alla produzione dell'impianto fotovoltaico.

Ci si focalizzerà ora sull'analisi economica lato produttore. Generalmente, la valutazione economica viene fatta sulla base del concetto del *Valore Attualizzato Netto (VAN)*. Si tratta di un metodo di calcolo tramite cui è possibile valutare se un progetto è economicamente fattibile e in quanto tempo avverrà il rientro economico. Questo periodo è detto *payback period* e dà una stima del tempo in cui i flussi di cassa diventeranno dei guadagni netti. Il calcolo del *VAN* è effettuato tramite la seguente formula:

$$VAN = -I_0 + \sum_{j=0}^{n} \frac{F_j}{(1+i)^j}$$

In cui: I_0 è l'investimento iniziale, F_j è il flusso di cassa dell'anno j-esimo, i è il tasso di interesse (per il fotovoltaico è in genere pari al 3%).

Per quanto riguarda l'investimento iniziale, in prima approssimazione, si ha che è pari a:

$$I_0 = Prezzo_{kW} \left[\frac{\epsilon}{kW} \right] \cdot Potenza [kW]$$

Si stima quindi un prezzo per ogni kW di potenza, che deriva dalla somma dei vari componenti dell'impianto, tra cui principalmente moduli fotovoltaici e inverter. Oltre ai costi per i materiali utilizzati, bisogna tenere conto anche dei costi relativi all'installazione, alla progettazione e alle pratiche necessarie per la messa in funzione dell'impianto fotovoltaico. Facendo una stima dei vari prezzi si è ottenuto un investimento iniziale di € 260.000; in questa somma si è tenuto conto dei materiali principali (moduli e inverter), dei materiali secondari (materiale elettrico, strutture,

tarature dei contatori), dell'installazione, della progettazione e delle pratiche e di vari costi a cui si potrebbe andare incontro.

In questo particolare caso i ricavi per il produttore saranno dati dalla vendita dell'energia elettrica prodotta e consumata dal cliente finale. Il calcolo dei flussi di cassa risulta più complesso rispetto all'investimento iniziale perché bisogna tenere conto di diversi fattori, tra cui i costi di manutenzione e di operazioni di esercizio (O&M – Operations and Maintenance). Di questi costi (chiamati anche Opex) verrà fatta una stima annuale e inoltre verrà aggiunta la spesa di sostituzione degli inverter ogni sei anni (gli anni di garanzia forniti dal costruttore). Si ottiene così il seguente schema.

Tabella 5 – Dati necessari per la valutazione economica dal punto di vista del venditore

BUSINESS PLAN	
Energia prodotta	[kWh]
Energia autoconsumata	[kWh]
Energia immessa in rete	[kWh]
RICAVI	
Ricavo energia venduta PPA	[€]
Ricavo accise	[€]
COSTI	
Investimento	[€]
Opex	[€]
Versamento accise	[€]
Sostituzione inverter	[€]
Cash flow = RICAVI - COSTI	[€]

L'energia prodotta corrisponde alla stima valutata con PVGIS in precedenza, che avrà un coefficiente di degradazione annua dello 0,5%. L'energia autoconsumata è stata stimata ponendo una percentuale del 70%; mentre l'energia immessa in rete è data dalla differenza tra energia prodotta ed energia autoconsumata.

I ricavi sono dati dalla vendita a un prezzo fisso dell'energia prodotta (per questo caso è stata applicata una tariffa di 0,1 €/kWh) e dai ricavi sulle accise (pari a 0,0125 €/kWh) che vengono

applicate sull'energia autoconsumata. Questi ultimi ricavi però compaiono anche nei costi, in quanto le accise dovranno essere versate all'agenzia delle Dogane da parte del produttore.

Inoltre, per i costi si ha l'investimento iniziale, che sarà presente solo all'anno 0, gli Opex, che partiranno dall'anno 1 e la sostituzione degli inverter stimata ogni 6 anni.

Il flusso di cassa sarà dato dai ricavi meno i costi; essendo la durata del contratto di 15 anni, si sono calcolati i flussi fino a tale anno.

Tabella 6 – Cashflow e cumulata

ANNO	CASH FLOW [€]	CASH FLOW CUMULATO [€]	
0	-260.000	-260.000	
1	40.919	-219.081	
2	40.625	-178.456	
3	40.330	-138.126	
4	40.034	-98.092	
5	39.737	-58.355	
6	24.437	-33.918	
7	39.137	5.219	
8	38.834	44.053	
9	38.530	82.583	
10	38.225	120.808	
11	37.918	158.726	
12	22.609	181.335	
13	37.298	218.633	
14	36.986	255.619	
15	36.672	292.290	

Dalla tabella precedente si può notare che il flusso di cassa cumulato (o VAN) torna positivo al settimo anno, il *payback period* è dunque di 7 anni.

La rappresentazione grafica è data dalla seguente figura.

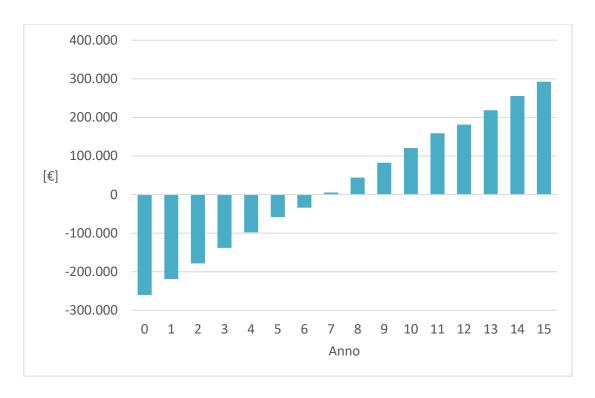


Figura 32 – Andamento del cashflow cumulato

Al termine dei 15 anni ci sarà inoltre il riscatto da parte del cliente dell'impianto fotovoltaico a una cifra simbolica ipotizzata di €1000.

Focalizzandoci ora sulla valutazione economica lato cliente, questo non avrà un investimento iniziale e l'analisi verrà fatta in base al risparmio che avrà sull'acquisto dell'energia elettrica.

Verrà quindi fatto un calcolo della spesa stimata senza impianto fotovoltaico, confortandola con la spesa stimata in presenza dell'impianto. Sottraendo la seconda dalla prima si ottiene il risparmio anno di cui si potrà poi fare una cumulata. La stima è stata fatta su 25 anni, tenendo presente che dopo 15 anni ci sarà il riscatto dell'impianto. Nella tabella seguente si riportano i componenti del business plan lato acquirente.

Tabella 7 – Dati necessari per la valutazione economica dal punto di vista del cliente

BUSINESS PLAN	
SPESA SENZA IMPIANTO FV	
Energia da rete	[kWh]
Costo energia da rete	[€/kWh]
SPESA CON IMPIANTO FV	
Energia prodotta	[kWh]
Costo energia da fotovoltaico	[€/kWh]
Spesa energia da fotovoltaico	[€]
Aliquota accise	[€/kWh]
Autoconsumo	[%]
Energia autoconsumata	[kWh]
Spesa accise	[€]
Prezzo energia immessa in rete	[€/kWh]
Energia immessa in rete	[kWh]
Ricavo energia immessa in rete	[€]
Riscatto impianto	[€]
Opex stima	[€]
Costi a fine PPA	[€]
Risparmio annuo = SPESA SENZA	[€]
IMPIANTO FV – SPESA CON	
IMPIANTO FV	

L'energia da rete viene posta uguale a quella prevista in autoconsumo calcolata in precedenza; il costo dell'energia da rete è stimato pari a 0,180 €/kWh a cui negli anni andrà ad aggiungersi un'eventuale inflazione del costo dell'energia.

La spesa per l'energia da fotovoltaico e la spesa per le accise sono calcolate come i relativi ricavi del produttore, questi due costi cesseranno al termine del contratto PPA. Al termine dei 15 anni interverranno invece i costi Opex dell'impianto riscattato. Infine, il ricavo per l'energia immessa in rete è dato dal contratto di SSP stipulato con il GSE.

Nella prossima tabella si possono osservare i risultati di spesa e risparmio annuo del cliente. Si potrà notare come, in seguito al riscatto dell'impianto la spesa con impianto FV diventi negativa; questo è normale in quanto il cliente inizierà a guadagnare dall'energia prodotta e non la acquisterà più.

Tabella 8 – Spese e ricavi per il cliente

ANNO	SPESA SENZA	SPESA CON	RISPARMIO
ANNO	IMPIANTO FV [€]	IMPIANTO FV [€]	ANNUO [€]
1	56030	35019	21011
2	56865	34578	22287
3	57711	34135	23576
4	58568	33689	24879
5	59436	33241	26195
6	60315	32790	27526
7	61206	32336	28870
8	62109	31879	30229
9	63022	31420	31603
10	63948	30958	32991
11	64886	30493	34393
12	65835	30025	35810
13	66796	66796 29554	
14	67770	29080	38689
15	68756	29604	39152
16	69754	-11830	81584
17	70764	-11975	82739
18	71787	-12121	83909
19	72823	-12268	85091
20	73871	-12417	86288
21	74932	-12566	87498
22	76006	-12716	88722
23	77093	-12867	89961
24	78193	-13019	91213
25	79307	-13173	92479

L'andamento dei ricavi annui è riportato nella seguente figura.

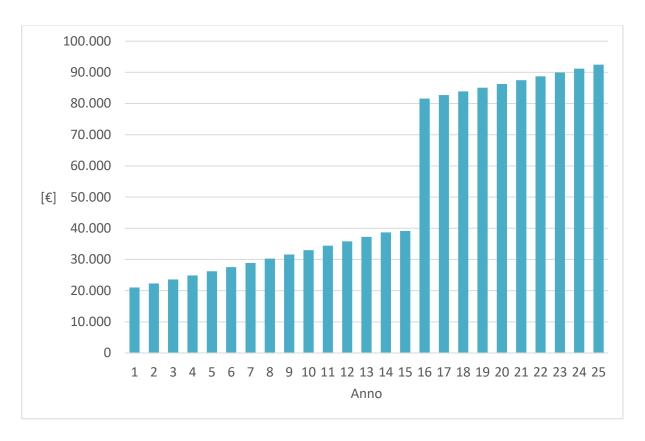


Figura 33 – Andamento del risparmio annuo

Queste stime sono da considerarsi indicative in quanto eseguite sulla base di simulazioni e ipotesi. Per esempio, in questo caso, si è stimato un autoconsumo del 70%, ma più sarà alto questo dato più ci sarà un ritorno economico per entrambe le parti.

Si andranno ora ad analizzare tre impianti fotovoltaici in configurazione SEU che sono già in funzione da qualche anno, in modo da poter fare delle considerazioni anche su dati reali.

5. ANALISI DELLA PRODUZIONE PER IMPIANTI FOTOVOLTAICI ESISTENTI IN REGIME SEU

In questo capitolo si andrà ad analizzare la produzione di energia, e la relativa analisi energetica, durante gli anni di attività di due impianti fotovoltaici in regime SEU di proprietà della ditta *Ceresa Next S.r.l.*, azienda che opera nel settore del fotovoltaico. Gli impianti fotovoltaici in questione sono installati sui tetti di due aziende che operano nel settore industriale.

Per la stima della produzione si è utilizzato il software PVGIS, mentre per il recupero dei dati di produzione effettiva dell'impianto è stato usato il portale di monitoraggio *Aurora Vision* di proprietà di *Fimer-ABB*, marca degli inverter installati negli impianti. Infine, per il recupero dei dati utili ai fini dell'analisi energetica (immissioni e prelievi) è stato utilizzato il portale di *edistribuzione*.

A seguire si andrà a fare un'analisi dell'autoconsumo prendendo alcune giornate tipo per un ulteriore impianto fotovoltaico in configurazione SEU installato sul tetto di un'azienda che opera nel settore industriale, sempre di proprietà della *Ceresa Next S.r.l.*.

Impianto 1

Il primo impianto fotovoltaico di cui si andrà a fare un'analisi della produzione è installato sul tetto di un'azienda che si trova in provincia di Torino che opera nel settore industriale, i dati identificativi sono riportati nella tabella 9.

Tabella 9 – Dati identificativi dell'impianto 1

DATI IMPIANTO				
Taglia	190,6 kWp			
Moduli	n°693 Suntech STP275-20 da 275Wp			
Inverter	n°2 PVS-100-TL-SX2-FULL-ABB Three Phase Inverter 100kWac			
Lat. / Long.	45°20'N / 7°48'E			
Inclinazione	8°			
Orientamento	-87°/+93°			

Confronto produzione stimata con quella reale

Tramite il software PVGIS si è calcolata la produzione media unitaria di energia mensile per il dato impianto stimata per il primo anno di funzionamento. Questi dati sono per unità di kWp installati, quindi si andrà poi a moltiplicare i valori di produzione ottenuti per la taglia dell'impianto, in questo caso 190,6 kWp. Si ottengono così i risultati riportati nella seguente tabella.

Tabella 10 – Produzione stimata con PVGIS dell'impianto 1

MESE (1°anno)	PRODUZIONE STIMATA [kWh/kWp]	PRODUZIONE STIMATA [kWh]		
GEN	35,2	6708,2		
FEB	50,9	9700,3		
MAR	90,9	17323,3		
APR	110	20962,3		
MAG	137	26108,8		
GIU	143	27252,2		
LUG	156	29729,7		
AGO	132	25155,9		
SET	96,7	18428,6		
OTT	60,5	11529,8		
NOV	35,8	6822,6		
DIC	30,7	5850,7		
TOT	1078,7	205573,3		

Per gli anni successivi al primo, nel calcolo della produzione stimata si è tenuto conto di un calo della produzione del -0,5% annuale.

L'impianto in questione è stato avviato il 7 giugno 2019 e l'andamento che ha avuto durante gli anni rispetto alla stima è illustrato nelle figure che seguono.

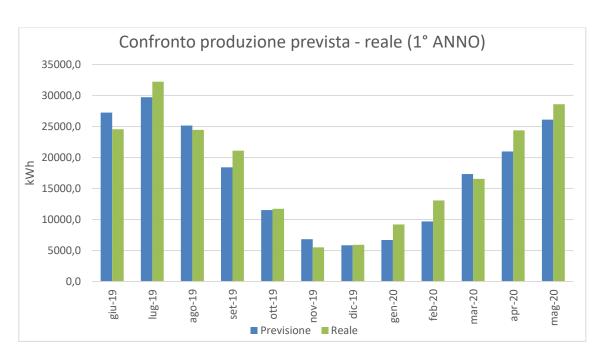


Figura 34 – Confronto tra produzione stimata PVGIS e quella reale al 1° anno di funzionamento

Per il primo anno la produzione è stata quasi sempre migliore rispetto alle previsioni, soprattutto nei mesi estivi; il dato negativo per giugno non è veritiero in quanto l'impianto ha perso la prima settimana del mese. Inoltre, nel mese di novembre è stato spento un paio di giorni, da qui deriva la produzione minore.

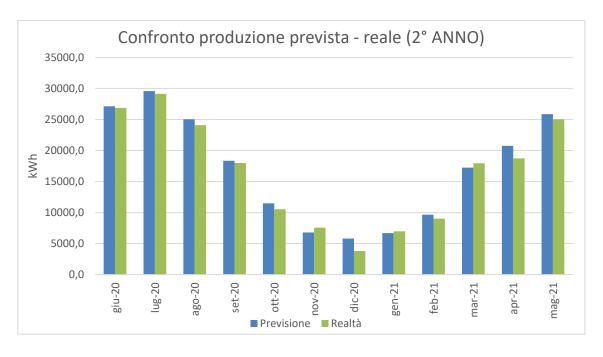


Figura 35 – Confronto tra produzione stimata PVGIS e quella reale al 2° anno di funzionamento

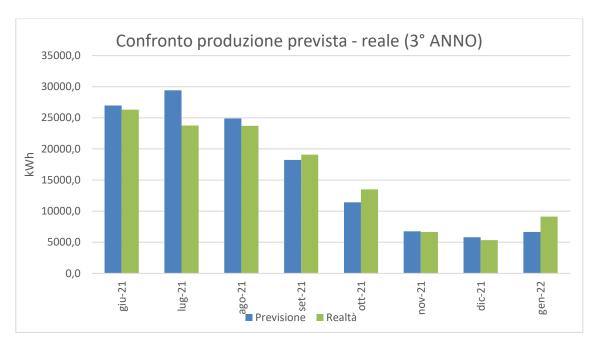


Figura 36 – Confronto tra produzione stimata PVGIS e quella reale durante il 3° anno di funzionamento

Come si può notare dai grafici, la produzione reale dell'impianto segue l'andamento previsto dal modello sviluppato con PVGIS. La produzione reale risulta però sempre leggermente minore rispetto alla stima, anche se l'andamento è comunque buono.

Nella tabella seguente vengono riportate le percentuali di differenza tra produzione preventivata e quella reale.

Tabella 11 – Delta tra produzione reale e quella stimata

MESE	1° ANNO	2° ANNO	3°ANNO
GIU	-9,84%	-0,99%	-2,49%
LUG	8,37%	-1,50%	-19,26%
AGO	-2,76%	-3,83%	-4,76%
SET	14,47%	-1,96%	4,60%
OTT	1,68%	-8,23%	18,33%
NOV	-19,10%	11,38%	-1,46%
DIC	1,26%	-34,87%	-7,82%
GEN	37,24%	4,61%	37,42%
FEB	34,82%	-6,74%	
MAR	-4,45%	4,01%	
APR	16,35%	-9,78%	
MAG	9,50%	-3,18%	

Nei mesi invernali eventuali valori negativi della produzione possono essere imputabili a condizioni metereologiche avverse, ad esempio le nevicate.

Autoconsumo

Come detto in precedenza, per gli impianti con contratto SEU, riveste un ruolo importante l'autoconsumo dell'azienda su cui è installato l'impianto fotovoltaico.

Si vedrà ora di seguito l'analisi energetica per questo impianto durante gli anni di attività.

Verrà mostrata: l'energia prodotta (dato fornito dal contatore di produzione), l'energia immessa (dato fornito dal contatore di scambio), l'energia autoconsumata (data dalla differenza tra l'energia prodotta e quella immessa), l'energia prelevata (dato fornito dal contatore di scambio), il totale del fabbisogno (somma dell'energia prelevata e quella autoconsumata), la percentuale di autoconsumo e la percentuale di copertura del fabbisogno.

Tabella 12 – Analisi energetica dell'impianto 1

	ENERGIA PRODOTTA	ENERGIA IMMESSA	ENERGIA AUTO CONSUMATA	ENERGIA PRELEVATA	TOTALE FABBISOGNO	% AUTO CONSUMO	% COPERTURA FABBISOGNO
giu-19	24.570,60	4.050,00	20.520,60	204.615,00	225.135,60	83,52%	9,11%
lug-19	32.219,40	3.780,00	28.439,40	204.615,00	233.054,40	88,27%	12,20%
ago-19	24.462,60	4.590,00	19.872,60	124.200,00	144.072,60	81,24%	13,79%
set-19	21.095,40	3.060,00	18.035,40	152.010,00	170.045,40	85,49%	10,61%
ott-19	11.724,00	1.080,00	10.644,00	162.450,00	173.094,00	90,79%	6,15%
nov-19	5.519,40	90,00	5.429,40	146.610,00	152.039,40	98,37%	3,57%
dic-19	5.924,40	630,00	5.294,40	121.320,00	126.614,40	89,37%	4,18%
gen-20	9.206,40	810,00	8.396,40	139.770,00	148.166,40	91,20%	5,67%
feb-20	13.077,60	810,00	12.267,60	137.610,00	149.877,60	93,81%	8,19%
mar-20	16.551,60	2.700,00	13.851,60	106.470,00	120.321,60	83,69%	11,51%
apr-20	24.390,60	10.170,00	14.220,60	20.700,00	34.920,60	58,30%	40,72%
mag-20	28.589,40	5.940,00	22.649,40	117.900,00	140.549,40	79,22%	16,11%
giu-20	26.847,00	4.680,00	22.167,00	108.270,00	130.437,00	82,57%	16,99%
lug-20	29.136,00	3.420,00	25.716,00	128.970,00	154.686,00	88,26%	16,62%
ago-20	24.070,80	6.570,00	17.500,80	73.530,00	91.030,80	72,71%	19,23%

set-20	17.977,80	1.080,00	16.897,80	142.470,00	159.367,80	93,99%	10,60%
ott-20	10.527,60	450,00	10.077,60	151.470,00	161.547,60	95,73%	6,24%
nov-20	7.561,20	90,00	7.471,20	160.830,00	168.301,20	98,81%	4,44%
dic-20	3.791,40	60,07	3.731,32	134.423,32	138.154,65	98,42%	2,70%
gen-21	6.982,20	82,13	6.900,08	140.800,50	147.700,58	98,82%	4,67%
feb-21	9.001,20	497,03	8.504,18	144.777,82	153.282,00	94,48%	5,55%
mar-21	17.927,40	1.580,85	16.346,55	143.535,15	159.881,70	91,18%	10,22%
apr-21	18.723,00	1.623,83	17.099,17	151.290,68	168.389,85	91,33%	10,15%
mag-21	25.026,00	2.906,10	22.119,90	145.032,53	167.152,43	88,39%	13,23%
giu-21	26.306,82	3.387,60	22.919,22	144.803,93	167.723,15	87,12%	13,66%
lug-21	23.762,58	2.815,65	20.946,94	150.005,22	170.952,16	88,15%	12,25%
ago-21	23.719,80	6.471,22	17.248,58	88.857,88	106.106,46	72,72%	16,26%
set-21	19.083,60	1.864,64	17.218,96	140.462,50	157.681,46	90,23%	10,92%
ott-21	13.507,20	1.254,00	12.253,20	119.207,95	131.461,15	90,72%	9,32%
nov-21	6.655,80	308,39	6.347,41	148.311,00	154.658,40	95,37%	4,10%
dic-21	5.339,40	238,64	5.100,76	124.392,56	129.493,32	95,53%	3,94%

Gli andamenti di produzione, immissioni e autoconsumo sono riportati nelle figure seguenti.

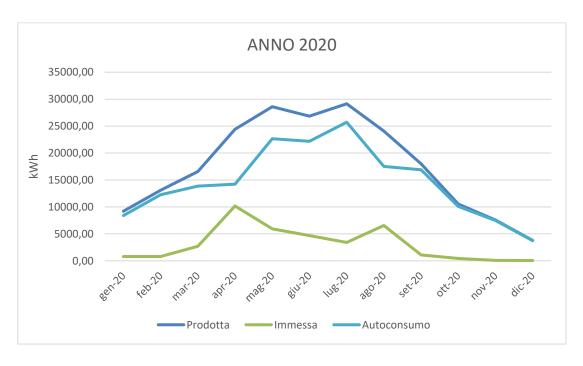


Figura 37 – Energia prodotta, immessa e autoconsumata durante il 2020 dall'impianto 1

Si può notare come nel 2020 la percentuale di autoconsumo è più bassa ad aprile e ad agosto; questo è motivato dal fatto che l'azienda è stata ferma, nel primo caso a causa dell'emergenza sanitaria e nel secondo caso per le ferie estive.

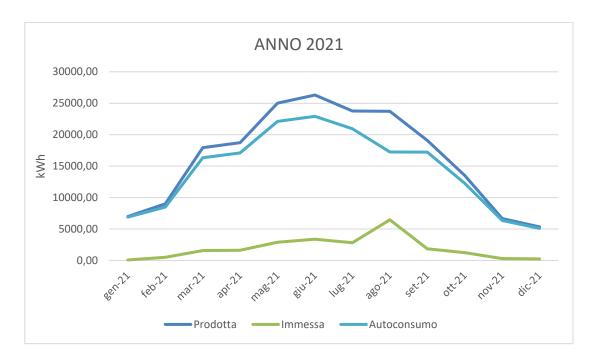


Figura 38 – Energia prodotta, immessa e autoconsumata durante il 2021 dall'impianto 1

Nel 2021 si nota invece soltanto una diminuzione di autoconsumo durante le chiusure di agosto.

Durante i mesi invernali l'autoconsumo risulta più alto, con immissioni molto basse, in quanto anche l'energia prodotta durante questi mesi dall'impianto è bassa.

Si può comunque osservare che le percentuali di autoconsumo durante il funzionamento di questo impianto siano molto alte, con una quota di energia immessa nella rete molto bassa.

Questo è anche dovuto dal fatto che il fabbisogno energetico dell'azienda è molto elevato, come si può notare degli ingenti prelievi dalla rete elettrica; la percentuale di copertura del fabbisogno è di conseguenza bassa.

Se l'azienda disponesse di ulteriore superficie su cui installare un altro impianto fotovoltaico, si potrebbe ipotizzare la fattibilità dell'intervento, che sarebbe utile ai fini di coprire in una percentuale maggiore il fabbisogno dell'impresa.

Impianto 2

Il secondo impianto fotovoltaico di cui si andrà a fare un'analisi della produzione è installato sul tetto di un'azienda che si trova in provincia di Torino e opera nel settore industriale. I dati identificativi sono riportati nella tabella che segue.

Tabella 13 – Dati identificativi dell'impianto 2

DATI IMPIANTO							
Taglia	99,9 kWp						
Moduli	n°370 Suntech STP270-20 da 270Wp						
Inverter	n°1 PRO-33.0-TL-SX-ABB Three Phase Inverter 33kWac n°2 TRIO-27.6-TL-S2X-ABB Three Phase Inverter 27,6kWac						
Lat. / Long.	45°15'N / 7°31'E						
Inclinazione	7°						
Orientamento	-35°						

Confronto produzione stimata con quella reale

Come per il primo impianto, tramite il software PVGIS si è calcolata la produzione media unitaria di energia mensile per il dato impianto stimata per il primo anno di funzionamento. Questi dati sono per unità di kWp installati, quindi si andrà poi a moltiplicare i valori di produzione ottenuti per la taglia dell'impianto, in questo caso 99,9 kWp. Si ottengono così i risultati riportati nella seguente tabella.

Tabella 14 – Produzione stimata con PVGIS dell'impianto 2

MESE (1°anno)	PRODUZIONE STIMATA [kWh/kWp]	PRODUZIONE STIMATA [kWh]
GEN	37,8	3776,2
FEB	56,6	5654,3
MAR	95,6	9550,4
APR	106	10589,4
MAG	130	12987,0
GIU	140	13986,0
LUG	152	15184,8
AGO	127	12687,3
SET	94,6	9450,5
OTT	62,5	6243,8
NOV	38,3	3826,2
DIC	31,8	3176,8
TOT	1072,2	107112,8

Per gli anni successivi al primo, nel calcolo della produzione stimata si è tenuto conto di un calo della produzione del -0,5% annuale.

L'impianto in questione è stato avviato a fine 2018 quindi si è scelto di analizzare l'andamento della produzione a partire da gennaio 2019; il risultato che ha avuto durante gli anni rispetto alla stima è illustrato nelle figure che seguono.

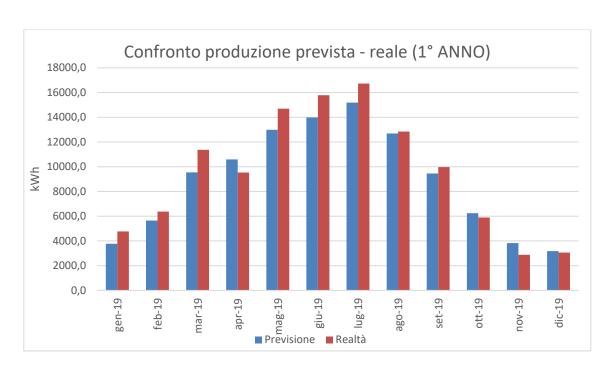


Figura 39 – Confronto tra produzione stimata PVGIS e quella reale al 1º anno di funzionamento

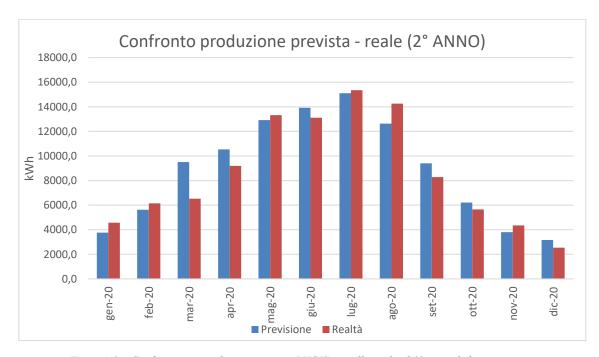


Figura 40 – Confronto tra produzione stimata PVGIS e quella reale al 2° anno di funzionamento

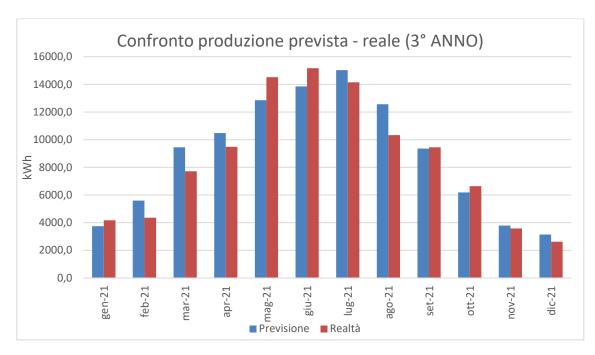


Figura 41 – Confronto tra produzione stimata PVGIS e quella reale al 3° anno di funzionamento

Per il primo anno la produzione è stata quasi sempre migliore rispetto alle previsioni, soprattutto nei mesi estivi; il dato negativo di aprile è dovuto al fatto che l'impianto è stato spento un paio di giorni.

Come si può notare dai grafici, la produzione reale dell'impianto segue l'andamento previsto dal modello sviluppato con PVGIS. La produzione reale risulta in alcuni mesi minore e in altri maggiori rispetto alla stima, anche se l'andamento è comunque buono. Generalmente, durante i mesi estivi risulta migliore.

Andando a verificare la presenza di eventuali disservizi dell'impianto, si è notato che nei mesi in cui la produzione risulta minore di quella preventivata ci sono stati dei giorni in cui l'impianto è stato spento per eventuali fuori servizio dell'azienda. Quindi la sottostima della produzione è dovuta a cause non correlabili alle prestazioni dell'impianto.

Nella tabella seguente vengono riportate le percentuali di differenza tra produzione preventivata e quella reale.

Tabella 15 – Delta tra produzione reale e quella stimata

MESE	1° ANNO	2° ANNO	3°ANNO
GEN	26,42%	21,78%	11,51%
FEB	12,80%	9,13%	-22,06%
MAR	19,10%	-31,35%	-18,35%
APR	-10,02%	-12,80%	-9,56%
MAG	13,15%	3,07%	12,98%
GIU	12,84%	-5,79%	9,57%
LUG	10,16%	1,62%	-5,89%
AGO	1,29%	12,98%	-17,74%
SET	5,51%	-11,97%	1,02%
OTT	-5,62%	-9,10%	7,44%
NOV	-24,77%	14,09%	-5,49%
DIC	-3,74%	-19,53%	-16,52%

Autoconsumo

Come per l'impianto precedente, si andrà ad analizzare l'analisi energetica anche per questo impianto.

I dati mostrati saranno gli stessi di prima: l'energia prodotta, l'energia immessa, l'energia autoconsumata, l'energia prelevata, il totale del fabbisogno, la percentuale di autoconsumo e la percentuale di copertura del fabbisogno.

Tabella 16 – Analisi energetica per l'impianto 2

	ENERGIA PRODOTTA	ENERGIA IMMESSA	ENERGIA AUTO CONSUMATA	ENERGIA PRELEVATA	TOTALE FABBISOGNO	% AUTO CONSUMO	% COPERTURA FABBISOGNO
gen-19	4.773,90	1.258,00	3.515,90	34.138,00	37.653,90	73,65%	9,34%
feb-19	6.378,30	1.259,00	5.119,30	31.695,00	36.814,30	80,26%	13,91%
mar-19	11.374,20	3.174,00	8.200,20	30.428,00	38.628,20	72,09%	21,23%
apr-19	9.528,30	3.579,00	5.949,30	27.646,00	33.595,30	62,44%	17,71%
mag-19	14.694,30	3.532,00	11.162,30	27.682,00	38.844,30	75,96%	28,74%
giu-19	15.781,80	5.218,00	10.563,80	24.492,00	35.055,80	66,94%	30,13%
lug-19	16.727,10	4.048,00	12.679,10	20.702,00	33.381,10	75,80%	37,98%

ago-19	12.851,10	9.206,00	3.645,10	17.905,00	21.550,10	28,36%	16,91%
set-19	9.971,10	2.580,00	7.391,10	27.737,00	35.128,10	74,13%	21,04%
ott-19	5.892,60	1.426,00	4.466,60	36.905,00	41.371,60	75,80%	10,80%
nov-19	2.878,50	640,00	2.238,50	33.291,00	35.529,50	77,77%	6,30%
dic-19	3.057,90	1.565,00	1.492,90	25.860,00	27.352,90	48,82%	5,46%
gen-20	4.575,60	1.473,00	3.102,60	32.573,00	35.675,60	67,81%	8,70%
feb- 20	6.139,50	1.343,00	4.796,50	31.045,00	35.841,50	78,13%	13,38%
mar-20	6.523,50	2.360,00	4.163,50	23.150,00	27.313,50	63,82%	15,24%
apr-20	9.187,50	6.834,00	2.353,50	2.538,00	4.891,50	25,62%	48,11%
mag- 20	13.319,40	4.418,00	8.901,40	14.073,00	22.974,40	66,83%	38,74%
giu- 20	13.110,60	5.231,00	7.879,60	12.455,00	20.334,60	60,10%	38,75%
lug-20	15.353,10	3.845,00	11.508,10	25.771,00	37.279,10	74,96%	30,87%
ago- 20	14.262,00	9.695,00	4.567,00	6.526,00	11.093,00	32,02%	41,17%
set-20	8.277,60	1.550,00	6.727,60	27.842,00	34.569,60	81,27%	19,46%
ot t-20	5.647,50	1.380,00	4.267,50	39.887,00	44.154,50	75,56%	9,66%
nov-20	4.343,40	418,00	3.925,40	46.471,00	50.396,40	90,38%	7,79%
dic-20	2.543,70	873,00	1.670,70	37.051,00	38.721,70	65,68%	4,31%
gen-21	4.168,80	1.130,00	3.038,80	35.161,00	38.199,80	72,89%	7,96%
feb- 21	4.363,20	345,90	4.017,30	50.107,57	54.124,88	92,07%	7,42%
mar-21	7.719,90	639,85	7.080,05	53.401,77	60.481,82	91,71%	11,71%
apr-21	9.481,80	2.496,00	6.985,80	41.534,23	48.520,03	73,68%	14,40%
mag- 21	14.526,00	3.244,25	11.281,75	35.026,43	46.308,18	77,67%	24,36%
giu-21	15.171,90	3.563,00	11.608,90	37.119,00	48.727,90	76,52%	23,82%
lug-21	14.148,00	3.341,63	10.806,38	41.194,10	52.000,48	76,38%	20,78%
ago- 21	10.332,60	7.124,45	3.208,15	10.896,35	14.104,50	31,05%	22,75%
set-21	9.451,50	2.113,27	7.338,23	34.603,47	41.941,70	77,64%	17,50%
ott-21	6.641,40	1.377,25	5.264,15	37.972,10	43.236,25	79,26%	12,18%
nov-21	3.579,90	845,38	2.734,53	43.345,27	46.079,80	76,39%	5,93%

Gli andamenti di produzione, immissioni e autoconsumo sono riportati nelle figure seguenti.

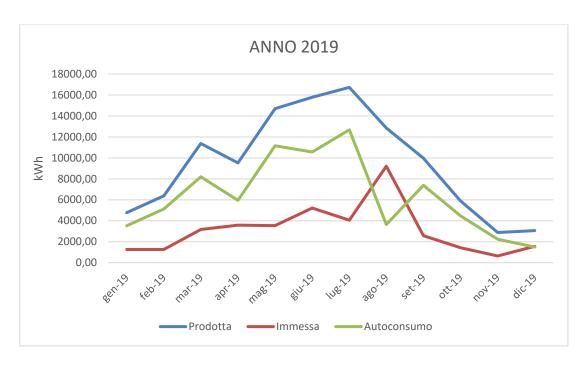
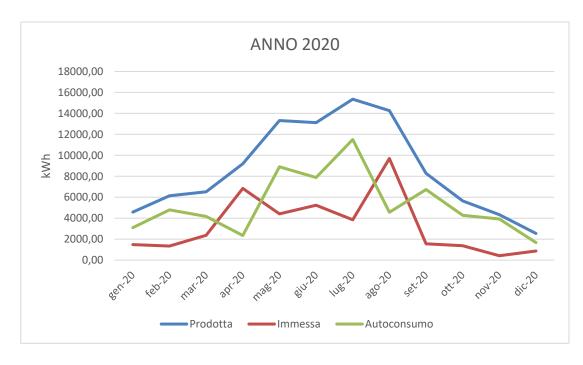


Figura 42 – Energia prodotta, immessa e autoconsumata nel 2019 dall'impianto 2



Figura~43-Energia~prodotta,~immessa~e~autoconsumata~nel~2020~dall'impianto~2

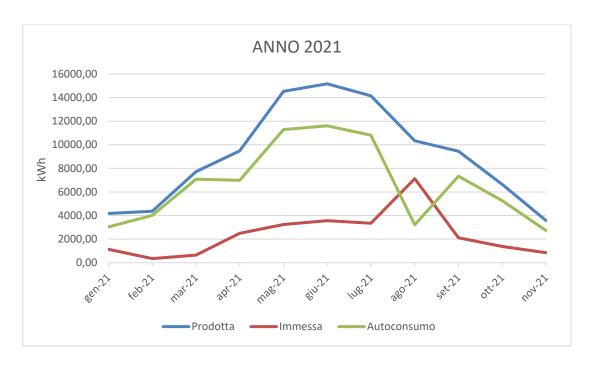


Figura 44 – Energia prodotta, immessa e autoconsumata nel 2021 dall'impianto 2

Anche in questo caso l'autoconsumo risulta molto basso durante il mese di agosto, in concomitanza con la chiusura estiva dell'azienda.

Nel 2020, come per il precedente impianto, si può notare come le chiusure di aprile dovute all'emergenza sanitaria portino un calo dell'energia autoconsumata e un conseguente aumento dell'energia immessa in rete.

Rispetto al primo impianto la percentuale di energia autoconsumata risulta leggermente più bassa, ma sono anche più bassi i prelievi di energia dalla rete, con un conseguente aumento della percentuale di fabbisogno coperto.

Analisi energetica giornaliera di un impianto SEU

L'impianto fotovoltaico in funzione di cui si andrà a fare un'analisi giornaliera dell'energia prodotta e autoconsumata, si trova sul tetto di un'azienda sita in provincia di Asti che opera nel settore industriale. Nella tabella seguente sono riportati i dati significativi dell'impianto.

Tabella 17 – Dati identificativi dell'impianto

DATI IMPIANTO					
Taglia	Taglia 327,45 kWp				
Moduli	n°1110 Suntech STP-295-20/Wfh da 295Wp				
Inverter	n°3 ABB-PVS-100-TL-B-SX2 da 100kWac				
Lat. / Long.	44°43'15''N / 8°17'34''E				
Inclinazione	3°				
Orientamento	-33°/+147°				

Va detto che in questi casi reali le immissioni in rete sono quasi sempre basse, se non addirittura nulle durante i mesi invernali, fatta eccezione per i giorni festivi. Questo è dovuto al fatto che il fabbisogno delle aziende su cui i trovano gli impianti hanno fabbisogni alti e quindi tenderà ad autoconsumare quasi tutta l'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico.

Vediamo ora nelle figure seguenti gli andamenti orari in un giorno di ogni mese del 2021 per l'impianto in questione; bisogna tenere presente che per i mesi invernali si sono prese delle giornate festive in quanto durante i giorni feriali le immissioni sono nulle. I dati sono stati rilevati in intervalli di 15 minuti.

Si potrà notare che quando la produzione supera il fabbisogno, l'autoconsumo sarà pari al fabbisogno, in caso contrario sarà pari alla produzione.

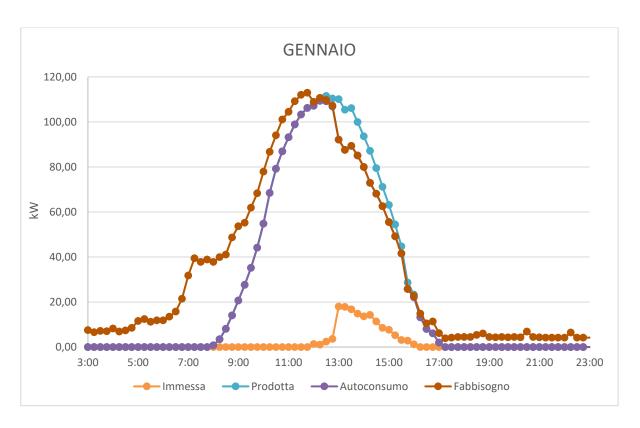


Figura 45 – Analisi energetica di sabato 16/01/2021

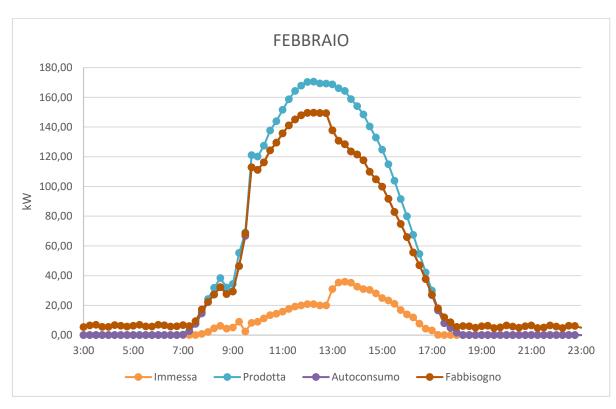


Figura 46 – Analisi energetica di domenica 28/02/2021

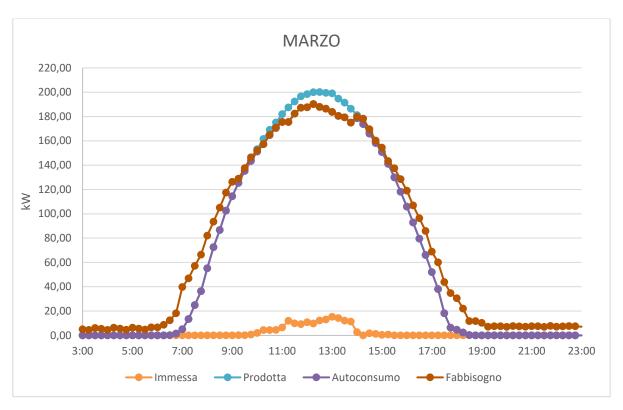


Figura 47 – Analisi energetica di martedì 16/03/2021

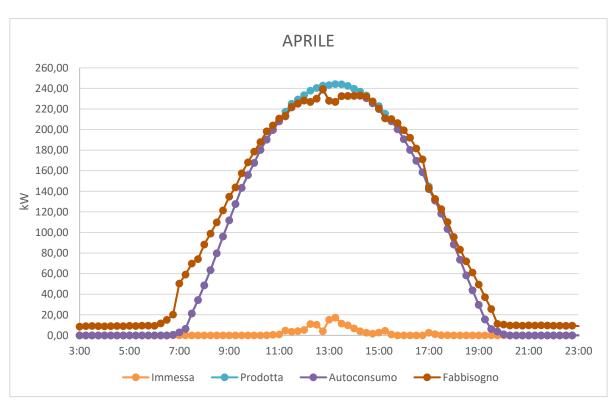


Figura 48 – Analisi energetica di martedì 13/04/2021

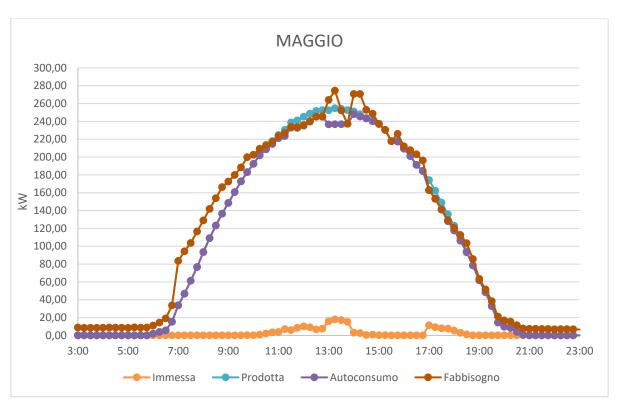


Figura 49 – Analisi energetica di giovedì 20/05/2021

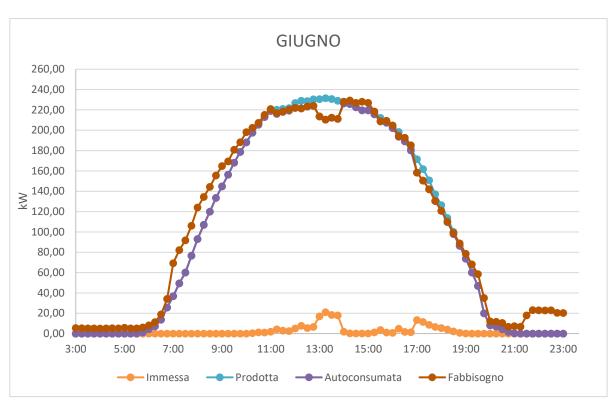


Figura 50 – Analisi energetica di mercoledì 09/06/2021

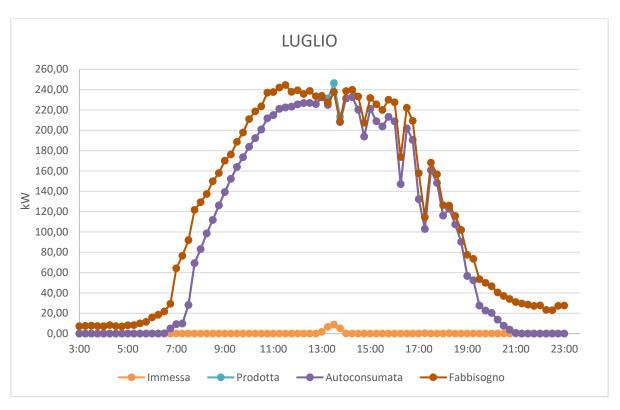


Figura 51 – Analisi energetica di mercoledì 14/07/2021

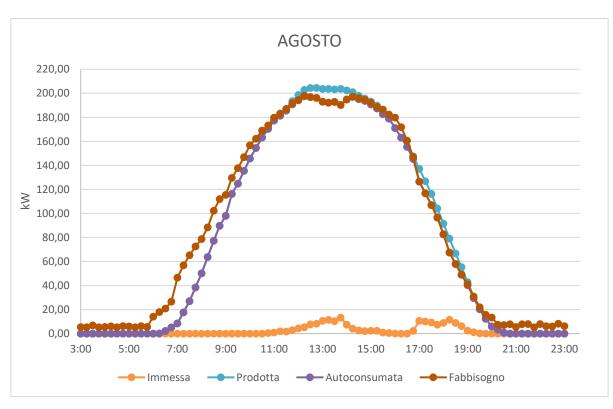


Figura 52 – Analisi energetica di mercoledì 11/08/2021

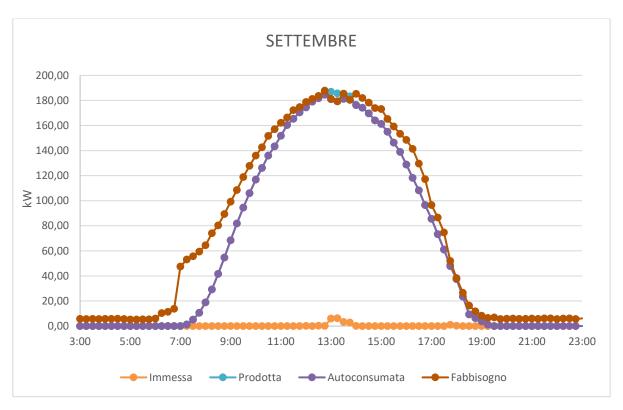


Figura 53 – Analisi energetica di mercoledì 22/09/2021

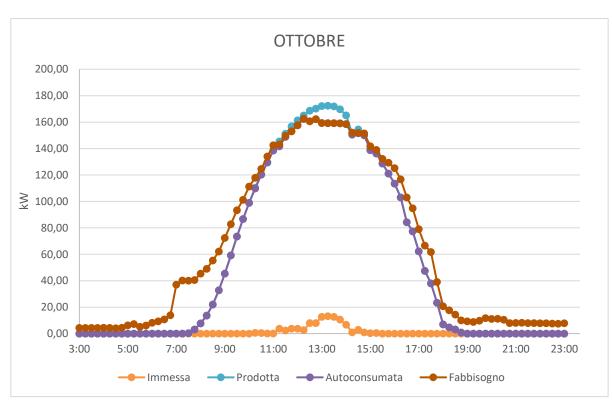


Figura 54 – Analisi energetica di lunedì 11/10/2021

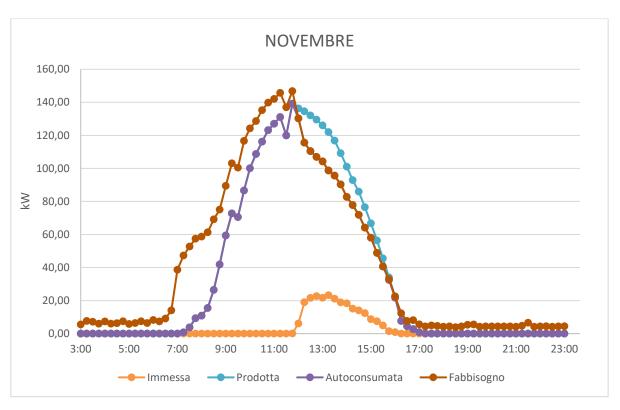


Figura 55 – Analisi energetica di sabato 06/11/2021

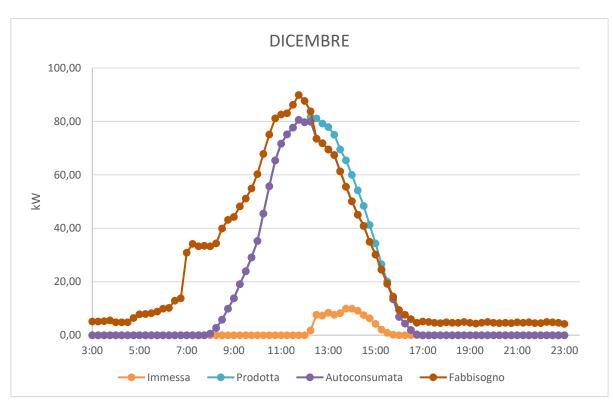


Figura 56 – Analisi energetica di sabato 18/12/2021

Da questi grafici si può notare come generalmente le immissioni in rete sono sempre molto basse. Come visto nei capitoli precedenti, per un impianto di tipo SEU, questo è un bene perché comporta un guadagno sia per il cliente sia per il produttore.

Si può quindi notare come questo impianto segui perfettamente i fabbisogni dell'azienda, mostrando un andamento favorevole dall'autoconsumo.

Nella tabella seguente sono riportati invece i valori totali mensili dei vari componenti dell'analisi energetica.

Tabella 18 – Analisi energetica per il 2021

	ENERGIA PRODOTT A	ENERGI A IMMESS A	ENERGIA AUTOCONSUMAT A	ENERGIA PRELEVAT A	TOTALE FABBISOGN O	% AUTO CONSUM O	% COPERTURA FABBISOGN O
gen-21	12394,00	2053,80	10340,20	49831,20	60171,40	83,43%	17,18%
feb-21	14305,00	2149,95	12155,05	50352,75	62507,80	84,97%	19,45%
mar- 21	35729,00	7422,30	28306,70	35800,80	64107,50	79,23%	44,16%
apr-21	39042,00	9073,50	29968,50	39441,45	69409,95	76,76%	43,18%
mag- 21	52961,60	12074,10	40887,50	28199,10	69086,60	77,20%	59,18%
giu-21	57289,40	11430,45	45858,95	33319,65	79178,60	80,05%	57,92%
lug-21	52600,00	9812,08	42787,92	42734,80	85522,72	81,35%	50,03%
ago-21	47565,00	12874,63	34690,37	32531,50	67221,88	72,93%	51,61%
set-21	33606,00	5630,98	27975,02	36718,30	64693,33	83,24%	43,24%
ott-21	23366,00	4923,32	18442,68	44021,85	62464,53	78,93%	29,53%
nov-21	9692,00	1232,39	8459,61	54078,55	62538,16	87,28%	13,53%
dic-21	7850,00	1269,74	6580,26	52020,10	58600,36	83,82%	11,23%

Per questo impianto si può notare come siano buoni sia i valori di autoconsumo sia di copertura del fabbisogno.

Un valore alto di copertura del fabbisogno è dovuto anche al fatto che si tratta di un impianto con potenza di picco più alta rispetto ai due impianti precedentemente analizzati.

Nella prossima figura sono riportati gli andamenti mensili dell'energia prodotta, dell'energia immessa e dell'autoconsumo.

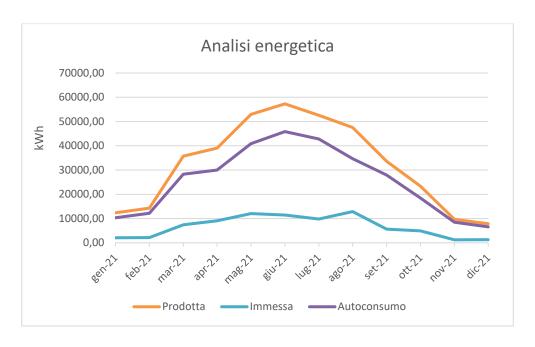


Figura 57 – Energia prodotta, immessa e autoconsumata nell'anno 2021

CONCLUSIONI

A seguito delle varie analisi eseguite sia in fase preliminare sia in fase post installazione, si può notare come gli impianti fotovoltaici in configurazione SEU possano essere un buon investimento sia per il venditore, sia per l'acquirente. Per garantire una buona riuscita dell'investimento, bisogna valutare con accuratezza le stime di produzione e autoconsumo, così da poter avere una simulazione il più veritiera possibile.

Come già detto, queste applicazioni potranno diventare una nuova opportunità di crescita del fotovoltaico in particolare, poiché presumibilmente saranno tetti e coperture delle unità di consumo ad essere maggiormente coinvolti da queste installazioni. Un aiuto in più a questi sistemi potrebbe derivare dallo sviluppo del mercato dei sistemi di accumulo che consentiranno di massimizzare il più possibile la quota di autoconsumo rispetto alla produzione dell'impianto.

BIBLIOGRAFIA

- SolarPower Europe "Global Market Outlook for Solar 2021-2025", luglio 2021
- Aleksandar M. Mitrašinović "Photovoltaics advancements for transition from renewable to clean energy", Energy, Volume 237, 2021, 121510, ISSN 0360-5442.
- Gestore dei Servizi Energetici "Rapporto statistico solare fotovoltaico 2020", giugno 2021
- Programma Alcotra progetto PERSIL (PERformance Solari e Industria Locale) "Guida all'integrazione architettonica delle installazioni solari negli edifici"
- Prof. Filippo Spertino "Conversione fotovoltaica dell'energia", Politecnico di Torino
- Prof. Filippo Spertino "Configurations and unconventional aspects of photovoltaic generators", Politecnico di Torino
- Prof. Filippo Spertino "The operating principle of inverter and MPPT", Politecnico di Torino
- Ministero dell'Interno "Impianti fotovoltaici: cenni descrittivi e procedure in caso d'intervento", Dipartimento dei Vigili del Fuoco.
- Prof. Filippo Spertino "Structure, specifications and testing of PV modules", Politecnico di Torino
- AssoRinnovabili "Sistemi Efficienti di Utenza (SEU) Guida operativa", 2017
- Arera "Allegato A alla deliberazione 578/2013
- Agenzia delle Dogane e dei Monopoli "Circolare 12/D Energia elettrica Sistemi efficienti di utenza (SEU) Modalità di applicazione della disciplina delle accise", 25 luglio 2014
- Autorità per l'energia elettrica e il gas "Deliberazione 12 dicembre 2013 578/2013/R/EEL"
- Prof. Filippo Spertino "Assessment of energy production from a photovoltaic system",
 Politecnico di Torino
- Prof. G.V. Fracastoro e Prof. M. Perino "Solar radiation", Politecnico di Torino
- GSE (Gestore Servizi Energetici) "Regole tecniche Servizi di Scambio Sul Posto",
 2019

SITOGRAFIA

- https://www.gse.it/
- https://www.solarpowereurope.org/
- http://www.iltuofotovoltaico.it/contents/it/d8_Moduli_fotovoltaici.html
- https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/it/#PVP
- https://www.auroravision.net/
- https://www.allenergya.com/news/
- https://www.consulente-energia.com/
- https://www.casasoleil.it/irraggiamento.htm
- https://www.novergysolar.com/solar-busbar-fingers-explained/
- https://www.energyhunters.it/il-noct-e-leffetto-della-temperatura-sui-modulifotovoltaici/
- https://www.e-distribuzione.it/
- https://www.siallerinnovabili.it/337/inclinazione-e-orientamento-dei-pannelli-solari/
- https://www.centrali-next.it/hub-della-conoscenza/power-purchase-agreement-ppa/

RINGRAZIAMENTI

Ringrazio il Professor Spertino per avermi seguito e aiutato nella stesura della tesi.

Grazie ai miei genitori e a tutta la mia famiglia, che sono stati sempre al mio fianco, sostenendomi e incoraggiandomi.

Ringrazio Luca per la sua enorme pazienza e il suo supporto.

Infine, vorrei ringraziare la Ceresa Next, che mi ha ospitata per svolgere il tirocinio e l'attività di tesi in azienda, coinvolgendomi nel proprio team e arricchendo la mia formazione.

Questo traguardo non sarebbe stato possibile senza tutti loro.