

POLITECNICO DI TORINO

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Elettrica



Tesi di Laurea Magistrale

**Pianificazione della generazione da fotovoltaico ed eolico
con accumulo elettrochimico: i casi studio della Turchia,
Uzbekistan e Kazakhstan**

Relatori:

Prof. Filippo Spertino

Ing. Alessandro Ciocia

Candidato:

Vito Bongermano

Ottobre 2020

Anno Accademico 2019/2020

Ringrazio il Prof. Filippo Spertino e l'Ing. Alessandro Ciocia per avermi seguito in questo lavoro con grande pazienza e disponibilità. Un grazie dal profondo del cuore alla mia famiglia, il mio porto sicuro, senza di voi tutto quello che ho fatto non sarebbe stato possibile.

Contenuti

1	Importanza della massimizzazione dell'autosufficienza	1
1.1	Strategie per la massimizzazione dell'autosufficienza	4
1.1.1	Utilizzo dei sistemi di accumulo	4
1.1.2	Utilizzo dei veicoli elettrici	6
1.1.3	Portfolio eterogeneo delle tecnologie di generazione	8
1.1.4	Load shifting	9
1.1.5	Limitazione dei picchi di consumo elettrico	10
1.1.6	Limitazione della produzione ed immissione da fonti rinnovabili 13	
2	Tecnologie di fotovoltaico, eolico ed accumulo elettrochimico	22
2.1	Generazione di energia fotovoltaica	22
2.1.1	Radiazione Solare.....	22
2.1.2	Cella solare: struttura e funzionamento.....	24
2.1.3	Circuito equivalente della cella solare	27
2.1.4	Dipendenza dall'irradianza e temperatura	29
2.1.5	Fonti di perdita in una cella solare	30
2.1.6	Moduli fotovoltaici.....	31
2.1.7	Componenti di un sistema fotovoltaico.....	33
2.1.8	Impianti FV connessi alla rete elettrica.....	35
2.1.9	Stima della produzione di energia.....	36
2.2	Generazione di energia da eolico.....	38
2.2.1	Caratterizzazione della fonte eolica	38
2.2.2	Calcolo della produzione d'energia	39

2.3	Sistema di accumulo elettrochimico	40
2.4	Conversione elettronica per sorgenti di generazione intermittenti	41
2.4.1	Inverter per applicazioni FV autonomo	41
2.4.2	Inverter per impianti fotovoltaici ed eolici connessi in rete.....	43
3	Modelli RES con accumulo elettrochimico impiegati per la massimizzazione dell'autosufficienza.....	45
3.1	Architettura di un impianto eolico fotovoltaico con accumulo	46
3.2	Architettura codice MATLAB.....	47
3.3	Modello del fotovoltaico	52
3.4	Modello eolico	54
3.5	Modello della batteria	56
3.6	Gestione del sistema di accumulo	63
3.7	Modello del convertitore elettronico	76
4	Massimizzazione dell'autosufficienza: casi di studio.....	77
4.1	Caso studio nazionale: Turchia.....	79
4.1.1	Metodologia impiegata.....	79
4.1.2	Ubicazione e peculiarità morfologiche del caso studio.....	81
4.1.3	Consumo elettrico	87
4.1.4	Dati di radiazione per il FV.....	90
4.1.5	Dati di velocità del vento per l'eolico	92
4.1.6	Massimizzazione dell'autosufficienza	94
4.1.7	Massimizzazione del ritorno economico.....	105
4.1.8	Mappe delle possibili soluzioni.....	114
4.1.9	Aggregazione dei carichi con stoccaggio centralizzato	116
4.2	Caso studio nazionale: Uzbekistan	120
4.2.1	Metodologia impiegata.....	121
4.2.2	Ubicazione e peculiarità morfologiche del caso studio.....	121

4.2.3	Consumo elettrico	129
4.2.4	Dati di radiazione per il FV.....	131
4.2.5	Dati di velocità del vento per l'eolico	133
4.2.6	Analisi della contemporaneità delle due fonti rinnovabili: irradianza solare e velocità del vento	135
4.2.7	Massimizzazione dell'autosufficienza	138
4.2.8	Massimizzazione del ritorno economico.....	148
4.2.9	Aggregazione dei carichi con stoccaggio centralizzato	157
4.3	Caso studio nazionale: Kazakhstan	160
4.3.1	Ubicazione e peculiarità morfologiche del caso studio.....	162
4.3.2	Dati di radiazione per il FV.....	166
4.3.3	Dati di velocità del vento per l'eolico	167
4.3.4	Analisi della contemporaneità delle due fonti rinnovabili: irradianza solare e velocità del vento	169
4.3.5	Massimizzazione dell'autosufficienza	172
4.3.6	Massimizzazione del ritorno economico.....	173
4.4	Caso studio domestico	174
4.4.1	Dati di input relativi al carico elettrico	174
4.4.2	Dati di radiazione e temperatura per il FV	177
4.4.3	Risultati delle simulazioni.....	180
5	Conclusioni.....	198
	Riferimenti.....	202

Lista delle Figure

Figura 1-1: Consumo elettrico ed autosufficienza nel periodo 2012-2018.....	2
Figura 1-2: Rappresentazione grafica delle tecniche di DR. (a) peak clipping; (b) valley filling; (c) load shifting.....	9
Figura 1-3: Esempio di profili di consumo e produzione da eolico, basato su [23].....	11
Figura 1-4: Sistema per la limitazione dei picchi di consumo	12
Figura 1-5: Limitazione della generazione, esempio di flussi energetici mensili	15
Figura 1-6: Limitazione della generazione, flussi energetici prima della limitazione	16
Figura 1-7: Limitazione della generazione, flussi energetici dopo la limitazione	17
Figura 1-8: Limitazione dell'iniezione, esempio di flussi energetici mensili .	19
Figura 1-9: Limitazione dell'iniezione, flussi energetici prima della limitazione	20
Figura 1-10: Limitazione dell'iniezione, flussi energetici dopo la limitazione	20
Figura 2-1: Struttura di una cella solare policristallina "p-Si"	24
Figura 2-2: Circuito equivalente di una cella solare	27
Figura 2-3: Modalità di funzionamento della cella solare.....	28
Figura 2-4: Caratteristica I (U) di un generatore FV in funzione dell'irradianza	29
Figura 2-5: Caratteristica I (U) di un generatore FV in funzione della temperatura	30

Figura 2-6: Configurazioni di inverter monofase con trasformatore a bassa frequenza e inverter trifase.	42
Figura 3-1: Schema a blocchi di un sistema ibrido connesso alla rete composto da generatori fotovoltaici ed eolici con accumulo	46
Figura 3-2: Inputs ed outputs della procedura di dimensionamento	49
Figura 3-3: Diagramma di flusso del codice implementato per la pianificazione della generazione	50
Figura 3-4: Diagramma di flusso del processo di ottimizzazione delle taglie dei generatori	51
Figura 3-5: Correlazione "Velocità del vento - Potenza CA" di una turbina eolica	55
Figura 3-6: Diagramma di flusso del funzionamento del sistema di accumulo	57
Figura 3-7: Gestione del sistema di accumulo, scelta dei possibili casi	65
Figura 3-8: Diagramma di flusso del caso #1	66
Figura 3-9: Diagramma di flusso del caso #2	68
Figura 3-10: Diagramma di flusso del caso #3	70
Figura 3-11: Diagramma di flusso del caso #4	71
Figura 3-12: Diagramma di flusso del caso #5	73
Figura 3-13: Diagramma di flusso del caso #6	75
Figura 4-1: Ubicazione del caso studio: Turchia	81
Figura 4-2: Mappa delle reti di trasmissione, caso studio: Turchia	82
Figura 4-3: Indicazione dei siti di installazione scelti.....	83
Figura 4-4: Caratteristiche morfologiche del paese, caso studio: Turchia.....	84

Figura 4-5: Andamento della lunghezza di rugosità del paese, caso studio: Turchia.....	85
Figura 4-6: Variazione in altezza del terreno, caso studio: Turchia.....	86
Figura 4-7: Profilo di consumo elettrico mensile di un sito: Ankara.....	88
Figura 4-8: Profilo di consumo elettrico per Ankara a Luglio e Febbraio.....	88
Figura 4-9: Profilo di consumo mensile dell'aggregato dei siti di installazione.....	89
Figura 4-10: Distribuzione sul territorio dell'irradiazione annuale, caso studio: Turchia.....	90
Figura 4-11: Distribuzione sul territorio della producibilità annuale da fotovoltaico.....	91
Figura 4-12: Distribuzione sul territorio della velocità del vento, caso studio: Turchia.....	92
Figura 4-13: Distribuzione sul territorio della densità di produzione da eolico, caso studio: Turchia.....	93
Figura 4-14: Massimizzazione dell'autosufficienza, profili energetici relativi ad una giornata con elevata produzione da fotovoltaico, sito #2.....	95
Figura 4-15: Massimizzazione dell'autosufficienza, profili energetici relativi ad una giornata con bassa produzione da fotovoltaico, sito #2.....	96
Figura 4-16: Massimizzazione dell'autosufficienza, profili energetici mensili, sito #2.....	97
Figura 4-17: Massimizzazione dell'autosufficienza, andamento del VAN per il sito #2.....	104
Figura 4-18: Massimizzazione del ritorno economico, profili energetici relativi ad una giornata con elevata produzione da fotovoltaico, sito #2.....	106
Figura 4-19: Massimizzazione del ritorno economico, profili energetici relativi ad una giornata con bassa produzione da fotovoltaico, sito #2.....	107

Figura 4-20: Massimizzazione del ritorno economico, profili energetici mensili, sito #2.....	108
Figura 4-21: Massimizzazione del ritorno economico, andamento del VAN per il sito #2	113
Figura 4-22: Mappa del VAN in funzione della taglia del fotovoltaico e del sistema di accumulo.....	114
Figura 4-23: Mappa dell'autosufficienza in funzione della taglia del fotovoltaico e del sistema di accumulo.....	115
Figura 4-24: Generazione rinnovabile distribuita con accumulo centralizzato	117
Figura 4-25: Ubicazione del caso studio: Uzbekistan.....	122
Figura 4-26: Mappa delle reti di trasmissione, caso studio: Uzbekistan.....	124
Figura 4-27: Indicazione dei siti di installazione scelti.....	124
Figura 4-28: Caratteristiche morfologiche del paese, caso studio: Uzbekistan	125
Figura 4-29: Dettaglio del territorio del paese, caso studio: Uzbekistan	126
Figura 4-30: Andamento della lunghezza di rugosità del paese, caso studio: Uzbekistan	127
Figura 4-31: Variazione in altezza del terreno, caso studio: Uzbekistan.....	127
Figura 4-32: Profilo di consumo mensile dell'aggregato dei siti di installazione	130
Figura 4-33: Distribuzione sul territorio dell'irradianza annuale, caso studio: Uzbekistan	131
Figura 4-34: Distribuzione sul territorio della producibilità annuale da fotovoltaico	132
Figura 4-35: Distribuzione sul territorio della velocità del vento, caso studio: Uzbekistan	133

Figura 4-36: Distribuzione sul territorio della densità di produzione da eolico, caso studio: Uzbekistan	134
Figura 4-37: Ore di produzione di energia da impianti fotovoltaici e parchi eolici, sito #7.....	137
Figura 4-38: Simultaneità delle fonti rinnovabili, sito #7	137
Figura 4-39: Massimizzazione dell'autoconsumo, profili giornalieri di produzione da fonti rinnovabili con elevata irradiazione solare e modesta velocità del vento, sito #7	139
Figura 4-40: Massimizzazione dell'autosufficienza, profili energetici relativi ad una giornata con elevata produzione da fotovoltaico e da eolico, sito #7	140
Figura 4-41: Massimizzazione dell'autoconsumo, profili giornalieri di produzione da fonti rinnovabili con basso irradiazione solare e alta velocità del vento, sito #7.....	141
Figura 4-42: Massimizzazione dell'autosufficienza, profili energetici relativi ad una giornata con bassa produzione da fotovoltaico ed elevata da eolico, sito #7	141
Figura 4-43: Massimizzazione dell'autosufficienza, profili energetici mensili, sito #7.....	142
Figura 4-44: Massimizzazione dell'autosufficienza, andamento del VAN per il sito #7.....	147
Figura 4-45: Massimizzazione del ritorno economico, profili giornalieri di produzione da fonti rinnovabili con elevato irradiazione solare e velocità del vento, sito #7.....	149
Figura 4-46: Massimizzazione del ritorno economico, profili energetici relativi ad una giornata con elevata produzione da fotovoltaico e da eolico, sito #7	149
Figura 4-47: Massimizzazione del ritorno economico, profili giornalieri di produzione con modesto irradiazione solare e velocità del vento, sito #7	150
Figura 4-48: Massimizzazione del ritorno economico, profili energetici relativi ad una giornata con modesta produzione da fotovoltaico e da eolico, sito #7	150

Figura 4-49: Massimizzazione del ritorno economico, profili energetici mensili, sito #7.....	151
Figura 4-50: Massimizzazione del ritorno economico, andamento del VAN per il sito #7	156
Figura 4-51: Stato dell'arte delle tecnologie in Kazakistan, basata su [55]..	160
Figura 4-52: Ubicazione del caso studio: Kazakistan	162
Figura 4-53: Mappa delle reti di trasmissione, caso studio: Kazakistan	163
Figura 4-54: Caratteristiche morfologiche del paese, caso studio: Kazakistan	163
Figura 4-55: Dettaglio del territorio del paese, caso studio: Kazakistan.....	164
Figura 4-56: Andamento della lunghezza di rugosità del paese, caso studio: Kazakistan.....	165
Figura 4-57: Variazione in altezza del terreno, caso studio: Kazakistan	165
Figura 4-58: Distribuzione sul territorio dell'irradiazione annuale, caso studio: Kazakistan.....	166
Figura 4-59: Distribuzione sul territorio della producibilità annuale da fotovoltaico	167
Figura 4-60: Distribuzione sul territorio della velocità del vento, caso studio: Kazakistan.....	168
Figura 4-61: Distribuzione sul territorio della densità di produzione da eolico, caso studio: Kazakistan.....	168
Figura 4-62: Ore di produzione di energia da impianti fotovoltaici e parchi eolici, sito #8.....	171
Figura 4-63: Simultaneità delle fonti rinnovabili, sito #8	171
Figura 4-64: Consumi elettrici mensili dell'utenza domestica.....	175
Figura 4-65: Profilo di consumo relativa a una giornata invernale.....	176

Figura 4-66: Profilo di consumo relativa a una giornata estiva	177
Figura 4-67: Livelli di irradianza solare mensili per la località scelta	178
Figura 4-68: Livelli di producibilità mensili per la località scelta	178
Figura 4-69: Profilo di irradiazione solare per una giornata invernale	179
Figura 4-70: Profilo di irradiamento solare per una giornata estiva.....	180
Figura 4-71: Andamenti dell'autosufficienza e TIR al variare della limitazione dell'iniezione (PSI [kWh]).....	181
Figura 4-72: Andamento del VAN al variare della limitazione dell'iniezione (PSI [kWh]).....	182
Figura 4-73: Massimizzazione dell'autosufficienza, esempio di flussi energetici mensili.....	185
Figura 4-74: Profili di produzione e consumo per una giornata con elevata produzione da FV e basso carico	186
Figura 4-75: Flussi energetici del sistema di accumulo	186
Figura 4-76: Scambi energetici con la rete.....	187
Figura 4-77: Scambi energetici con la rete per una giornata caratterizzata da consumo elevato e modesta irradianza	188
Figura 4-78: Flussi energetici per una giornata caratterizzata da consumo elevato e modesta irradianza.....	188
Figura 4-79: Risultati della massimizzazione dell'autosufficienza al variare della limitazione dell'iniezione.....	190
Figura 4-80: Variazione della taglia di FV e accumulo in funzione della massimizzazione dell'autosufficienza	190
Figura 4-81: Configurazione ottimale per la massimizzazione dell'autosufficienza, effetto del PS sugli scambi energetici con la rete per una giornata con basso consumo	191

Figura 4-82: Configurazione ottimale per la massimizzazione dell'autosufficienza, effetto del PS sui flussi energetici per una giornata con basso consumo 192

Figura 4-83: Massimizzazione del ritorno economico, andamento dell'autosufficienza al variare della limitazione dell'iniezione 193

Figura 4-84: Massimizzazione dell'autosufficienza, andamento della taglia di fotovoltaico al variare della limitazione sull'iniezione 193

Figura 4-85: Massimizzazione dell'autosufficienza al variare del costo unitario dell'accumulo elettrochimico 197

Figura 4-86: Massimizzazione dell'autosufficienza, andamento della taglia di FV e accumulo al variare del costo unitario dell'accumulo elettrochimico 197

Lista delle tabelle

Tabella 1-1: Panoramica delle tecnologie di storage basato su [6] 5

Tabella 4-1: Parametri principali del profilo di carico aggregato 89

Tabella 4-2: Risultati della massimizzazione dell'autosufficienza, siti da 1 a 5 99

Tabella 4- 3: Risultati della massimizzazione dell'autosufficienza, siti da 6 a 10 100

Tabella 4-4: Massimizzazione dell'autosufficienza, distinzione dei flussi di cassa per il sito #2 103

Tabella 4-5: Risultati della massimizzazione del ritorno economico, siti da 1 a 5 109

Tabella 4-6: Risultati della massimizzazione del ritorno economico, siti da 6 a 10 110

Tabella 4-7: Massimizzazione dell'autosufficienza, distinzione dei flussi di cassa per il sito #2.....	112
Tabella 4-8: Massimizzazione dell'autoconsumo, confronto tra siti non aggregati e aggregati.....	118
Tabella 4-9: Massimizzazione del ritorno economico, confronto tra siti non aggregati e aggregati.....	119
Tabella 4-10: Estensione ed età media delle linee di trasmissione presenti in Uzbekistan , basata su [51]	123
Tabella 4-11: Parametri principali del profilo di carico aggregato	130
Tabella 4-12: Numero di ore in cui è presente produzione da fotovoltaico o da eolico.....	136
Tabella 4-13: Risultati della massimizzazione dell'autosufficienza, siti da 1 a 5	143
Tabella 4-14: Risultati della massimizzazione dell'autosufficienza, siti da 6 a 10	144
Tabella 4-15: Massimizzazione dell'autosufficienza, distinzione dei flussi di cassa per il sito #7	146
Tabella 4-16: Risultati della massimizzazione del ritorno economico, siti da 1 a 5.....	152
Tabella 4-17: Risultati della massimizzazione del ritorno economico, siti da 6 a 10.....	153
Tabella 4-18: Massimizzazione del ritorno economico, distinzione dei flussi di cassa per il sito #7	155
Tabella 4-19: Massimizzazione dell'autoconsumo, confronto tra siti non aggregati e aggregati.....	158
Tabella 4-20: Massimizzazione del ritorno economico, confronto tra siti non aggregati e aggregati.....	159

Tabella 4-21: Numero di ore in cui è presente produzione da fotovoltaico o da eolico.....	170
Tabella 4-22: Risultati della massimizzazione dell'autosufficienza	172
Tabella 4-23: Risultati della massimizzazione del ritorno economico	173
Tabella 4-24: Parametri principali per il calcolo dell'irradianza solare.....	179
Tabella 4-25: Risultati della massimizzazione dell'autosufficienza e del ritorno economico per il caso con solo FV	194
Tabella 4-26: Risultati della massimizzazione dell'autosufficienza e del ritorno economico per il caso con FV e sistema di accumulo	195

Introduzione

Nell'ultimo decennio un tema di forte interesse internazionale è senza dubbio il cambiamento climatico. Attualmente il soddisfacimento della maggior parte del fabbisogno elettrico europeo si basa sull'utilizzo di combustibili fossili, mentre solo una piccola quota è attribuibile a impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili. Il 14 Gennaio 2020 è stato presentato il piano degli investimenti previsti per il *Green Deal*, un insieme di iniziative, che ha come obiettivo quello di rendere l'Unione Europea il primo blocco climaticamente neutro entro il 2050 [1]. La finalità ultima è quella di definire una nuova strategia di crescita che trasformerà l'economia europea rendendola più efficiente sotto il profilo delle risorse energetiche, puntando ad un livello di emissioni zero entro il 2050, con un aumento del 15% dei target di riduzione di gas ad effetto serra per l'anno 2030 (dall'attuale 40% al 55%). Per attuare questo meccanismo è stata prevista una vasta mobilitazione di investimenti pubblici e privati pari a 260 miliardi di euro all'anno.

Per conseguire gli obiettivi sopra descritti, risulta indispensabile attuare un processo di transizione energetica che sia focalizzato sull'utilizzo massiccio di fonti di energia rinnovabili. In questo senso la minore disponibilità di fonti fossili, l'aumento esponenziale dei prezzi dell'elettricità al dettaglio e un significativo sviluppo del settore delle rinnovabili hanno alimentato questa transizione verso schemi di promozione di consumi locali, con la connessione alla rete utilizzata per compensare eventuali squilibri energetici.

In questo lavoro di tesi è stata effettuata la pianificazione a lungo termine (25 anni) della generazione da risorse rinnovabili abbinata all'utilizzo di sistemi di accumulo elettrochimico. L'obiettivo è quello di definire il portfolio di generazione ottimale in tre differenti Stati che consente di raggiungere il più elevato livello di soddisfacimento del consumo tramite la produzione da risorse rinnovabili e l'utilizzo di sistemi di accumulo. In particolare, sono state svolte due analisi riguardo il dimensionamento degli impianti di produzione: la ricerca del massimo livello di autosufficienza ottenibile e del massimo ritorno economico dell'investimento. Entrambe le analisi considerano aggregati di numerose utenze appartenenti a diverse categorie; sono state effettuate utilizzando un codice MATLAB opportunamente realizzato per valutare la pianificazione per un numero

elevato di siti di installazione. Il portfolio di generazione per ogni sito è stato ottenuto mediante un processo di ottimizzazione, nel quale sono stati considerati i vincoli sia di natura tecnica che economica.

Nella massimizzazione dell'autosufficienza, l'obiettivo perseguito è stato la riduzione al minimo della dipendenza energetica dalla rete elettrica, valutando la disponibilità delle fonti rinnovabili, l'entità e la stagionalità dei consumi. A questa fase segue la definizione del portfolio di generazione opportunamente dimensionato e del sistema di accumulo che consente di ottenere un'elevata copertura del carico annuo. Nella seconda analisi è stata effettuata la pianificazione della generazione con l'obiettivo di ottenere un buon compromesso tra autosufficienza energetica e redditività dell'investimento. Di seguito sono stati utilizzati tre casi studio (Turchia, Uzbekistan e Kazakhstan) per dimostrare la metodologia e fornire i risultati della pianificazione.

Capitolo 1

Importanza della massimizzazione dell'autosufficienza

Nell'ultimo decennio un tema di forte interesse internazionale sia nel settore energetico che al di fuori di esso è senza dubbio il cambiamento climatico. La Commissione Europea ha intrapreso una strategia a lungo termine a conferma dell'intenzione di attuare un'azione globale per contrastare gli effetti dei cambiamenti climatici. L'obiettivo è quello di raggiungere un livello nullo di emissioni di gas a effetto serra entro il 2050 attraverso una transizione energetica socialmente equa ed economicamente efficiente [2].

Attualmente la maggior parte del fabbisogno energetico del sistema elettrico italiano si basa sull'utilizzo dei combustibili fossili. Il processo di elettrificazione su larga scala del sistema energetico europeo deve essere focalizzato sull'utilizzo massiccio di fonti di energia rinnovabili per poter conseguire gli obiettivi preposti per il 2050. Grazie allo sviluppo tecnologico guidato dalle politiche energetiche europee, nell'ultimo decennio le utenze industriali e residenziali possono produrre e consumare sempre di più la propria energia prodotta, sia istantaneamente sia in modo indiretto tramite lo stoccaggio decentralizzato.

Nel 2018 il fabbisogno energetico del sistema elettrico italiano è stato stimato in 303 TWh con una quota di autosufficienza di 29 TWh, di cui solo il 20% è attribuibile a fonti di energia rinnovabile [3]. Nella Figura 1-1 basata su [3] vengono riportati i valori di consumo e autosufficienza relativi al periodo 2012-2018.

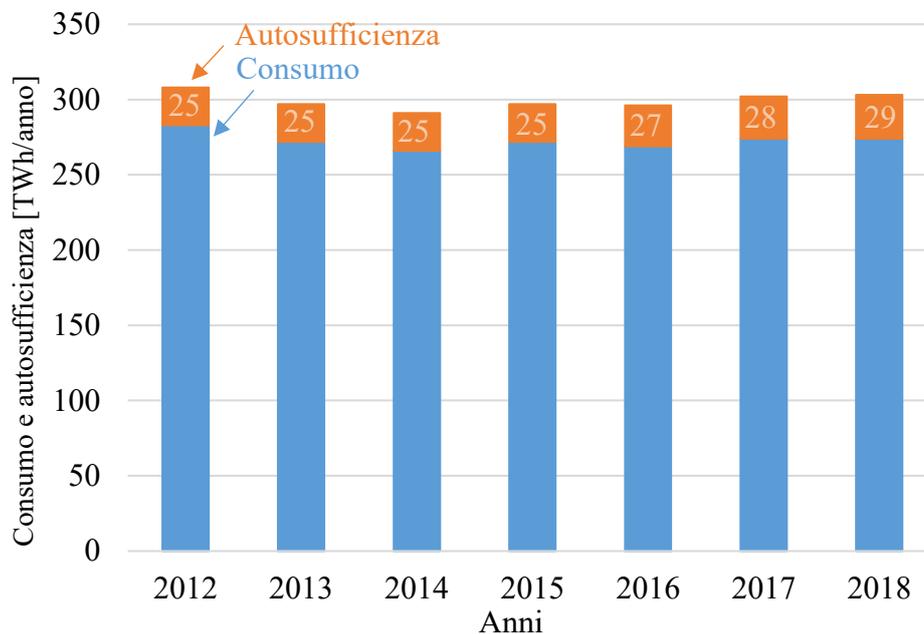


Figura 1-1: Consumo elettrico ed autosufficienza nel periodo 2012-2018

Attraverso la logica dell'autosufficienza i consumatori passivi stanno diventando utenze attive. Il successo del modello di autosufficienza è giustificato dal fatto che in un numero crescente di Paesi l'energia rinnovabile e in particolare il fotovoltaico, ha raggiunto un costo unitario dell'elettricità generata pari o inferiore al costo unitario dell'elettricità assorbita dalla rete [4]. Perciò a parità di costi fissi della bolletta, i consumatori hanno un vantaggio economico generando e consumando la propria elettricità anziché acquistarla dalla rete. Tuttavia solo una ridotta percentuale di energia prodotta da fonti rinnovabili è consumata localmente.

In un contesto di rete intelligente, l'autosufficienza facilita inoltre l'integrazione dei sistemi di energia rinnovabili. Se i profili di consumo sono pressoché sincroni ai profili di generazione rinnovabile in loco, è possibile raggiungere elevati valori di autosufficienza. Tuttavia la variabilità e l'incertezza insite nell'utilizzo delle fonti di energia rinnovabili complicano il bilanciamento della domanda e dell'offerta, richiedendo una maggiore flessibilità dei sistemi di produzione. Una prerogativa degli operatori di rete è quella di sincronizzare la produzione e il consumo di elettricità. Una soluzione che permette di soddisfare tale esigenza è l'implementazione della logica di produzione e consumo in sito.

L'autosufficienza non ha una definizione univoca ed è utilizzato in contesti diversi e con differenti finalità in ambito normativo, fiscale e regolatorio. Dal punto di vista tecnico, il concetto di autosufficienza definisce il consumo di energia elettrica prodotta nel medesimo sito in cui viene consumata sia istantaneamente sia tramite di sistemi di accumulo, indipendentemente dai soggetti che ricoprono il ruolo di produttore e di cliente finale purché operanti nello stesso sito opportunamente definito e confinato. La produzione di energia da fonti rinnovabili (FER) e il suo utilizzo comporta una sensibile riduzione della dipendenza da fonti fossili.

Un elevato autosufficienza ha risvolti positivi sia dal punto di vista economico che ambientale, a prescindere dalla fonte che alimenta l'impianto di produzione: L'autosufficienza comporta inoltre una serie di effetti positivi anche sul sistema elettrico:

- Riduzione delle perdite di rete: l'energia elettrica prodotta e consumata in sito permette di ridurre i transiti sulle reti e di conseguenza una riduzione delle perdite di rete rispetto al caso in cui l'energia proviene dalla rete di trasmissione a livelli di tensione più elevati [5];
- Riduzione dei costi di connessione: l'energia elettrica prodotta e consumata in sito potrebbe consentire un utilizzo ottimale delle cabine di consegna e degli stalli per la connessione [5];
- Riduzione dei costi di investimento: l'energia elettrica prodotta e consumata in sito potrebbe consentire, in prospettiva, la riduzione della necessità di espansione delle reti esistenti o di realizzazione di nuove reti, nella misura in cui contribuisce a ridurre la potenza massima richiesta sui punti di connessione. I costi di investimento sono correlati al fatto che le reti elettriche vengono dimensionate affinché siano in grado di garantire la potenza massima che ciascun utente richiede sul punto di connessione [5].

Al fine di massimizzare l'autosufficienza è necessario adattare i livelli di produzione dell'energia ai profili di carico, specialmente nei periodi di elevato consumo. Precedentemente alla diffusione massiccia delle risorse rinnovabili i picchi di consumo venivano soddisfatti tramite l'aumento della produzione utilizzando le centrali termoelettriche. L'energia prodotta dalle centrali termiche

comporta un elevato livello delle emissioni di gas a effetto serra che annullano i vantaggi dell'uso delle risorse rinnovabili. Questo lavoro di ricerca ha l'obiettivo di analizzare sia le logiche attualmente utilizzate per la massimizzazione dell'autosufficienza sia quelle in fase di sviluppo.

1.1 Strategie per la massimizzazione dell'autosufficienza

Le tecniche che permettono di massimizzare l'autosufficienza agiscono principalmente sulle modalità di generazione dell'energia elettrica o tramite la mitigazione dei picchi di consumo. L'uso combinato di sistemi di produzione rinnovabili e di sistemi di accumulo è una strategia che permette di aumentare notevolmente l'autosufficienza. Nei paragrafi seguenti si riporta una panoramica delle principali soluzioni presenti in letteratura.

1.1.1 Utilizzo dei sistemi di accumulo

Negli ultimi anni è in forte crescita il numero di studi relativi all'uso combinato di sistemi di accumulo con impianti di produzione da fonti rinnovabili. L'utilizzo dei sistemi di accumulo consente di massimizzare i livelli di autosufficienza. Il raggiungimento di questo obiettivo è possibile attraverso una logica che predilige lo stoccaggio di energia in tali sistemi quando il consumo è ridotto, per poterla poi utilizzare quando lo stesso è elevato. Sfruttando l'azione dei sistemi di accumulo si riduce la quantità di energia assorbita dalla rete per soddisfare il proprio consumo elettrico.

Sono disponibili numerose tipologie di sistemi di accumulo utilizzabili a seconda della taglia e dell'ubicazione dell'impianto. Nella Tabella 1-1 basata su [6] viene presentata una panoramica delle principali tecnologie di sistemi di accumulo.

Tecnologia di accumulo	Capacità di accumulo [MW]	Efficienza di carica/scarica	Tempo di risposta	Durata della scarica
Batteria al piombo	3-20	75-80%	Secondi	Minuti a ore
Batteria agli ioni di litio	0.1-10	90%	Secondi	Minuti a ore
Batteria agli ioni di sodio	35	80-85%	Secondi	Minuti a ore
CAES	100-300	54-80%	Minuti	Ore
PHS	250-1000	80-87%	Secondi a minuti	Alcune ore
SMES	0.1-10	>90%	Immediato	1-100 secondi
VRB	0.1-10	75-80%	Secondi	2-8 ore

Tabella 1-1: Panoramica delle tecnologie di storage basato su [6]

In [7] è stata ideata una strategia di incremento dell'autosufficienza in una rete caratterizzata da un elevato grado di penetrazione delle risorse rinnovabili. Questo obiettivo è stato raggiunto applicando un livello di iniezione o assorbimento determinato dalla previsione del profilo di carico e dell'andamento dello stato di carica della batteria.

In [8] è stato descritto uno studio che ha lo stesso obiettivo di [7] in cui la logica di carica e di scarica della batteria fa riferimento ai valori di soglia del consumo. Un caso studio relativo alla massimizzazione dell'autosufficienza, ambientato in Thailandia, è descritto in [9]. In questo articolo si ricercano i modelli matematici del sistema di accumulo che permettono di ottenere i migliori risultati in termini energetici. In [10] è stata effettuata la valutazione economica dell'applicazione su larga scala di diverse tecnologie di sistemi di accumulo sia come riserve

operazionali che come strumenti di mitigazione del carico. I risultati dello studio evidenziano come l'accumulo di tipo elettrochimico trova il suo utilizzo ottimale come riserva primaria avendo un'elevata dinamica di attivazione ma una limitata capacità.

Utilizzare le batterie per l'incremento dell'autosufficienza in impianti di taglia elevata non è la soluzione più efficace a causa della loro bassa densità d'energia immagazzinabile. Le tecnologie di accumulo più idonee su larga scala dal punto di vista della capacità sono i sistemi di pompaggio idroelettrici e i sistemi di accumulo ad aria compressa. Questa valutazione deriva dal fatto che nonostante abbiano tempi di risposta dell'ordine dei minuti possono fornire più energia. Una soluzione al vaglio della ricerca è quella dello stoccaggio di energia sotto forma di idrogeno, tuttavia è in fase embrionale e non è attualmente impiegabile per applicazioni su larga scala.

Attraverso un'analisi comparativa dei costi d'investimento, di esercizio, di manutenzione e delle efficienze di carica e di scarica si evidenzia come i sistemi di pompaggio idroelettrici siano la soluzione di storage ottimale per applicazioni su larga scala [10]. Tipicamente gli impianti idroelettrici nella modalità di pompaggio operano in regime di velocità costante, questo rende difficoltoso l'assorbimento del surplus energetico derivante dalle risorse di energia rinnovabili. L'International Energy Agency ha presentato uno studio ([11]) per superare questo svantaggio mediante l'implementazione di pompe che operano in regime di velocità variabile.

1.1.2 Utilizzo dei veicoli elettrici

Nell'ultimo decennio la comunità scientifica europea ha intrapreso serie riflessioni, sia dal punto di vista politico che tecnico, sulla sostenibilità del modello consumista e più in generale del nostro modo di vivere. Dal punto di vista della sostenibilità ambientale, la transizione dal termico all'elettrico del settore dei trasporti potrebbe generare una sensibile riduzione di emissioni. Ad esempio, nel 2017 il settore dei trasporti è stato responsabile del 24% delle emissioni dirette di CO₂ nel mondo, di cui il 77% è attribuibile all'utilizzo dei veicoli stradali [12]. La conversione elettrica del settore dei trasporti risulta quindi un processo fondamentale per aumentare la sostenibilità ambientale del settore dei trasporti,

soprattutto se l'alimentazione dei veicoli elettrici (EVs) verrà effettuata tramite fonti rinnovabili di energia elettrica.

Il settore residenziale è caratterizzato tipicamente da una bassa corrispondenza tra il profilo di produzione da fotovoltaico e il consumo di elettricità, in questo senso la diffusione dei EVs potrebbe consentire una maggiore penetrazione delle risorse rinnovabili, contribuendo all'incremento della flessibilità del sistema elettrico [13]. Allo stato dell'arte sono presenti numerosi studi che analizzano e quantificano i vantaggi, sia tecnici che economici, dell'utilizzo dei EVs come principale mezzo di trasporto stradale. I vari studi forniscono tendenzialmente un dato incoraggiante. Il coordinamento tra i sistemi di produzione rinnovabili con i veicoli elettrici, per certe condizioni tecniche ed ambientali, consente di incrementare notevolmente il livello di autosufficienza per una data utenza.

Nell'articolo di ricerca [12] è stata proposta una nuova metodologia per la gestione in tempo reale della carica/scarica delle batterie dei veicoli elettrici in un contesto di rete domestica che dispone di un impianto fotovoltaico ed è privo di un sistema di accumulo. Il veicolo elettrico può fungere da carico controllabile, in questo caso può essere alimentato dal fotovoltaico o dalla rete, oppure può comportarsi come un generatore controllabile tramite la sua scarica, contribuendo al soddisfacimento del carico domestico. L'obiettivo principale che i ricercatori hanno voluto perseguire è stato quello di ridurre l'entità degli scambi con la rete, migliorando l'autosufficienza dell'utenza e consentendo quindi una corrispondenza ottimale tra produzione locale da rinnovabili, il consumo elettrico domestico e quello relativo ai veicoli elettrici. L'articolo di ricerca si conclude con il confronto, dal punto di vista del livello di autosufficienza conseguito, tra la metodologia di gestione delle batterie proposta e una logica tradizionale basata su regole che non effettuano le previsioni dei profili di produzione e consumo futuri.

Il primo step della procedura inizia con l'analisi sia dei profili storici di produzione fotovoltaica che di consumo domestico. Segue la previsione dei profili di produzione e consumo futuri utilizzando algoritmi basati su dati statistici. Il secondo step consiste nell'utilizzare la previsione dei profili per stimare i saldi energetici futuri dell'utenza, attraverso un problema di ottimizzazione.

I risultati ottenuti confermano quanto detto in precedenza: se la disponibilità di produzione fotovoltaica non è troppo bassa rispetto al fabbisogno energetico del

veicolo elettrico, è possibile ottenere, a seconda dell'accuratezza delle previsioni, un aumento dell'autosufficienza variabile dal 9% al 15% rispetto allo stesso ottenibile dall'utilizzo delle logiche tradizionali [12].

1.1.3 Portfolio eterogeneo delle tecnologie di generazione

La producibilità degli impianti fotovoltaici e dei parchi eolici è strettamente dipendente dalle condizioni meteorologiche, così come dalle caratteristiche del territorio in cui avviene l'installazione. Il dimensionamento di un impianto di generazione da fonti rinnovabili non può prescindere dal considerare il profilo di carico specifico per un'utenza o per un aggregato di utenze.

Nel caso di un profilo di carico caratterizzato da un consumo di base elevato, come ad esempio in una palazzina adibita ad uffici, fare affidamento sul solo sistema fotovoltaico potrebbe comportare un basso livello di autosufficienza se non abbinato a una capacità di accumulo molto elevata. In questo senso la produzione combinata da fotovoltaico ed eolico potrebbe essere la soluzione migliore, a patto che il profilo di generazione da eolico non sia simultaneo con quello da fotovoltaico.

Prendendo in considerazione un aggregato di utenze terziarie, in [13] è stata analizzata la simultaneità annuale di produzione da eolico e fotovoltaico al fine di giustificare la scelta di suddividere la produzione rinnovabile tra la generazione fotovoltaica ed eolica. Nei casi analizzati, i carichi sono un aggregato di uffici e apparecchiature di telecomunicazione. Il primo risultato ottenuto è relativo al dimensionamento delle due tipologie di impianti di produzione rinnovabile: la capacità fotovoltaica è superiore alla potenza nominale dell'eolico, anche se la producibilità annua del fotovoltaico è inferiore. Questa constatazione è la diretta conseguenza della presenza di due limiti relativi all'installazione dei parchi eolici. La prima, di natura tecnica, è dovuta alla produzione imprevedibile durante la notte quando il consumo è generalmente al minimo. Al fine di rispettare i vincoli della rete non è concesso sovradimensionare il parco eolico in quanto comporterebbe livelli troppo elevati di iniezioni, se non abbinato a una capacità di accumulo molto elevata. Il secondo limite è legato alle condizioni meteorologiche del sito, ovvero alla contemporaneità di disponibilità di irradianza solare e vento. Se i profili di generazione da fotovoltaico ed eolico sono contemporanei, allora sarà privilegiato l'utilizzo del FV.

In [13] è riportata la percentuale, rispetto le ore dell'intero anno, del numero di ore durante le quali è garantita la produzione da almeno una delle due fonti rinnovabili. Ovviamente la produzione di energia rinnovabile non dipende solo dal numero di ore in cui sono presenti la radiazione solare e il vento, ma anche dalla loro intensità. Il numero di ore in un anno in cui è disponibile almeno una fonte di generazione, può essere assunto come il limite teorico di massimo autosufficienza che può essere ottenuto senza l'utilizzo di un sistema di accumulo.

Dai risultati ottenuti si evince come un opportuno dimensionamento dell'impianto di generazione da fotovoltaico ed eolico consente, anche in assenza di un sistema di accumulo, di garantire un elevato livello di autosufficienza riducendo l'entità degli scambi energetici con la rete, rispetto al caso con solo fotovoltaico o solo eolico.

1.1.4 Load shifting

Il load shifting, ovvero lo spostamento del carico, consiste nella traslazione temporale del picco di consumo di energia verso periodi caratterizzati da una bassa domanda. Esso attenua i massimi ed i minimi della curva giornaliera di consumo energetico e ottimizza l'utilizzo delle risorse di generazione esistenti. Il load shifting si può considerare come la combinazione di due differenti tecniche di demand response (DR), ovvero il peak clipping e il valley filling come illustrato nella Figura 1-2 [14].

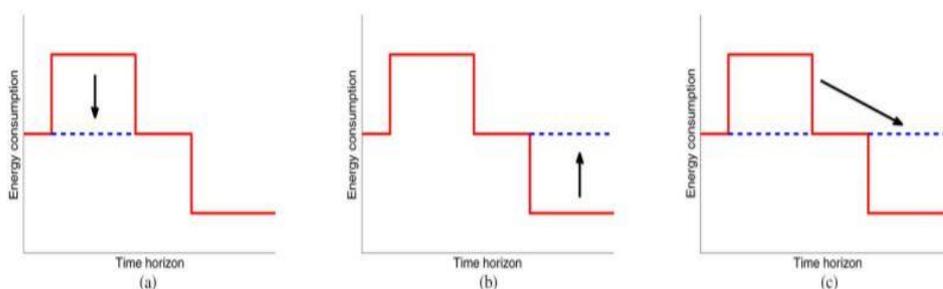


Figura 1-2: Rappresentazione grafica delle tecniche di DR. (a) peak clipping; (b) valley filling; (c) load shifting

Il load shifting può essere realizzato attraverso l'adozione di politiche che incentivano l'utilizzo dell'energia in determinate fasce orarie, quali ad esempio specifiche strutture tariffarie, o attraverso il controllo diretto delle apparecchiature elettriche il cui utilizzo non è vincolato a un preciso momento della giornata [15].

Il risparmio economico legato all'applicazione del load shifting in un contesto caratterizzato da un prezzo dell'energia variabile è stato oggetto di indagine di numerosi articoli presenti in letteratura [16] [17] [18]. Il load shifting insieme alle altre tecniche di demand response contribuisce ad alleviare i problemi di congestione della rete, facilitandone la gestione da parte degli operatori [19]. In caso di autoproduzione di energia da fonti rinnovabili intermittenti, la possibilità di modificare la curva di carico contribuisce in maniera significativa all'incremento dell'autosufficienza. Ciò permette all'utente di trarne un beneficio di natura economica per il mancato acquisto di energia dalla rete nazionale e di sfruttare al meglio la produzione di energia in sito.

1.1.5 Limitazione dei picchi di consumo elettrico

La sensibile crescita del fabbisogno energetico totale del sistema elettrico italiano può ridurre la power quality del servizio elettrico se non è accompagnata da un potenziamento delle reti già esistenti. Ciò contribuisce all'aumento delle voci di costo dell'energia elettrica. Lo squilibrio tra generazione e consumo può comportare inoltre l'instabilità delle reti causando fluttuazioni di tensione o nei casi più critici interruzioni dell'alimentazione delle utenze.

I profili di consumo sono caratterizzati da picchi che si verificano occasionalmente e per una percentuale ridotta della durata della giornata. Da questo punto di vista, l'aumento dell'accuratezza delle previsioni della generazione da fonti rinnovabili può semplificare la gestione dei carichi di picco (peak shaving) [20].

Allo stato dell'arte sono presenti numerose strategie di peak shaving dei consumi elettrici. Queste tecniche hanno l'obiettivo di adattare in maniera efficiente il profilo di domanda dell'energia elettrica a quello della produzione, ciò si tradurrà in una migliore qualità dell'energia [21]. Gli studi esistenti in letteratura trattano l'analisi delle logiche di peak shaving sia con l'utilizzo di sistemi di accumulo che senza. Tuttavia grazie agli sviluppi tecnologici derivanti dalla ricerca e sviluppo nel

settore della mobilità elettrica, il numero degli articoli di ricerca che si focalizzano sull'utilizzo dei sistemi di accumulo per attuare le logiche di peak shaving è in forte aumento. Dal punto di vista economico, l'utilizzo dei sistemi di accumulo consente significativi risparmi per le utenze industriali in quanto oltre alla potenza contrattuale pagano per picchi di consumo prestabiliti [22].

Nell'articolo [23] sono stati presentati i risultati di modellizzazione, simulazione e dimensionamento dei sistemi di accumulo di tipo elettrochimico per la saturazione dei picchi di consumo elettrico relativi alla provincia di Ontario in Canada. Nella Figura 1-3 vengono mostrate delle curve giornaliere di domanda di energia elettrica e un profilo di produzione da energia eolica.

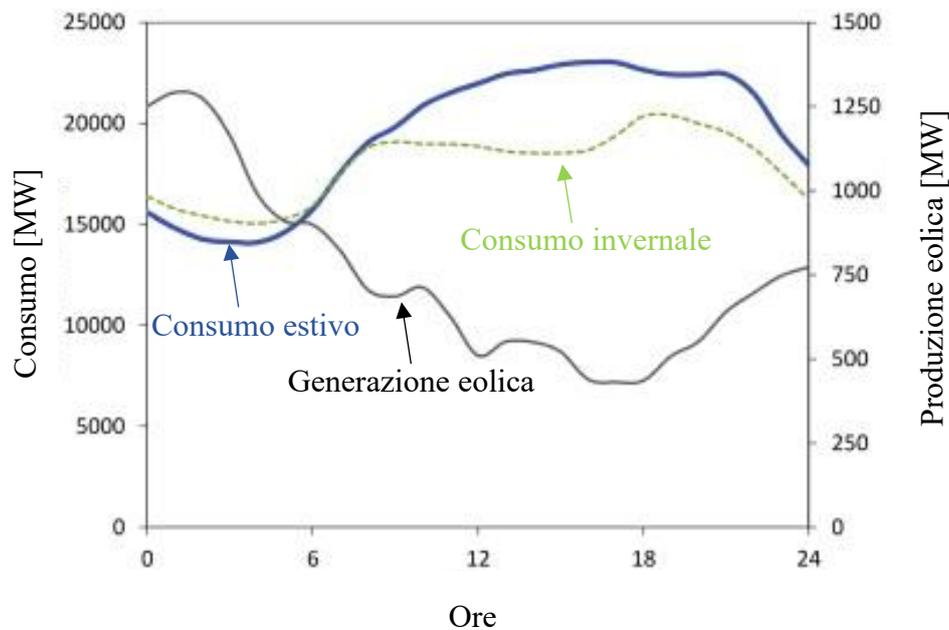


Figura 1-3: Esempio di profili di consumo e produzione da eolico, basato su [23]

Nella Figura 1-3 è visibile come la generazione di energia eolica è caratterizzata da ampie e rapide variazioni di produzione non sincrone con i cambiamenti nella domanda di elettricità. A causa delle fluttuazioni della domanda e della generazione rinnovabile devono essere disponibili generatori caratterizzati da una risposta rapida. In questo articolo viene descritto un modello del sistema di accumulo

elettrochimico basato sulla valutazione del fabbisogno energetico dell'utenza con l'obiettivo di fornire la massima limitazione della domanda di picco di elettricità. Il sistema di accumulo viene utilizzato per stoccare e immettere energia elettrica con l'intenzione di disaccoppiare temporaneamente una parte dei picchi della domanda dell'utenza dalla rete elettrica. La configurazione del sistema simulato è costituita da un gruppo batterie, un inverter bidirezionale ed un regolatore, come mostrato nella Figura 1-4.

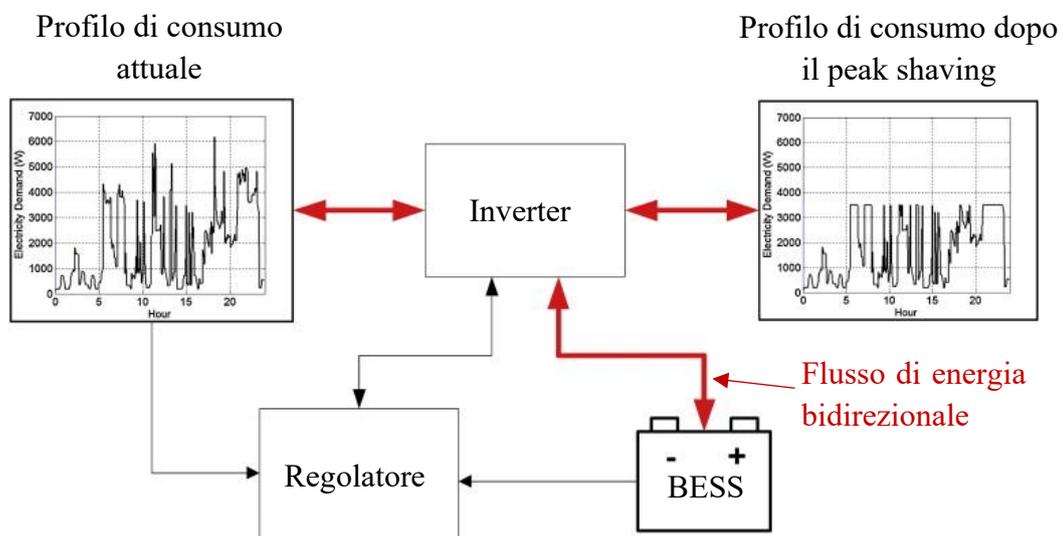


Figura 1-4: Sistema per la limitazione dei picchi di consumo

La simulazione della logica di limitazione dei picchi di consumo è stata eseguita in [23] definendo una soglia massima del consumo per l'utenza. Nel caso in cui la domanda supera questo limite il sistema di accumulo, se ha disponibilità di energia, viene scaricato tramite l'azione dell'inverter al fine di soddisfare i picchi di consumo che superano la soglia. Per evitare guasti al sistema, il dimensionamento dell'inverter è stato effettuato nelle peggiori condizioni operative, considerando il picco di consumo più elevato dell'anno.

Nello studio [24] lo scopo è quello di diminuire il costo unitario dell'energia elettrica tramite la riduzione dei picchi del consumo sfruttando l'azione del sistema di accumulo. Nell'articolo [25] l'appiattimento della curva di carico è stato ottenuto tramite l'uso combinato di sistemi di accumulo e logiche di demand response. In

letteratura sono disponibili numerosi studi di fattibilità economica dell'uso dei sistemi di accumulo elettrochimico per effettuare l'appiattimento della curva di carico. Un esempio è dimostrato in [26] dove viene svolta un'analisi parametrica per valutare la sostenibilità economica di questa soluzione. I parametri valutati sono la differenza tra le tariffe orarie dell'elettricità, la variabilità statistica della curva di carico e il costo d'investimento del sistema di accumulo. I risultati dello studio rivelano che l'attuazione della logica di peak shaving mediante qualsiasi tecnologia di accumulo non è economicamente sostenibile in assenza di incentivi statali.

1.1.6 Limitazione della produzione ed immissione da fonti rinnovabili

In letteratura non sono presenti studi che trattano la necessità di massimizzare l'autosufficienza andando ad agire sui flussi energetici verso la rete, come la limitazione della generazione e dell'immissione da fonti rinnovabili. Nei successivi sotto paragrafi verranno descritte possibili logiche di simulazione per l'applicazione delle due tecniche proposte.

Limitazione della generazione

Sono frequenti i casi in cui si verificano picchi di produzione in corrispondenza di un consumo ridotto e conseguente surplus di energia generata. Se è presente un sistema di accumulo questa quota di energia verrà immagazzinata, altrimenti dovrà essere immessa in rete. In questo senso la logica del peak shaving può essere applicata ai flussi energetici forniti alla rete, imponendo la limitazione dei picchi di energia rinnovabile prodotta. La limitazione della generazione può essere realizzata in assenza di sistemi di accumulo, tuttavia il loro utilizzo potrebbe restituire migliori risultati sia in termini di efficienza che economici.

Attraverso i casi studio riportati in questo lavoro di tesi viene simulato l'effetto dell'applicazione di una limitazione sulla generazione. Il primo step della simulazione effettuato consiste nel dimensionamento dell'impianto di generazione tramite la scelta ottimale delle taglie di fotovoltaico ed eolico. Una volta determinate la taglia dell'impianto di generazione, si può procedere al dimensionamento del sistema di accumulo. Indipendentemente dalla presenza dello

storage, tenendo conto della taglia dell'impianto, il passo successivo è quello di decidere se applicare o meno la limitazione della generazione. Di default vengono valutati i flussi energetici e gli obiettivi di costo in assenza di limitazioni al fine di avere un riferimento con cui confrontare il caso studio della produzione limitata.

L'obiettivo di questa logica è la saturazione dei picchi di produzione quando è presente un surplus di energia, ovvero quando si ha la simultaneità di generazione da fotovoltaico ed eolico in presenza di un basso consumo. La riduzione della produzione rinnovabile avviene limitando l'output dell'inverter per quanto riguarda la quota fotovoltaica dell'impianto mentre il contributo eolico viene ridotto modificando l'orientamento delle pale rispetto alla direzione del vento. Il modello preso in considerazione non necessita né della previsione dei consumi né del monitoraggio dello stato del sistema di accumulo. In questo modo la limitazione dell'energia prodotta dal sistema fotovoltaico ed eolico avviene nell'impianto di produzione tramite l'impiego di dispositivi di elettronica di potenza, non si necessita quindi di sistemi di telecomunicazione avanzati.

L'implementazione di questa logica va di pari passo con il monitoraggio dei flussi energetici mensili ed annuali, del livello di autosufficienza, degli indicatori economici del Valore Attuale Netto (VAN) e del Tasso Interno di Ritorno (TIR), così come lo stato di carica del sistema di accumulo elettrochimico.

Per ogni ora dell'anno avviene il confronto dell'energia generata con il limite imposto, quando il valore di quest'ultimo viene superato avviene la saturazione della produzione per quell'ora del giorno. La quota di energia non prodotta viene comunque quantificata sia in termini assoluti che percentuali rispetto alla produzione senza limitazioni. La determinazione dell'entità dell'energia non prodotta è utile per poter valutare la riduzione della generazione rinnovabile rispetto al caso senza nessuna limitazione.

Prendendo in considerazione il funzionamento di un impianto di generazione ibrido dimensionato correttamente rispetto all'entità del carico annuale da soddisfare, è possibile osservare l'azione della limitazione della generazione rinnovabile. La Figura 1-5 mostra i flussi energetici mensili in termini di produzione aggregata da fotovoltaico ed eolico, l'andamento del consumo, il livello di autosufficienza e l'entità degli scambi con la rete.

Come si evince dalla figura, la produzione rinnovabile è inferiore nei mesi invernali e autunnali mentre risulta superiore nei mesi primaverili ed estivi. Di

conseguenza, nei mesi in cui la produzione è inferiore al consumo si registra un elevato assorbimento dalla rete.

Scenario opposto si riscontra nei mesi che vanno da Aprile ad Agosto in cui grazie all'elevata producibilità, soprattutto del fotovoltaico, la dipendenza dalla rete è nettamente inferiore. Tuttavia, a causa della scarsa stagionalità delle fonti rinnovabili, durante la stagione primaverile ed estiva le iniezioni in rete sono elevate. Imponendo un limite alla massima potenza generata è possibile favorire la sincronizzazione della produzione e del consumo, riducendo di conseguenza le iniezioni in rete. Durante l'inverno la situazione è diversa in quanto una quota del consumo viene soddisfatta dall'elettricità prodotta localmente mentre la restante parte viene attinta dalla rete, in questo caso il livello dell'iniezione in rete è basso.

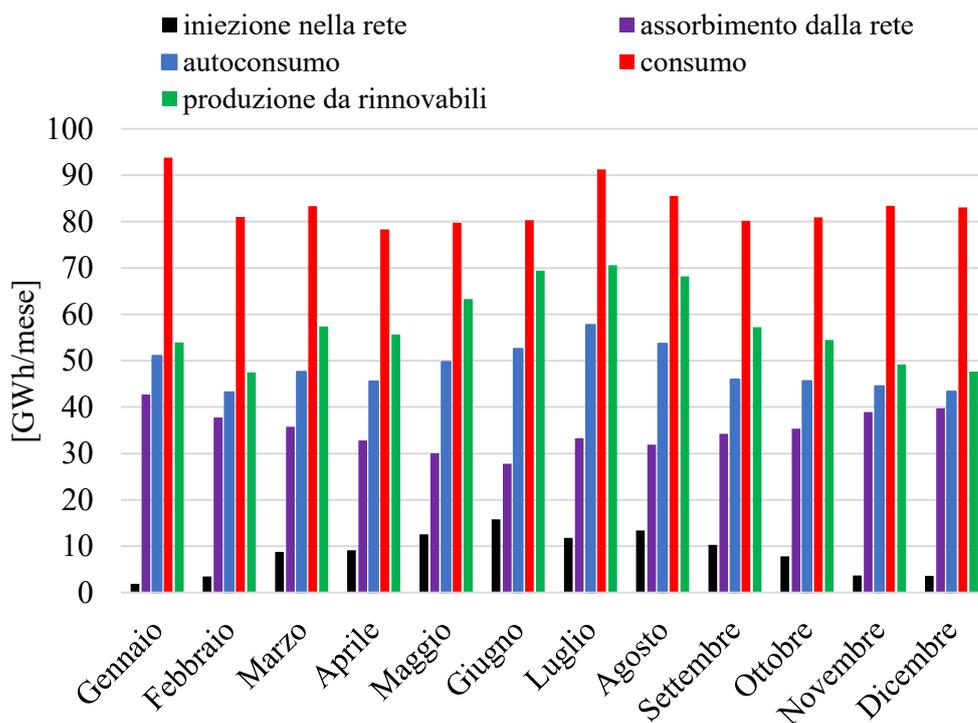


Figura 1-5: Limitazione della generazione, esempio di flussi energetici mensili

La Figura 1-6 riporta gli andamenti dei flussi energetici senza nessuna limitazione, sia dell'impianto di produzione che del sistema di accumulo elettrochimico e gli scambi con la rete per una tipica giornata estiva.

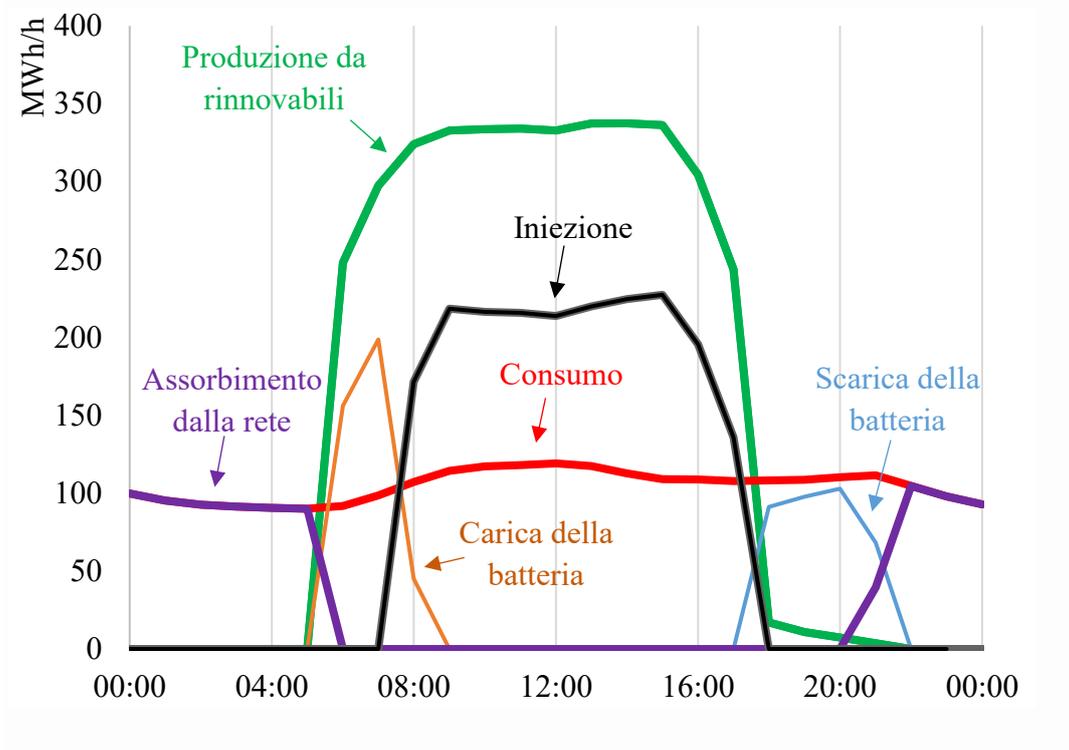


Figura 1-6: Limitazione della generazione, flussi energetici prima della limitazione

Nella Figura 1-7 è possibile osservare gli effetti che la limitazione della potenza generata comporta sia sul profilo di produzione ed iniezione che sulla carica del sistema di accumulo. Limitando il picco della potenza generata, in corrispondenza di un consumo ridotto, è possibile ridurre l'energia immessa in rete a discapito di una riduzione dell'energia disponibile per la carica del sistema di accumulo.

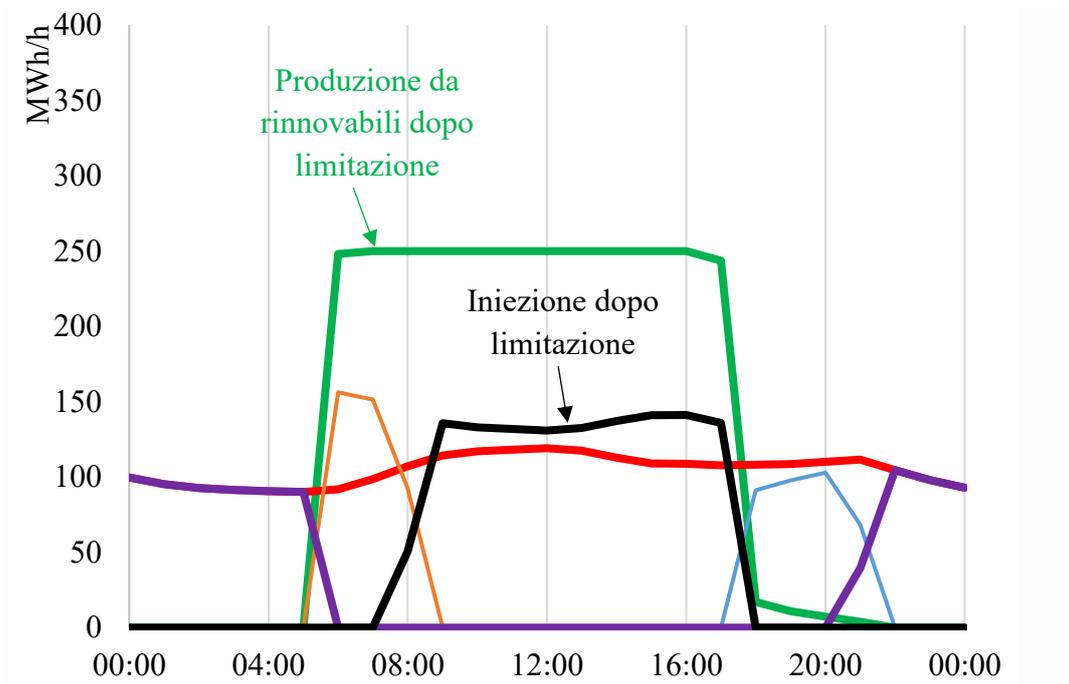


Figura 1-7: Limitazione della generazione, flussi energetici dopo la limitazione

Lo stoccaggio di energia avviene al mattino, fino a quando la batteria è completamente carica (9:00), mentre il surplus di energia che non può essere stoccato viene venduto alla rete. Da questo punto di vista, la riduzione degli scambi con la rete è possibile aumentando la capacità del sistema di accumulo oppure imponendo una soglia massima di produzione più restrittiva.

Dopo le 18:00 il sistema fotovoltaico riduce sensibilmente la sua produzione e inoltre il contributo alla produzione del sistema eolico è ridotto. In questo caso il consumo viene soddisfatto in prima battuta tramite la scarica del sistema di accumulo, tuttavia l'energia disponibile alla scarica non è sufficiente per coprire l'intero consumo serale, perciò è necessario attingere dalla rete.

Limitazione dell'iniezione

Nell'ottica di massimizzazione del consumo di energia elettrica prodotta nel medesimo sito, sia istantaneamente sia tramite di sistemi di accumulo, la limitazione dell'energia immessa in rete permette di ottenere migliori risultati rispetto alla precedente logica descritta. La logica della limitazione dell'iniezione tiene conto preventivamente dell'entità del consumo e dello stato del sistema di accumulo per poi attuare una limitazione retroattiva della produzione rinnovabile.

Il criterio guida di questo modello è quello di massimizzare l'autosufficienza, gli assorbimenti dalla rete avranno luogo solamente nel caso in cui il sistema composto da fotovoltaico, eolico e batteria non sia in grado di soddisfare il consumo. La carica della batteria assume un ruolo prioritario rispetto all'esigenza di cedere energia alla rete. La cessione di energia alla rete avviene solo nel caso in cui il carico è stato soddisfatto e la batteria è stata completamente caricata.

Nel caso studio trattato nel capitolo 4 la simulazione è stata effettuata su base annua in cui viene quantificata la produzione oraria da fotovoltaico ed eolico, la cui somma viene confrontata con il carico orario richiesto. Confrontando il consumo con la produzione da rinnovabili è possibile quantificare l'energia che si può cedere o assorbire alla rete come differenza fra generazione e carico. Non tutto il surplus energetico viene immesso in rete in quanto la carica del sistema di accumulo assume un ruolo prioritario. Una volta raggiunto lo stato di carica massimo, la restante quota di energia prodotta viene confrontata con il limite di iniezione oraria imposto. Se la questa quota di energia prodotta è inferiore o uguale al limite, verrà ceduta completamente, in caso contrario l'immissione oraria in rete sarà pari al valore della massima energia iniettabile.

La Figura 1-8 permette di visualizzare gli effetti della limitazione della massima iniezione, mostra i saldi energetici mensili in termini di produzione aggregata da fotovoltaico ed eolico, l'andamento del consumo, il livello di autosufficienza e l'entità degli scambi con la rete. Rispetto al caso della limitazione sulla generazione si possono osservare due risultati: durante la stagione estiva si ha un migliore bilanciamento tra produzione e consumo, grazie alla limitazione in maniera retroattiva della potenza generata; inoltre i livelli mensili di iniezione sono notevolmente inferiori a quelli ottenibili con la limitazione della generazione. In particolare è possibile apprezzare l'azione della limitazione sull'iniezione osservando la Figura 1-9 e la Figura 1-10. Grazie questa tecnica si riesce a ridurre notevolmente l'entità degli scambi con la rete. Soprattutto nella Figura 1-10 è

possibile osservare come, rispetto al caso della limitazione sulla generazione, la limitazione dell'iniezione non influenza la quantità di energia che può essere stoccata dal sistema di accumulo. Questo risultato è dato dal fatto che la limitazione dell'iniezione viene applicata a valle dell'impianto di produzione. In questo modo è possibile caricare completamente il sistema di accumulo prima di limitare in maniera retroattiva, sulla base della soglia dell' iniezione impostata, la produzione da rinnovabili. Nel caso della limitazione della generazione non è possibile privilegiare la carica del sistema di accumulo perché la limitazione avviene a monte dell'impianto di produzione, non considera quindi i flussi energetici del sistema di accumulo.

Nell'attuale quadro tariffario il prezzo di vendita dell'energia è molto inferiore rispetto al costo d'acquisto della stessa, perciò la limitazione dell'iniezione restituisce i migliori risultati se è abbinata ad un sistema di accumulo che permette di stoccare una grande quantità di energia in modo da massimizzare l'autosufficienza e di conseguenza ridurre l'onere della bolletta elettrica.

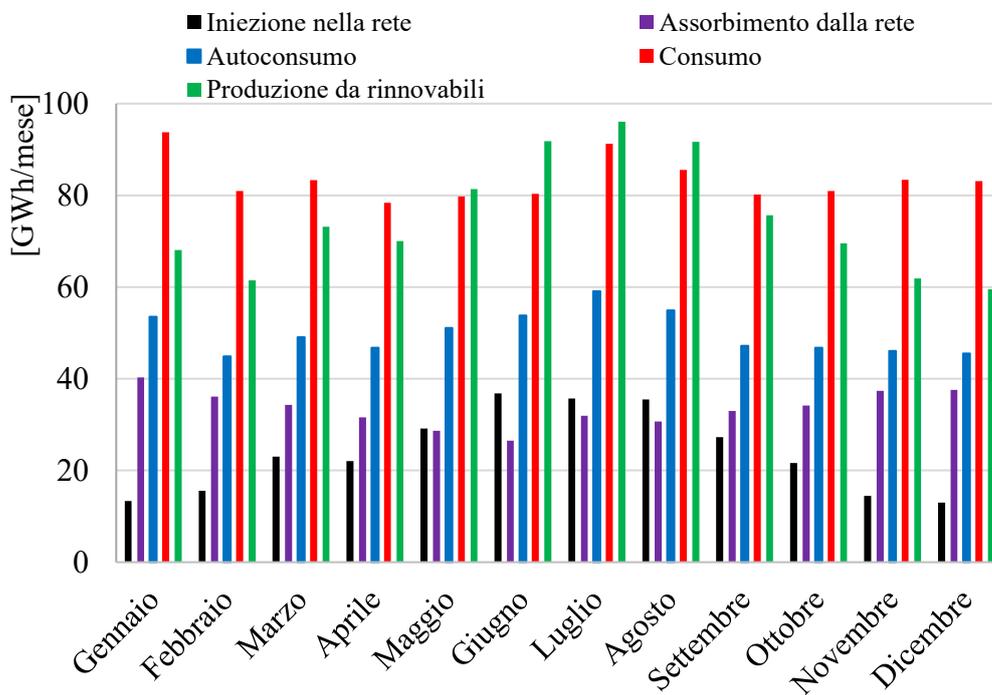


Figura 1-8: Limitazione dell'iniezione, esempio di flussi energetici mensili

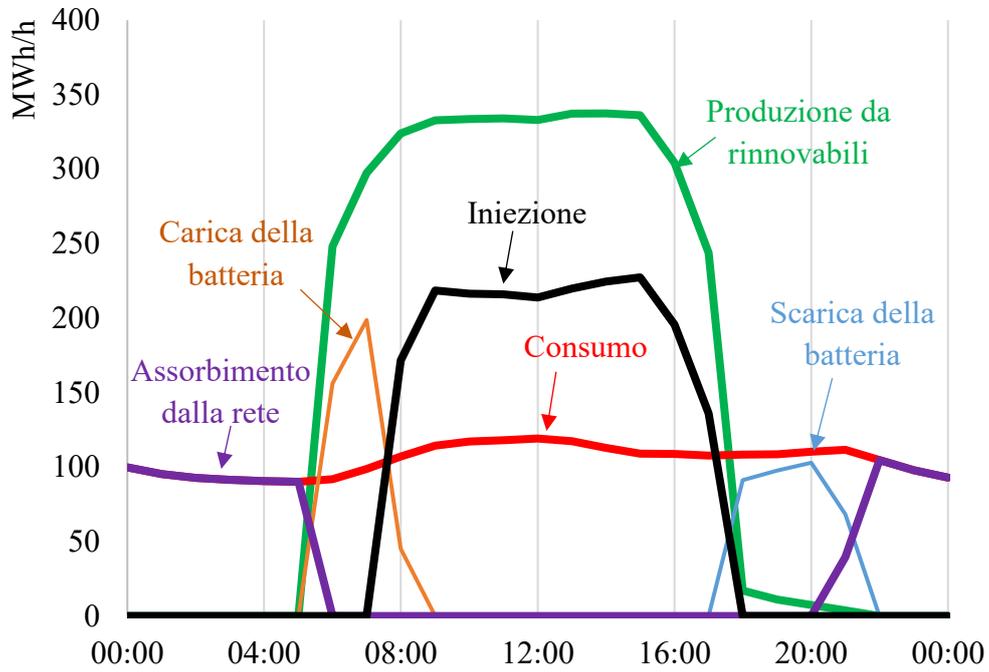


Figura 1-9: Limitazione dell'iniezione, flussi energetici prima della limitazione

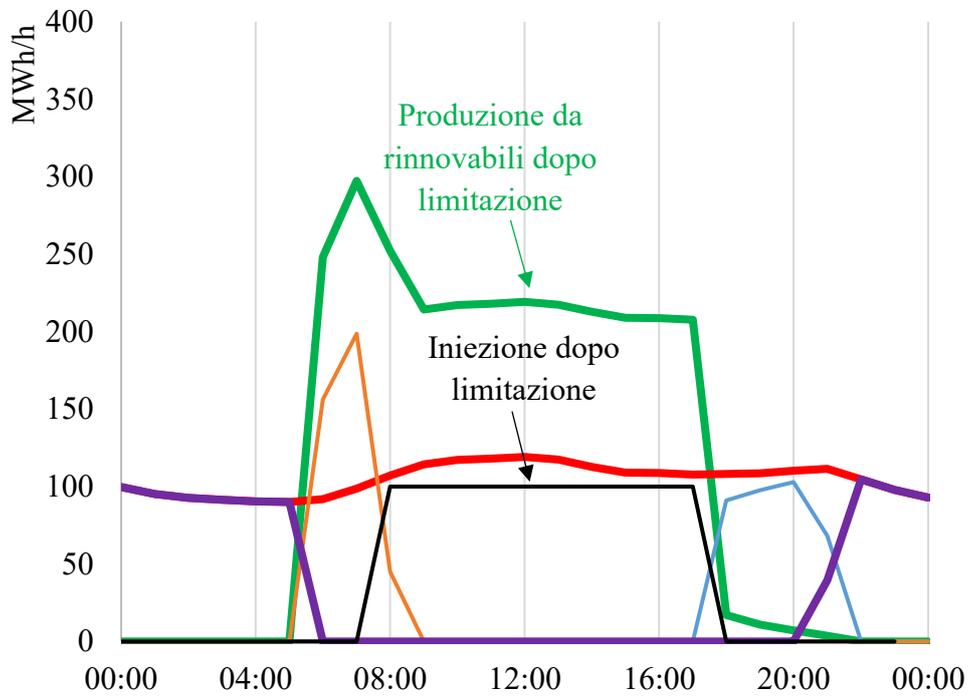


Figura 1-10: Limitazione dell'iniezione, flussi energetici dopo la limitazione

Sulla base della soglia massima di iniezione concessa, la regolazione retroattiva della potenza generata avviene tramite un sistema di controllo centralizzato localizzato in prossimità delle linee di trasmissione. Mediante il campionamento e l'elaborazione delle grandezze elettriche di interesse da parte del sistema di acquisizione, viene trasmesso un segnale di comando al regolatore posto in centrale che permette la variazione della produzione.

Con la regolazione automatica si conseguono i vantaggi di rapidità di esecuzione delle manovre, di aumento dell'affidabilità della fornitura elettrica. La misura della grandezza che si vuole regolare viene confrontata con il valore di set-point. La differenza tra i due valori viene elaborata dal regolatore che modula opportunamente i comandi da inviare all'inverter fotovoltaico e al controllo del sistema eolico. Le informazioni tra i moduli di controllo e l'operatore vengono scambiate in forma digitale tramite una rete di comunicazione ridondante, per preservare la continuità della regolazione in caso di guasti, garantendo così elevata flessibilità al sistema di controllo.

Capitolo 2

Tecnologie di fotovoltaico, eolico ed accumulo elettrochimico

2.1 Generazione di energia fotovoltaica

2.1.1 Radiazione Solare

La potenza totale, ricevuta da un'area unitaria da una sorgente radiante, è chiamata irradianza G in watt per metro quadrato. Il Sole si comporta approssimativamente come un emettitore di radiazioni ideale (corpo nero) ad una temperatura $T \approx 5800$ K. Al di fuori dell'atmosfera (AM 0), la radiazione elettromagnetica ha una distribuzione spettrale g_0 dall'ultravioletto all'infrarosso, con un picco nel campo visibile (lunghezza d'onda $\lambda \approx 0,5 \mu m$). Quando la radiazione solare entra nell'atmosfera terrestre (AM > 0), una parte dell'energia incidente viene persa per dispersione e riflessione nello spazio o assorbita da nuvole, anidride carbonica, ozono (H_2O, CO_2, O_3), molecole d'aria, ecc. L'integrale dello spettro solare rispetto alla lunghezza d'onda, su un'area unitaria perpendicolare al fascio incidente, è noto come irradianza solare

La radiazione solare che non viene diffusa o riflessa raggiunge la superficie della Terra in linea retta ed è chiamata irradianza diretta G_b . AM 1 rappresenta l'irradianza del fascio $G_b = 1000 \frac{W}{m^2}$ a livello del mare per una limpida giornata estiva.

La luce solare, diffusa nell'atmosfera ma che raggiunge la superficie terrestre, è chiamata radiazione diffusa G_d . La ripartizione in fascio e componenti diffuse è funzione delle condizioni meteorologiche: in caso di nuvolosità, la radiazione è quasi tutta diffusa; in caso di cielo sereno, la componente diffusa è circa il 20% del totale.

Una piccola parte dell'irradiazione, chiamata albedo G_a , dopo la riflessione dalla superficie della Terra, può raggiungere un ricevitore su un piano inclinato. Il coefficiente di riflessione ρ è il rapporto tra la radiazione totalmente riflessa in tutte le direzioni da una superficie e la radiazione che raggiunge quella superficie da un fascio di raggi paralleli. Il coefficiente ρ varia con il colore della luce e con la natura della superficie su cui il la riflessione avviene, ad es. ρ è massimo sulla neve.

L'irradianza totale, che raggiunge un ricevitore terrestre, è costituito dalle tre componenti sopra menzionate ed è chiamato irradianza globale:

$$G_g = G_b + G_d + G_a \quad \text{Equazione 2-1}$$

L'intensità della radiazione solare che raggiunge la Terra è estremamente variabile. Oltre alla regolare variazione giornaliera e annuale dovuta al moto apparente del Sole, anche cambiamenti irregolari sono causati dalle condizioni climatiche.

Per questi motivi, il progetto di un impianto fotovoltaico necessita di dati meteorologici misurati in prossimità del sito di installazione. A livello del suolo, l'irradianza dipende dall'altitudine rispetto al livello del mare e dall'angolo, relativo all'orizzontale, della superficie ricevente (piana).

Un valore tipico dello spettro solare sulla superficie terrestre è $AM = 1,5$. Questo valore, con irradianza globale $G_g = 1000 \frac{W}{m^2}$ (valore disponibile a mezzogiorno da marzo a settembre), viene utilizzato per le prove di qualificazione di celle e moduli fotovoltaici, in cui il silicio cristallino e amorfo sono le tecnologie più diffuse.

2.1.2 Cella solare: struttura e funzionamento

L'elemento base di un generatore fotovoltaico è la "cella solare" o cella fotovoltaica. Esaminando le tecnologie dei semiconduttori, quelle utilizzate per applicazioni terrestri sono: celle di silicio cristallino (monocristallino, "m-Si" o policristallino, "p-Si") e celle a film sottile (silicio amorfo, "a-Si" e rame diseleniuro di indio-gallio, "CI-GS" o tellururo di cadmio, "CdTe").

Essenzialmente una cella solare è un diodo semiconduttore di grande sezione, con una forma quadrata (p-Si), pseudo-quadrata o circolare (m-Si) o rettangolare (a-Si, CI-GS, CdTe), secondo il tipo di cella.

Il diodo è posto tra due elettrodi: il primo, voluminoso e trasparente alla luce in tecnologia a film sottile, oppure a forma di griglia in tecnologia al silicio cristallino, permette il passaggio della radiazione solare; il secondo è il retro a forma di piastra (visibile in Figura 2-1 per il silicio cristallino). Lo spessore totale della cella varia da un micrometro per la tecnologia a film sottile fino a poche centinaia di micrometri per il silicio cristallino. Il funzionamento della cella solare in condizioni di oscurità può essere spiegato dalla ben nota teoria della giunzione "P-N". Con riferimento al silicio cristallino, un diodo è costituito da un substrato drogato con impurità di "tipo P" (alta concentrazione di quelle trivalenti come il Boro), su cui è depositato uno strato di "tipo N" (alta concentrazione di impurità pentavalenti quali come fosforo). Lo spessore dello strato "di tipo N" è poco profondo per consentire alla radiazione solare di penetrare nell'area di giunzione, dove c'è un campo elettrico.

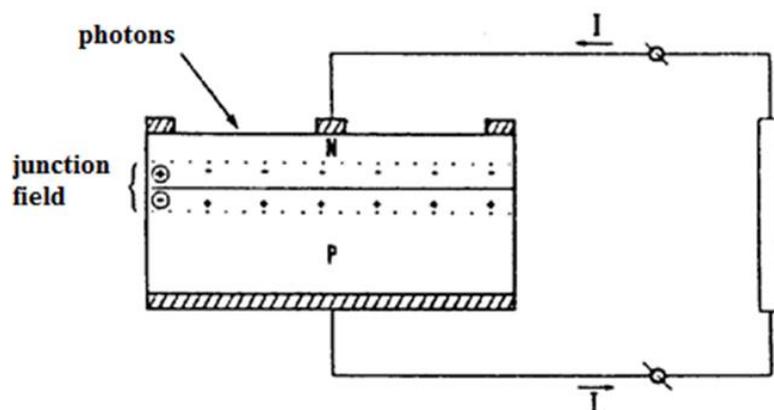


Figura 2-1: Struttura di una cella solare policristallina "p-Si"

Per capire come viene generato questo campo elettrico, vale la pena notare che gli elettroni si diffondono dalla regione di tipo N vicino all'interfaccia nel tipo P, formando una distribuzione di cariche positive nello strato N. In modo simile, le lacune si diffondono dal tipo P allo strato opposto, formando una distribuzione di cariche negative. Nel processo di diffusione, i portatori si spostano da una regione con concentrazione più alta in una regione con concentrazione inferiore. La regione di giunzione, chiamata anche "regione di esaurimento" o regione di carica spaziale, contiene cariche positive sul lato N e cariche negative sul lato P, ma non cariche mobili. Le cariche fisse degli atomi droganti creano una potenziale barriera (campo di giunzione) che contrasta un ulteriore flusso di elettroni e lacune guidate dalla diffusione. In condizioni di circuito aperto, la corrente di diffusione è perfettamente bilanciata dalla corrente guidata dal campo elettrico (corrente di deriva).

Il bilanciamento viene notevolmente modificato quando viene applicata una tensione esterna alla giunzione. Una polarizzazione diretta (tensione positiva) applicata al lato P riduce la potenziale barriera. Pertanto, con una diminuzione della barriera potenziale, una corrente significativa scorre attraverso il diodo: la corrente di diffusione. D'altra parte, sotto polarizzazione inversa, la barriera potenziale aumenta e di conseguenza la diffusione è molto più debole e si produce solo una piccola corrente di deriva: $-I_0$ è la corrente di saturazione inversa, orientata dal campo di giunzione.

La giunzione funge da raddrizzatore e la sua curva caratteristica I-U corrente-tensione, in breve caratteristica I (U), è data dall'equazione di Shockley. Include due termini; il primo è la corrente di diffusione e il secondo è la corrente di deriva. Sono uguali se non viene applicato alcun pregiudizio esterno.

$$I = I_0 \cdot e^{qU/mkT} - I_0 \quad \text{Equazione 2-2}$$

dove $-I_0$ è la corrente di saturazione, largamente dipendente dalla temperatura assoluta T, q è la carica dell'elettrone, m è il fattore di qualità della giunzione (valori tra 1 e 2) e k è la costante di Boltzmann. Questo modello non tiene conto della "regione di guasto" generata da tensioni inverse elevate.

La conversione fotovoltaica dell'energia solare dipende dalla dualità onda-particella della luce, considerata un flusso di particelle (fotoni) che trasportano la seguente energia:

$$E_{ph}(\lambda) = hc/\lambda \quad \text{Equazione 2-3}$$

dove “ h ” è la costante di Planck, “ c ” è la velocità della luce “ λ ” è la lunghezza d'onda della luce.

Tra i fotoni che raggiungono la superficie terrestre, solo alcuni di questi (quelli che hanno energia in eccesso rispetto al gap energetico E_g) possono essere convertiti in elettricità dalla cella fotovoltaica. Quando un tale fotone entra nel semiconduttore, può essere assorbito e promuovere un elettrone dalla banda di valenza alla banda di conduzione. Poiché forma un buco nella banda di valenza, il processo di assorbimento genera coppie elettrone-lacuna. Ogni semiconduttore è limitato a convertire in energia elettrica solo una parte dello spettro solare.

Durante il processo di assorbimento, una parte dell'energia dei fotoni incidenti viene persa nell'evento. È possibile stimare il valore assoluto della produzione di energia elettrica. A tal fine, il movimento degli elettroni indotto dalla luce attraverso la banda proibita viene interpretato come un flusso di elettroni, chiamato corrente foto-generata.

La direzione della corrente è orientata dal campo di giunzione, cioè gli elettroni vanno verso la regione di tipo N. Questo movimento, opposto alla diffusione, è una corrente di deriva. Trascurando le perdite, ogni fotone contribuisce con una carica elettronica alla generazione:

$$I_{ph} = qNA \quad \text{Equazione 2-4}$$

dove “ N ” è il numero di fotoni e “ A ” è l'area della superficie del semiconduttore esposta alla luce. Ad esempio, la densità di corrente ($J_{ph} = I_{ph} / A$) che corrisponde allo spettro terrestre, è di circa $70 \frac{mA}{cm^2}$.

Per quanto riguarda la tensione generata da una cella fotovoltaica, la tensione massima in volt è numericamente uguale a E_g del semiconduttore ed è espressa in elettronvolt (eV). Sebbene la tensione reale sia inferiore al limite teorico, il semiconduttore con un gap di energia maggiore (1,7 eV per a-Si, rispetto a 1,1 eV per m-Si) genera una tensione maggiore (0,8 V per a-Si e 0,6 V per m-Si).

2.1.3 Circuito equivalente della cella solare

Ai terminali esterni di una cella solare, il suo comportamento elettrico è descritto, in prima approssimazione, da una sorgente di corrente ideale, proporzionale all'irradianza, e da un diodo collegato in antiparallelo. Il circuito equivalente in Figura 2-2, descrive meglio una cella reale grazie alla presenza di altri due elementi dissipativi: un resistore di shunt collegato in parallelo R_{sh} e un resistore in serie R_s .

La resistenza R_{sh} corrisponde a percorsi di dispersione lungo le superfici laterali tra la griglia frontale e la piastra della cella solare. Queste superfici, in fase di realizzazione delle celle, vengono realizzate, per quanto possibile, isolate.

La resistenza R_s è la somma della resistenza volumetrica del semiconduttore, delle resistenze degli elettrodi e dei propri contatti. In pratica, il contributo principale è dovuto all'elettrodo frontale a forma di griglia.

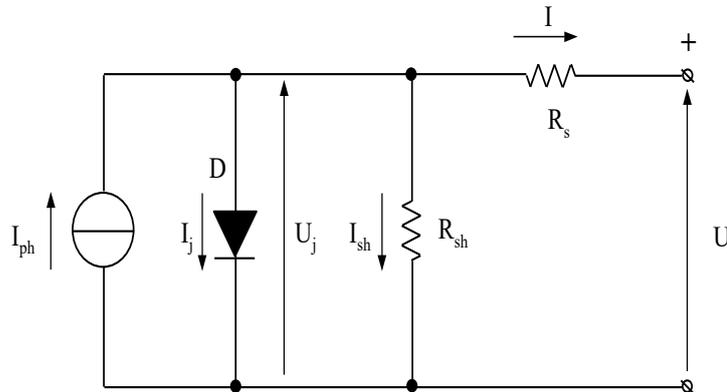


Figura 2-2: Circuito equivalente di una cella solare

Le seguenti equazioni sono scritte applicando le leggi di tensione e corrente di Kirchhoff al circuito equivalente di una cella solare:

$$I = I_{ph} - I_j - U_j/R_{sh} \quad \text{Equazione 2-5}$$

$$U = U_j - R_s I \quad \text{Equazione 2-6}$$

dove U è la tensione attraverso i terminali del carico e I è la corrente che scorre all'interno del carico. Il circuito equivalente è definito dai seguenti cinque parametri indipendenti: I_{ph} , I_0 , m , R_s , R_{sh} .

$$U = \frac{mkT}{q} \cdot \ln \left(\frac{I_{ph} - I(1 + R_s/R_{sh}) - U/R_{sh} + I_0}{I_0} \right) - R_s I \quad \text{Equazione 2-7}$$

Ipotizzando irradianza e temperatura costanti, è possibile definire la curva $I(U)$: le coordinate dei suoi punti danno la potenza $P = U \cdot I$ fornita al carico.

Esiste sempre un punto $P_M (U_M, I_M)$, intermedio tra le condizioni di cortocircuito $(0, I_{SC})$ e di circuito aperto $(U_{OC}, 0)$, in cui la potenza della cella fotovoltaica è massima.

La caratteristica $I(U)$ completa della cella solare si estende nei quadranti II e IV (Figura 2-3). In questi quadranti, la cella funziona come un carico con tensione inversa ($U < 0, I > 0$) e con corrente inversa ($U > 0, I < 0$), rispettivamente. Queste modalità di funzionamento sono accettabili solo se i punti di lavoro rientrano nella rispettiva iperbole della massima potenza dissipata dalla cella.

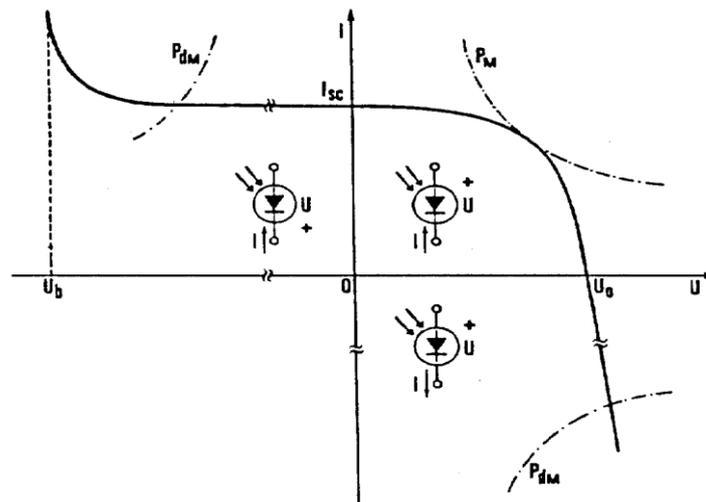


Figura 2-3: Modalità di funzionamento della cella solare

Se la tensione inversa supera la tensione di rottura U_b (poche decine di volt per le celle al silicio), il guasto della cella si verifica con la creazione di un cortocircuito.

2.1.4 Dipendenza dall'irradianza e temperatura

La caratteristica $I(U)$ della cella solare, a temperatura costante T_{PV} , cambia in funzione dell'irradianza G . Quando G diminuisce, la corrente di cortocircuito I_{sc} diminuisce proporzionalmente, mentre la tensione a circuito aperto U_{OC} diminuisce in maniera logaritmica. La Figura 2-4 mostra la dipendenza di $I(U)$ da G ed evidenzia il luogo dei punti di massima potenza P_M . In effetti, U_{OC} è quasi costante su un ampio intervallo di G . Solo per valori bassi di G (meno di $50 \frac{W}{m^2}$), diminuisce bruscamente.

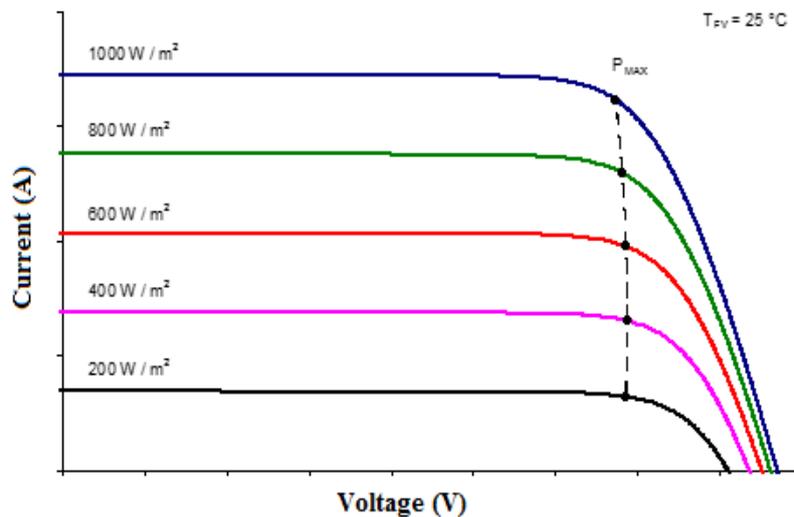


Figura 2-4: Caratteristica $I(U)$ di un generatore FV in funzione dell'irradianza

La caratteristica $I(U)$ dipende anche dalla temperatura T_{PV} , (Figura 2-5). A irradiazione G costante, l'aumento della temperatura provoca:

- Un leggero aumento della corrente fotovoltaica I_{ph} , e quindi di I_{sc} , (o la densità di corrente J_{sc});
- Un aumento della corrente di diodo I_j , che dà una diminuzione di U_{OC} ,
- Queste variazioni provocano un gradiente termico di potenza massima pressoché costante. Nelle applicazioni reali, si stima che l'attuale I_{sc} dipenda solo da G e la tensione U_{OC} solo da T .

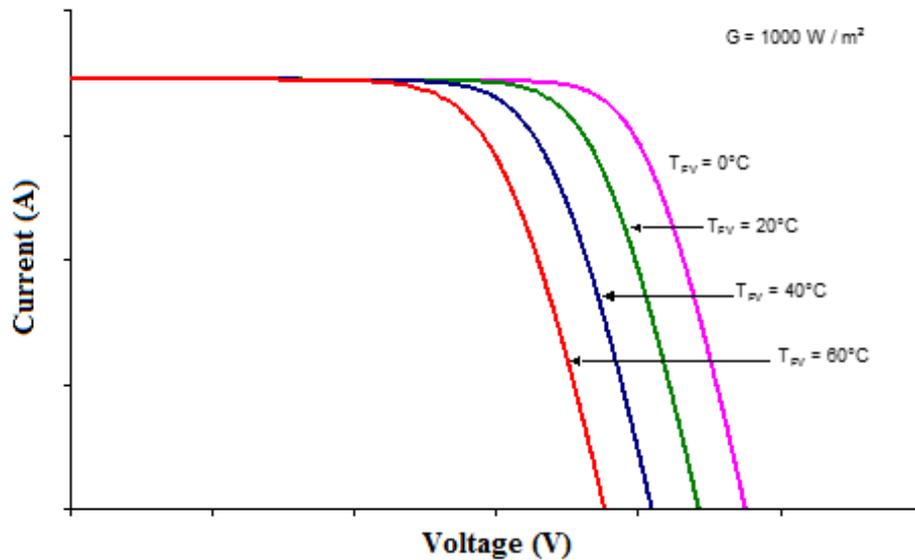


Figura 2-5: Caratteristica I (U) di un generatore FV in funzione della temperatura

2.1.5 Fonti di perdita in una cella solare

In una cella solare, la conversione della potenza irradiata in ingresso in energia elettrica è inevitabilmente associata a perdite per i fattori sotto elencati:

- Riflessione e copertura della superficie della cella ($\approx 10\%$). Parte della radiazione che raggiunge la superficie cellulare viene riflessa o colpisce la griglia anteriore. Per ridurre al minimo tali effetti negativi, viene utilizzato un rivestimento antiriflesso e la superficie della griglia anteriore è ridotta al minimo;
- Surplus energetico dei fotoni incidenti ($\approx 25\%$). Una parte dei fotoni assorbiti ha un'energia superiore a quella necessaria per generare coppie elettrone-lacuna: questo surplus di energia si degrada in calore;
- Mancanza di energia dei fotoni incidenti ($\approx 20\%$). Alcuni dei fotoni incidenti non hanno energia sufficiente per generare una coppia elettrone-lacuna. Pertanto, i fotoni di energia inferiore a una certa soglia vengono assorbiti sotto forma di energia termica.

- Fattore di ricombinazione ($\approx 2\%$). Non tutte le coppie elettrone-lacuna sono tenute separate dal campo di giunzione elettrica, ma una parte di esse viene ricombinata e la loro energia viene assorbita sotto forma di energia termica. L'ammontare di questa perdita dipende dalle impurità e dai difetti del materiale.

A differenza dei generatori tradizionali, la potenza di ingresso primaria in una cella solare è indipendente dalla potenza assorbita dal carico ed è costante in un sito definito con condizioni meteorologiche definite.

2.1.6 Moduli fotovoltaici

Moduli con celle in silicio cristallino

Il modulo fotovoltaico, a volte chiamato "pannello", è un insieme protetto dal punto di vista ambientale di celle interconnesse, in grado di generare elettricità se esposto alla luce solare. Generalmente è costituito da più celle collegate in serie (es. 36 o 72).

Le diverse tecniche costruttive consentono la realizzazione di moduli con celle protette dagli agenti ambientali (polvere, vento, umidità, grandine, ecc.) E il mantenimento dell'equilibrio termico in un range di temperature accettabile (45-75 °C nelle condizioni peggiori).

Le celle solari sono saldate elettricamente. Successivamente, sono strettamente racchiusi tra due strati piatti. Lo strato frontale deve essere trasparente alla luce. Per questo motivo viene utilizzato un vetro ad alta trasmittanza. Un polimero termoplastico, trasparente alla luce e inalterabile nel tempo (etilene vinil acetato, EVA), avvolge le celle e le saldature insieme i due strati (processo di laminazione), rendendo la struttura compatta e resistente alle intemperie. L'EVA fornisce isolamento elettrico tra le celle, impedisce la penetrazione di umidità (con possibili effetti corrosivi), ma non resiste alle alte temperature (> 85 °C). La cover posteriore è costituita da un pannello di vetro o da un sottile strato di Mylar, Tedlar o PET.

Parametri principali di un modulo fotovoltaico

L'efficienza di conversione globale è calcolata in condizioni di prova standard (STC), corrispondenti a: irradianza $G = 1000 \frac{W}{m^2}$, massa d'aria $AM = 1,5$ e temperatura della cella ($T_{PV} = 25^\circ C$). L'efficienza del modulo varia, a seconda del tipo di cella, tra il 7% e il 23%. Lo spettro solare a $AM = 1.5$ viene simulato con opportune lampade flash. Questo parametro corrisponde alle condizioni ambientali tipiche della primavera e dell'autunno.

I moduli FV sono caratterizzati dalla potenza di picco (W_p), ovvero la massima potenza erogata alle condizioni STC. I valori tipici sono compresi tra 10 e 350 W_p . In condizioni di prova standard, vengono definiti alcuni altri parametri elettrici dei moduli FV: la corrente di cortocircuito (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 condizioni di test STC vengono create artificialmente in laboratorio, viene definito un altro parametro importante: la temperatura operativa normale della cella (NOCT).

Questo NOCT è un parametro principale di un modulo FV e il produttore del modulo deve fornirlo. È definita come la temperatura corrispondente all'equilibrio termico, con le seguenti condizioni: i moduli FV soggetti a $G = 800 \frac{W}{m^2}$, operando a circuito aperto con una temperatura ambiente $T_a = 20^\circ C$ e una velocità del vento di $1 \frac{m}{s}$.

Il NOCT è compreso tra 42 e $50^\circ C$, e con questo parametro è possibile stimare la temperatura della cella in diverse condizioni operative. Supponendo che la differenza di temperatura tra T_{PV} e T_a dipenda linearmente dall'irradianza G , la temperatura della cella viene calcolata da:

$$T_{PV} = T_a + \frac{NOCT - 20^\circ C}{800 W/m^2} \cdot G \quad \text{Equazione 2-8}$$

La caratteristica $I(U)$ di un intero modulo FV è simile alle caratteristiche delle celle che lo compongono. Tuttavia, c'è un aumento della scala della tensione con celle collegate in serie e un aumento della scala della corrente con stringhe collegate in parallelo.

2.1.7 Componenti di un sistema fotovoltaico

A causa della variabilità giornaliera e stagionale dell'irradianza solare, se è richiesta l'alimentazione ininterrotta di un sistema autonomo, generalmente deve essere installato un accumulatore di energia elettrochimico.

Un generatore FV produce elettricità in corrente continua (CC), mentre la maggior parte delle utenze viene alimentata con energia in corrente alternata (CA). La conversione può essere ottenuta con un convertitore CC/CA. Poiché il generatore FV funziona alla potenza primaria imposta dalle condizioni del sole, per estrarne la massima potenza, è vantaggioso utilizzare un convertitore CC / CC che funzioni come un MPPT (Maximum Power Point Tracker).

Gli impianti fotovoltaici possono essere classificati in due categorie principali:

- “Stand alone” ovvero autonomi, non collegati alla rete elettrica e possono essere dotati di batterie;
- “Grid connected”, ovvero collegati alla rete come generatori centralizzati o distribuiti.

Generatore fotovoltaico

Poiché la potenza di un singolo modulo fotovoltaico va da circa $10 W_p$ a oltre $350 W_p$, è quindi necessario collegare più moduli per ottenere una potenza maggiore. La connessione reciproca dei moduli FV crea strutture complesse. Sono identificati da termini specifici della nomenclatura fotovoltaica.

- "Stringa FV": è un gruppo di moduli (o celle), premontati meccanicamente e collegati elettricamente in serie;
- "Array FV": è un insieme di moduli assemblati con la struttura di supporto;
- "Campo fotovoltaico": è il gruppo di tutti gli array che compongono il generatore.

Nella maggior parte dei casi il generatore FV è costituito dal collegamento in parallelo di stringhe costituite da moduli in serie.

Diodi di protezione

Il disadattamento delle caratteristiche $I(U)$ dei moduli FV introduce perdite di potenza e altri problemi quando sono collegati in serie o in parallelo. Sono necessarie adeguate protezioni per mitigare le perdite di potenza dovute al disadattamento e limitare la formazione di "punti caldi".

In una stringa di moduli collegati in serie, un diodo di "bypass" D_p è collegato in antiparallelo a ciascun modulo, o ad un gruppo di celle (18 o 24) all'interno del modulo. Questo diodo svolge una doppia funzione. In primo luogo, protegge le celle oscurate dalle tensioni inverse. In secondo luogo, permette, con la sua azione di bypass, che la potenza erogata dalla stringa venga ridotta solo dal contributo del modulo ombreggiato per evitare guasti dell'intera stringa.

In caso di collegamento di una stringa in parallelo, la protezione dalle tensioni asimmetriche viene eseguita da un diodo di protezione D_s , collegato in serie per ogni stringa. Il diodo D_s conduce la corrente generata dal modulo (o dai moduli) della sua stringa, e provoca una caduta di tensione dovuta alla sua tensione di soglia (0,6-0,8 V). Questa caduta di tensione deve essere trascurabile rispetto alla tensione generata dal modulo (o dai moduli in serie) per limitare le perdite di potenza ad esso associate.

Se una o più celle di una stringa FV sono difettose, si verifica un'asimmetria (mismatch) nelle tensioni a circuito aperto, rispetto alle altre stringhe collegate in parallelo. Il diodo D_s blocca la stringa difettosa che diventa inattiva, escludendo il suo contributo alla generazione di energia.

Collegamento con i carichi

Per dati valori di irradianza e temperatura, il miglior utilizzo del generatore FV si ottiene quando il punto di lavoro corrisponde al punto di massima potenza P_M . Ad esempio, se il generatore alimenta un carico resistivo, deve essere presente una resistenza ottimale R_o definita dalla pendenza $1 / R_o$ della retta passante per P_M . Per trasferire la massima potenza da un generatore a un carico è necessaria una condizione ben nota: la pendenza della caratteristica $I(U)$ del generatore deve essere uguale alla pendenza del carico, ovvero $|dI/dU| = 1 / R_o$.

Pertanto, per sfruttare opportunamente un generatore fotovoltaico, che lavora alla potenza in ingresso imposta dal sole, è necessario adattare il carico al generatore.

2.1.8 Impianti FV connessi alla rete elettrica

Gli impianti fotovoltaici connessi alla rete sono classificati come centralizzati o distribuiti a seconda delle applicazioni, ovvero la produzione all'ingrosso di energia elettrica o il risparmio energetico degli utenti.

Gli impianti fotovoltaici centralizzati, di proprietà di società elettriche o gestori di sistemi di distribuzione, hanno potenze fino a diverse decine di megawatt e possono essere utilizzati per alimentare la rete di media-alta tensione durante i picchi di carico. L'operazione è pressoché immediata, e la loro produzione (massimo intorno a mezzogiorno) è concentrata nel periodo di massimo carico per la rete (ore di luce solare).

Gli impianti fotovoltaici distribuiti, solitamente di proprietà di utenze private, vengono installati per alimentare carichi a bassa tensione di utenze residenziali e commerciali per ottenere un notevole risparmio energetico. In questo caso, senza bisogno di accumulatori, la rete garantisce continuità di servizio e consente lo scambio energetico.

2.1.9 Stima della produzione di energia

La produzione di energia dell'impianto FV è direttamente proporzionale alla radiazione solare sulla superficie del generatore FV (in kWh/m^2), e i fattori di proporzionalità sono la superficie S_n del generatore FV e l'efficienza di conversione η_{STC} .

$$E_{ac} = H_g \cdot S_{PV} \cdot \eta_{STC} = h_{eq} \cdot P_{peak} \quad \text{Equazione 2-9}$$

Il costo unitario dei moduli (euro / kW_p) è espresso in funzione della potenza nominale P_p e comprende entrambi i suddetti parametri. Poiché la potenza nominale di un generatore FV è definita a un'irradianza di riferimento G_{STC} , il valore della radiazione giornaliera (in kWh/m^2) diviso per l'irradianza di $1 kW/m^2$ è dimensionalmente il numero di ore, al giorno, di funzionamento alla potenza nominale del campo fotovoltaico (h_{eq}). Questa durata virtuale è definita come "numero di ore equivalenti" all'irradianza di riferimento. Il prodotto della potenza nominale del generatore FV per il numero di ore equivalenti giornaliere fornisce l'energia FV prodotta in un giorno. Questo è un valore teorico che non lo fa tenere conto delle perdite: il rapporto tra l'energia effettivamente prodotta e questo valore teorico definisce il "Performance Ratio" (PR), diverso per ogni impianto fotovoltaico.

Ad esempio, gli impianti FV connessi alla rete hanno, in media, un PR compreso tra 0,7-0,8, mentre gli impianti FV stand-alone con batterie hanno un PR compreso tra 0,55 e 0,65.

Inclinazione e orientamento del generatore FV

Il sito di installazione è la prima cosa da scegliere: infatti l'angolo di inclinazione ottimale e l'orientamento del generatore FV, a seconda del tipo di applicazione, sono funzioni del sito.

Aumentando l'inclinazione, l'irradianza giornaliera si riduce in estate e aumenta in inverno. Quando l'angolo si avvicina a 90° , lo stesso diagramma assume un profilo appiattito, favorevole per l'alimentazione di carichi leggermente variabili durante l'anno.

L'inclinazione e l'orientamento di un futuro campo fotovoltaico dipendono anche dal tipo di impianto fotovoltaico da realizzare: autonomo o connesso alla rete.

Per un impianto fotovoltaico connesso alla rete è necessario massimizzare l'irradiazione annuale: infatti surplus e deficit vengono compensati dalla rete. L'angolo di inclinazione ottimale è leggermente inferiore all'angolo di latitudine nel sito di installazione.

Per un impianto fotovoltaico autonomo, in cui il picco di consumo energetico si verifica nei mesi estivi (pompaggio dell'acqua per irrigazione e irrigazione), l'irradiazione giornaliera in quei mesi deve essere massimizzato (angoli di inclinazione di 10-20 °).

Questi paragrafi, riguardanti gli impianti fotovoltaici, riassumono le informazioni contenute nei seguenti documenti: [27] [28] [29] [30] [31] [32]

2.2 Generazione di energia da eolico

Per quanto riguarda la risorsa eolica, i siti candidati per l'installazione di parchi eolici devono avere una velocità media del vento superiore a 5 m/s , tenendo conto che, con una velocità del vento di 20 m/s , la densità di potenza della risorsa eolica si avvicina a 5 kW/m^2 .

Per quanto riguarda la tecnologia di conversione elettromeccanica, due tipi di turbine condividono il mercato:

- Turbine a velocità fissa (40%);
- Turbine a velocità variabile (60%), di recente sviluppo, equipaggiate con Generatori a Induzione Doubly Fed (DFIG, che occupano il 45% del mercato) o con Generatori Sincroni a Magneti Permanenti (PMSG, che occupano il 15% del mercato).

Gli aerogeneratori a velocità fissa, normalmente dotati di rotori a gabbia di scoiattolo ad induzione, raggiungono rendimenti elevati solo in prossimità alla velocità nominale del vento.

Nella tecnologia a velocità variabile, utilizzata con potenze maggiori (fino a pochi megawatt), il range di velocità è ampio (maggiore del 30% del valore nominale compreso tra 15 e 45 rpm).

2.2.1 Caratterizzazione della fonte eolica

Le caratteristiche principali del vento sono l'intensità e sua direzione. Per misurarli vengono utilizzati degli anemometri, posti ad un'altezza dal suolo di circa 10-15 m. Per utilizzare i dati sperimentali del vento, è necessario portarli all'altezza del mozzo della turbina perché il vento la velocità dipende dall'altezza e dal tipo di terreno. Questa informazione è quantificata dalla rugosità z_0 con la seguente formula:

$$U(h) = U(h_{ref}) \cdot \ln(h/z_0) / \ln(h_{ref}/z_0) \quad \text{Equazione 2-10}$$

La velocità del vento aumenta con l'altezza fino a 100 m, il valore di rugosità più piccolo corrisponde a superfici piane (spiagge, mare), mentre i valori massimi corrispondono a città con edifici alti e grattacieli.

I siti appropriati per ospitare i parchi eolici devono avere almeno una velocità media del vento di 5 m/s . Da un punto di vista statistico, è necessario calcolare, per una data direzione del vento, il numero di ore durante le quali la velocità del vento è all'interno di un intervallo, raggruppando i dati in classi di velocità. Dopo aver raggruppato i dati in classi, è necessario calcolare il valore medio e la deviazione standard. Successivamente è possibile determinare la rosa dei venti: il grafico risultante mostra le direzioni prevalenti in cui è più opportuno imbarcare le turbine eoliche.

Questa analisi statistica è necessaria per i generatori eolici perché presentano un'efficienza di conversione molto variabile in funzione della velocità del vento, a differenza dei generatori fotovoltaici che hanno un'efficienza pressoché costante in funzione dell'irradianza solare.

2.2.2 Calcolo della produzione d'energia

Il calcolo della produzione energetica richiede la contemporanea conoscenza di:

- la distribuzione delle frequenze di velocità del vento, spesso data dal Distribuzione di Weibull $f_W(U)$;
- la curva della potenza elettrica $P_{el}(U)$ in funzione della velocità del vento.

La produttività è la somma dei prodotti, per ogni velocità del vento all'altezza del mozzo, della curva e della distribuzione delle frequenze di velocità del vento. L'intervallo di velocità del vento redditizio è $(3-25) \text{ m/s}$ e il calcolo dell'energia prodotta e immessa in rete viene effettuato per un periodo di un anno (8760 h), come riassunto nell'equazione:

$$E_{AC,wind,year}(kWh) = 8760 \cdot \sum_{U=4m/s}^{U=25m/s} (P_{el}(U) \cdot f_W(U)) \quad \text{Equazione 2-11}$$

Questi paragrafi, riguardanti gli impianti eolici, riassumono le informazioni contenute nei seguenti documenti: [33] [34] [35]

2.3 Sistema di accumulo elettrochimico

In questo paragrafo vengono descritte le tecnologie più importanti dei sistemi di accumulo elettrochimico, fornendo una panoramica sui loro principali vantaggi e svantaggi.

Batterie al piombo

Le batterie elettrochimiche sono la tecnologia più utilizzata per l'accumulo di energia elettrica. Sul mercato sono disponibili diverse batterie elettrochimiche; tuttavia, le batterie al piombo sono preferite per le loro caratteristiche energetiche e per i loro bassi costi. Rappresentano una soluzione comune adottata per lo stoccaggio in applicazioni sia industriali che domestiche anche a supporto del distribuito generazione. Al contrario, questa tecnologia ha diversi aspetti negativi, come una vita attesa piuttosto bassa, una densità di energia e potenza non eccessivamente elevate: di conseguenza le batterie al piombo-acido necessitano di grandi dimensioni e di adeguati sistemi di ventilazione.

Batterie agli ioni di litio

Una delle tecnologie più promettenti di stoccaggio elettrochimico è rappresentata dalle batterie al litio, che negli ultimi anni hanno avuto uno sviluppo molto rapido spinto in parte dalla possibilità di utilizzo per l'alimentazione di veicoli elettrici. La caratteristica principale che contraddistingue questa tecnologia si riferisce all'elevata potenza specifica, notevolmente superiore rispetto alle altre tecnologie di accumulo elettrochimico. Ne risulta che questa tecnologia è particolarmente adatta per applicazioni che necessitano di un'elevata capacità di accumulo.

Un aspetto negativo che caratterizza questa tipologia di accumulo elettrochimico è che le celle agli ioni di litio possono creare situazioni pericolose se sottoposte a condizioni di sovraccarico elettrico o termico.

2.4 Conversione elettronica per sorgenti di generazione intermittenti

I generatori FV producono energia in corrente continua; quindi un convertitore CC / CA è necessario per alimentare i carichi che funzionano in alternata. La tecnologia degli inverter più comunemente utilizzata è VSI (Voltage Source Inverter) con transistor. Esistono due categorie di inverter a seconda del tipo di impianto in cui sono inseriti, ovvero stand-alone o connessi alla rete.

2.4.1 Inverter per applicazioni FV autonomo

In un impianto FV autonomo è generalmente richiesta un'alimentazione CA monofase caratterizzata da 230V-50Hz. I transistor MOSFET e IGBT si comportano come interruttori elettronici. I transistor possono essere attivati e disattivati con un segnale arbitrario. Se il sistema autonomo comprende accumulatori elettrochimici, la tensione di ingresso dell'inverter (lato CC) corrisponde tipicamente a 12, 24, 48V o multipli, mentre il livello di uscita è ottenuto utilizzando trasformatori elevatori.

La forma d'onda della tensione di uscita (lato CA) è un parametro importante della qualità del dispositivo e influisce sul suo costo. Tipicamente, gli inverter a onda sinusoidale sono controllati con la tecnica della "Pulse Width Modulation" (PWM). Questa tecnica si basa sul confronto tra un'onda triangolare e un'onda sinusoidale per generare il segnale di controllo del transistor.

Una configurazione tipica di un inverter a forma d'onda sinusoidale per il caso monofase e per il caso trifase è mostrata nella Figura 2-6. Durante il funzionamento, viene chiuso solo un interruttore per "gamba"; l'altro (sotto o sopra) deve rimanere aperto per evitare il cortocircuito del condensatore sul lato CC.

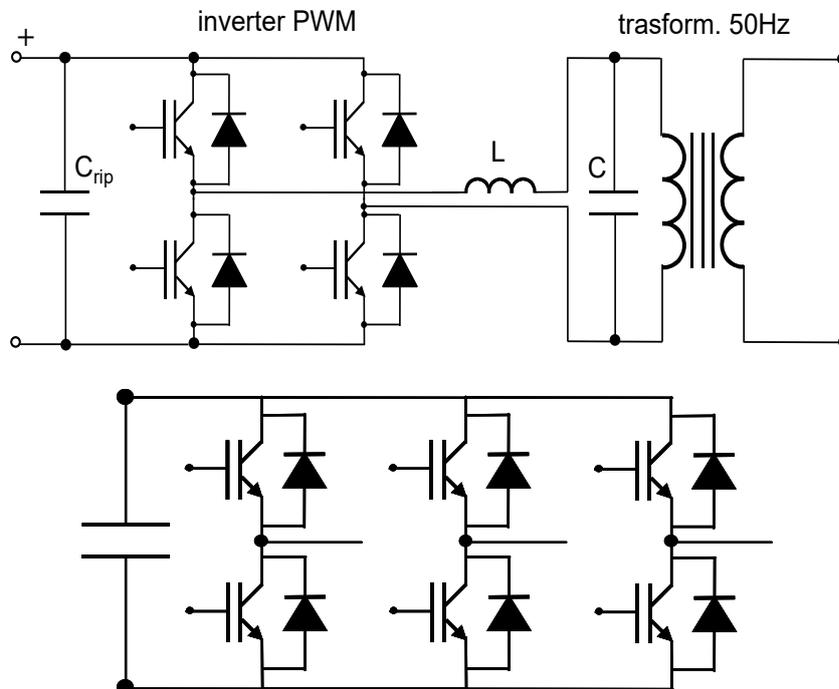


Figura 2-6: Configurazioni di inverter monofase con trasformatore a bassa frequenza e inverter trifase.

I componenti principali di un inverter mostrati nella Figura 2-6 sono i seguenti:

- Condensatore Crip: compensa la doppia fluttuazione di frequenza nella potenza CA;
- Inverter ponte ad H controllato con tecnica PWM;
- Filtro LC: serve per ottenere una tensione il più possibile sinusoidale (nel caso di collegamento alla rete l'induttore L aiuta a disaccoppiare dalla rete);
- Trasformatore: fornisce il livello di tensione richiesto dai carichi.

Le caratteristiche più importanti degli inverter per operazioni stand-alone sono:

- Alta efficienza di conversione anche a bassi carichi, quindi perdite a vuoto;
- Stabilità dell'ampiezza della tensione di uscita ($\pm 10\%$) e della frequenza ($\pm 0,01\%$);
- Basso contenuto armonico;

- Capacità di fornire sovraccarichi di breve durata (da 2 a 4 volte la potenza nominale).

2.4.2 Inverter per impianti fotovoltaici ed eolici connessi in rete

Per immettere potenza attiva nella rete è obbligatorio un inverter con onda sinusoidale pura. A tale scopo vengono utilizzati inverter a tiristori o inverter a transistor. Sono generalmente dotati di trasformatore per garantire la separazione galvanica dalla rete. Il vantaggio più importante degli inverter a tiristori è il basso costo dovuto allo sviluppo tecnologico maturato in questo settore. Al contrario, i difetti sono un alto contenuto armonico e un basso fattore di potenza che rende necessaria l'installazione di filtri.

Le caratteristiche più importanti degli inverter connessi alla rete sono:

- Alta efficienza di conversione, superiore al 90% e perdite a vuoto inferiori all'1%;
- Fattore di potenza maggiore di 0.9;
- Basso contenuto armonico;
- Tracking del punto di massima potenza MPPT del generatore FV;
- Possibilità di limitare la potenza in ingresso dal generatore FV;
- Spegnimento automatico in caso di tensione e/o frequenza di rete al di fuori di intervalli consentiti dal gestore della rete;
- Protezione contro il funzionamento in isola in caso di black-out della rete e accensione automatica dopo la cancellazione di un guasto;
- Spegnimento automatico con bassi valori di irradianza.

Convertitori CC / CC con MPPT in impianti fotovoltaici

Per ottimizzare l'efficienza del generatore FV, è possibile utilizzare un convertitore CC / CC, controllato da un Tracker del punto di massima potenza. Permette l'estrazione della massima potenza resa dal generatore FV a differenti livelli di irradianza e temperature.

Come descritto in precedenza, la derivata della caratteristica $I(U)$ del generatore FV è uguale al rapporto tra corrente di carico e tensione nel punto

massimo, ovvero $|dI / dU| = I / U$. Questo può essere utilizzata per tracciare il punto di massima potenza. Se in uscita è presente una batteria, il sistema di controllo tiene traccia del massimo della corrente in uscita per variare la tensione in ingresso poiché la tensione in uscita è pressoché costante.

La tecnica più comunemente usata prende il nome di “Perturba e Osserva” perché è un buon compromesso tra costo e prestazioni. Il concetto è che il controllo richiede una variazione di tensione D_U e misura la corrispondente variazione di potenza D_P . Se il D_P è positivo, viene implementata un'ulteriore variazione di tensione nella stessa direzione; in caso contrario, il segno della variazione viene modificato.

Durante il funzionamento, il punto debole dell'MPPT è il seguente: in caso di variazioni, aumento o diminuzione molto rapide, dell'irradianza dovute al passaggio di nuvole o in caso di fenomeni di ombreggiamento sul generatore FV, è difficile per tenere traccia del punto di massima potenza.

Questi paragrafi, riguardanti gli impianti fotovoltaici, riassumono le informazioni contenute nei seguenti documenti: [31] [33]

Capitolo 3

Modelli RES con accumulo elettrochimico impiegati per la massimizzazione dell'autosufficienza

I modelli matematici descritti in questo paragrafo vengono utilizzati per trovare, attraverso un processo di ottimizzazione non lineare, le dimensioni dei generatori rinnovabili e dei sistemi di accumulo dell'energia che permettono di ottenere il massimo livello di autosufficienza per ogni caso studio. In questo lavoro i casi studio possono essere suddivisi in due macro categorie, nella prima rientrano aggregati di utenze residenziali mentre nella seconda si considerano utenze di scala nazionale.

Il primo step consiste nel definire, per ogni sito di installazione, la dimensione ottimale dei generatori rinnovabili e del sistema di accumulo (in accordo a vincoli ed obiettivi che verranno descritti nel successivo paragrafo). I risultati derivanti dai processi di ottimizzazione permettono di massimizzare i livelli di autosufficienza dei siti di installazione in ottica di una sempre più ridotta dipendenza energetica dalla rete elettrica.

Successivamente, lo stesso tipo di simulazione viene effettuata aggregando i diversi siti di installazione precedentemente ottimizzati al fine di valutare il livello di autosufficienza nazionale, privilegiando gli scambi interni di energia e di conseguenza minimizzando la necessità di importazione della stessa dall'estero.

In questo lavoro di tesi per valutare gli scambi energetici tra i diversi siti di installazione è stato utilizzato un modello semplificato che non considera i livelli

di congestione delle linee di trasmissione. La più rigorosa valutazione del power flow della rete è stata sostituita considerando un coefficiente di perdita costante che penalizza gli scambi energetici tra località molto distanti tra di loro.

In ogni caso, il primo obiettivo è studiare il miglior mix di generazione e quanto accumulo è necessario per massimizzare il ritorno economico o l'autosufficienza. Il secondo obiettivo è valutare, dal punto di vista energetico ed economico, i benefici dovuti all'aggregazione di diverse fonti e carichi rinnovabili.

3.1 Architettura di un impianto eolico fotovoltaico con accumulo

Uno schema del sistema simulato è presentato nella Figura 3-1. I principali componenti sono: generatori FV, turbine eoliche, batterie elettrochimiche, convertitori elettronici e carichi. Il cuore del sistema è il bus CC, che collega tutte le rinnovabili alla tensione imposta dalle batterie. Al contrario, tutti i carichi sono tutti in CA e possono essere alimentati dalla rete, quando non c'è produzione e lo stoccaggio è vuoto.

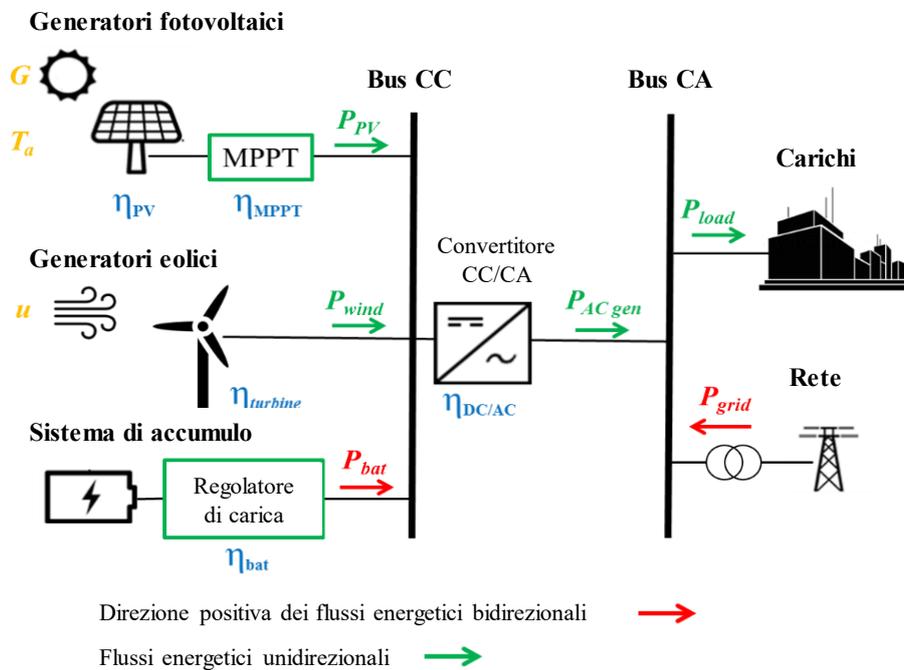


Figura 3-1: Schema a blocchi di un sistema ibrido connesso alla rete composto da generatori fotovoltaici ed eolici con accumulo

Un inverter unidirezionale fornisce l'alimentazione in CA ai carichi utente: la sua potenza nominale corrisponde alla somma delle potenze nominali dei generatori fotovoltaici ed eolici. L'accumulo non è considerato per il dimensionamento del convertitore, perché deve funzionare quando le rinnovabili non sono disponibili: in questo modo la scarica è limitata non solo dalla batteria, ma anche dalla taglia dell'inverter.

Inoltre il convertitore è unidirezionale, poiché non è consentito ricaricare l'accumulo utilizzando la rete. L'obiettivo principale di questo lavoro è massimizzare l'autosufficienza e ridurre al minimo l'uso della rete, pertanto non si considera l'utilizzo dell'accumulo per scambiare energia a prezzi diversi per trarne profitto.

Le batterie vengono caricate solo dal generatore FV e dalle turbine eoliche quando il consumo è basso. Si evitano scariche profonde scollegando l'accumulo, quando lo stato di carica raggiunge il limite inferiore (pari al 20% della sua capacità) e i carichi sono alimentati dalla rete. Un convertitore CC / CC consente di trovare il punto di massima potenza (MPP) per il sistema fotovoltaico in ogni condizione meteorologica e un convertitore CC / CC collega in modo appropriato le turbine eoliche al bus CC.

3.2 Architettura codice MATLAB

La struttura principale del codice è organizzata per step al fine di renderla più modulare possibile e facilmente analizzabile da soggetti terzi. Ogni step assolve a una funzione specifica: in primo luogo è stata realizzata una sezione (STEP#0) che comprende i vari flag di stato che caratterizzano la tipologia di ottimizzazione desiderata e le modalità di esecuzione del programma.

Nello step successivo (STEP#1) avviene l'importazione, da un file Excel, dei parametri economici ed energetici considerati di default.

Nello STEP#2 si effettua l'acquisizione delle informazioni relative ai siti di installazione (come ad esempio coordinate geografiche, rugosità del sito, popolazione) disponibili e modificabili in un file Excel denominato "database_countries.xlsx". Lo STEP#2.A contiene le informazioni relative agli impianti di generazione rinnovabile e dei sistemi di accumulo per ogni sito come

ad esempio la massima potenza installabile di un campo solare. I dati relativi ai consumi dei diversi siti di installazione vengono elaborati nello STEP#2.B mediante tre possibili modalità di importazione che verranno spiegate nel dettaglio in seguito.

Nello STEP#3 avviene il download dei dati meteo (irradianza, velocità del vento, temperatura) dal sito PVGIS in modo non interattivo utilizzando la modalità API Web.

Lo STEP#4 comprende il codice impiegato per l'implementazione del modello dell'inverter CC/CA.

Nello STEP#5 avviene la valutazione quantitativa della producibilità annuale del sistema FV, per ogni sito di installazione, sulla base delle informazioni meteo ottenute nello STEP#3. In maniera analoga, lo STEP#6 restituisce l'informazione della producibilità annuale dell'impianto eolico, elaborando in maniera opportuna i dati di targa delle turbine a disposizione e i profili del vento per la singola località.

Lo STEP#7, sulla base delle informazioni fornite dalla sezione precedentemente descritta, identifica la turbina ottimale in termini di produzione per ogni sito di installazione.

Nello STEP#8 si realizza l'estensione delle grandezze di interesse, sia lato generazione che consumo, alla vita utile dell'impianto supposta pari a 25 anni. Al fine di ottenere un accettabile livello di accuratezza delle previsioni energetiche ed economiche, il download dei dati meteo viene effettuato per il massimo intervallo di anni analizzabili disponibile sul sito PVGIS (10 anni). Per quanto concerne l'estensione del consumo per una data località è stato preso in considerazione un fattore di incremento non costante del carico, scelta fatta in accordo alle previsioni fornite dall'IEA.

Gli step#9 e #10 rappresentano il core operativo del programma. Lo STEP#9 assolve la funzione di ottimizzazione delle differenti funzioni obiettivo, ovvero massimizzazione dell'autosufficienza e del ritorno economico. La tipologia di ottimizzazione è non lineare, ad ogni iterazione fornisce un vettore di valori contenente le dimensioni degli impianti di generazione rinnovabili e del sistema di accumulo. I gradi di libertà degli elementi del vettore sono limitati da una funzione non lineare rappresentante il vincolo economico ($TIR \geq 6\%$). L'algoritmo di ottimizzazione implementato è il Sequential Quadratic Programming (SQP).

Quest'ultimo è caratterizzato da un ridotto uso della memoria garantendo efficienza, precisione e un'elevata percentuale di soluzioni accettabili, su un gran numero di problemi di test.

Concluso il processo di ottimizzazione, il vettore contenente le taglie di FV, eolico e accumulo che massimizzano la funzione obiettivo (ad esempio l'autosufficienza) rappresenta un input dello STEP#10, in cui avviene il calcolo di tutti i parametri energetici ed economici di interesse per ogni sito di installazione. Nello STEP#11 avviene il calcolo e l'esportazione delle mappe di tutte le possibili soluzioni per ogni sito di installazione, senza considerare il vincolo economico precedentemente descritto. Lo STEP#12 svolge una funzione analoga a quella dello step sopra citato, permettendo inoltre di visualizzare graficamente le mappe di tutte le soluzioni. Nello STEP#13 avviene l'esportazione, sotto forma di file Excel, dei risultati di maggiore interesse come il livello di autosufficienza, valore netto attuale alla fine della vita utile dell'impianto e il tasso interno di ritorno dell'investimento.

Nella Figura 3-2 viene riportata, in maniera sintetica, la logica della procedura di dimensionamento dei generatori. In seguito, nella Figura 3-3 si fornisce il diagramma di flusso descrittivo di tutti gli step sopra descritti. Infine, il processo di ottimizzazione viene descritto nella Figura 3-4.

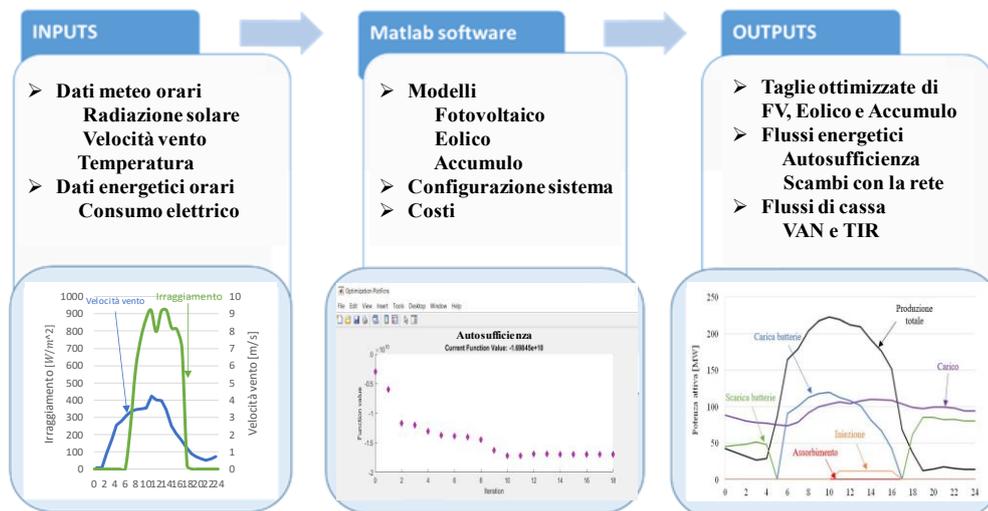


Figura 3-2: Inputs ed outputs della procedura di dimensionamento

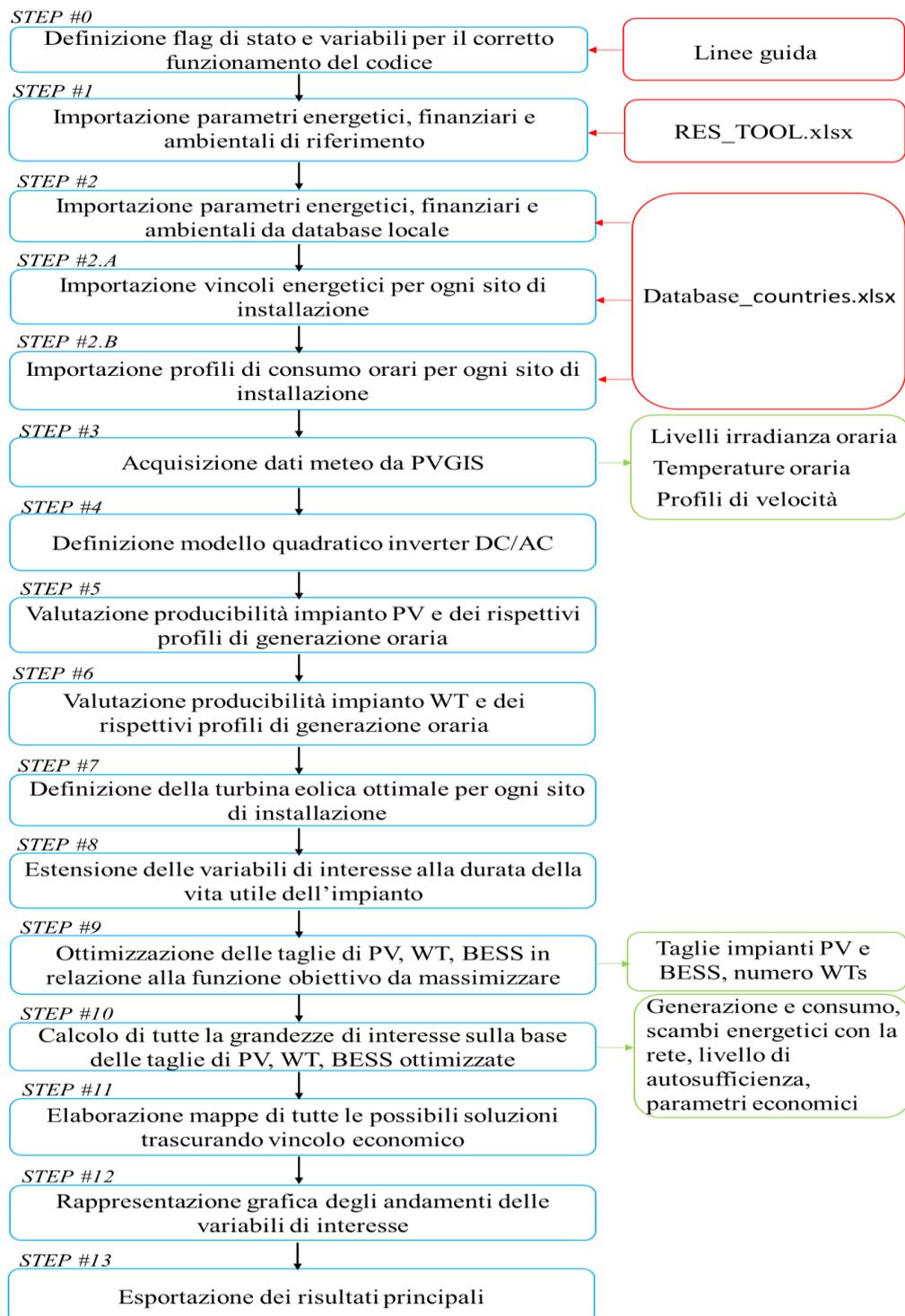


Figura 3-3: Diagramma di flusso del codice implementato per la pianificazione della generazione

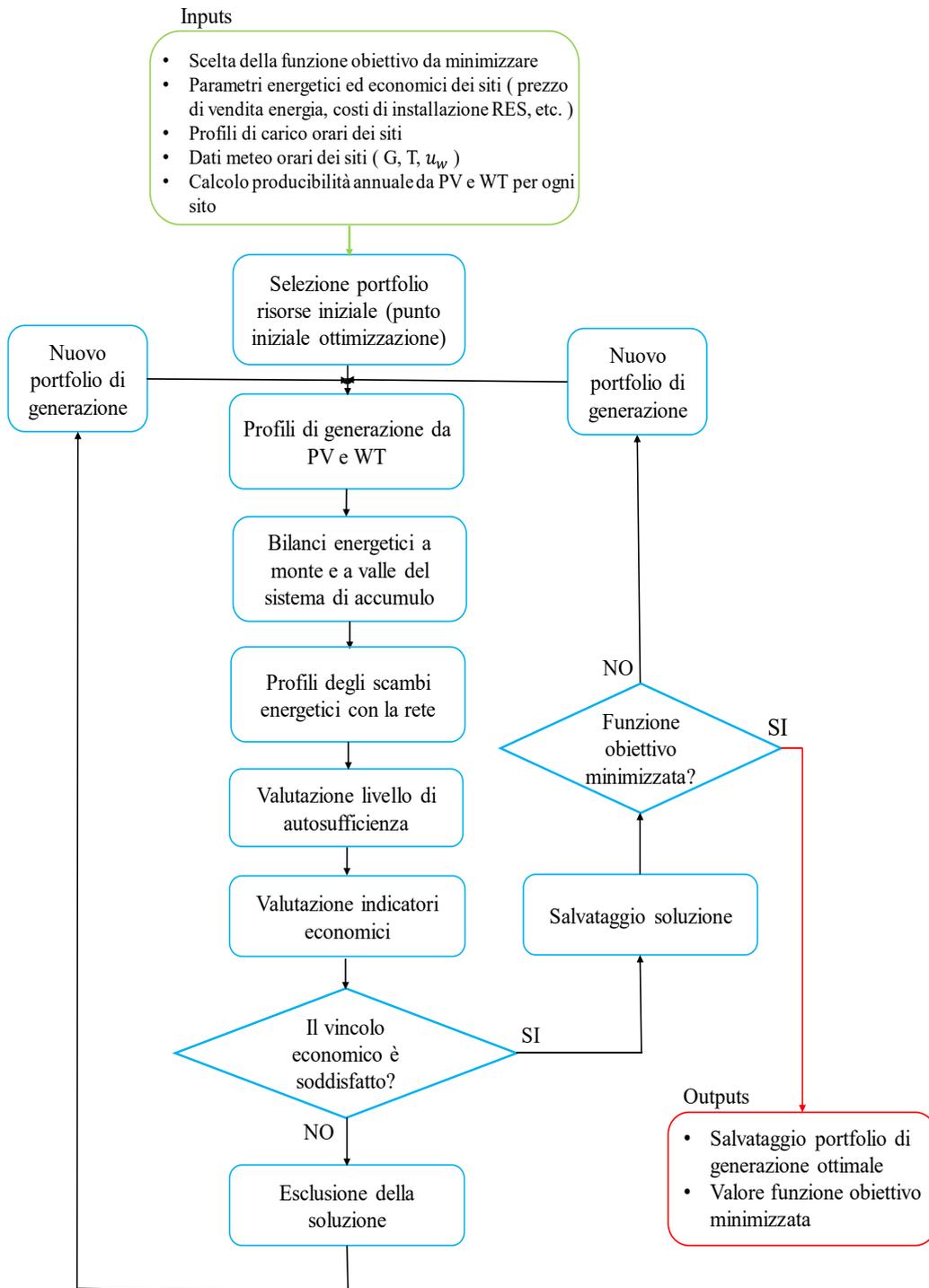


Figura 3-4: Diagramma di flusso del processo di ottimizzazione delle taglie dei generatori

3.3 Modello del fotovoltaico

La potenza assorbita dai convertitori CC/CA deriva dai profili di irradianza reali forniti dal sito PVGIS per la località analizzata. Le tipologie dei moduli FV impiegati sono ad asse fisso e ad inseguimento. L'acquisizione dei dati meteo da PVGIS avviene in maniera non iterativa (API), gli input richiesti sono forniti definendo in maniera opportuna l'URL da eseguire. Nel caso di impianto FV ad asse fisso è prevista l'ottimizzazione dell'inclinazione dei moduli e dell'azimuth, per i moduli FV ad inseguimento è possibile ottimizzare solo la loro inclinazione (azimuth variabile).

I possibili input da fornire al sito attraverso l'URL sono:

- Latitudine e longitudine del sito di installazione in gradi decimali;
- Primo e ultimo anno di analisi delle grandezze orarie fornite dal sito;
- Tipologia di modulo FV;
- Richiesta di ottimizzazione inclinazione ed orientamento moduli FV

Le quantità $G_{STC} = 1 \text{ kW} / \text{m}^2$ e $T_{STC} = 25^\circ \text{C}$ definiscono le condizioni di prova standard (STC) alle quali viene misurata la potenza nominale di picco $P_{PV,r}$ per tutti i moduli FV commerciali. La potenza CC nel punto MPP della caratteristica corrente-tensione (I-V) si suppone proporzionale all'irradianza attraverso il rapporto $\frac{P_{PV,r}}{G_{STC}}$. Le perdite dovute allo sporco e al riflesso del vetro del modulo FV, della tolleranza e del mismatching I – V e dei cavi CC sono globalmente $\approx 8\%$.

La simulazione della potenza FV viene eseguita su base oraria: l'irradianza solare e la temperatura ambiente variano e quindi cambiano anche la potenza assorbita e le perdite termiche, mentre le altre fonti di perdite sono costanti. In conclusione, la potenza CC in ingresso è:

$$P_{DC} = P_{PV,r} \cdot \frac{G}{G_{STC}} \cdot \eta_{mix} \cdot \eta_{therm} \quad \text{Equazione 3-1}$$

$$\eta_{mix} = \eta_{dirt} \cdot \eta_{refle} \cdot \eta_{MPPT} \cdot \eta_{cable} \cdot \eta_{shade} \quad \text{Equazione 3-2}$$

Più in dettaglio, di seguito si descrivono le principali fonti di perdite.

Le perdite dovute alla temperatura sono dovute alla riduzione del potenziale elettrico della cella fotovoltaica con l'aumentare della temperatura. La potenza

dissipata rispetto alle condizioni STC è di circa $\gamma_{th} \approx 0,3 \div 0,5 \frac{\%}{^\circ C}$ a seconda delle caratteristiche del modulo fotovoltaico e della temperatura. Per stimare le perdite di temperatura, ad ogni passo temporale, la temperatura delle celle FV T_c viene stimata partendo dalla temperatura dell'aria misurata T_a con l'equazione:

$$T_c = T_a + \frac{NOCT-20}{G_{NOCT}} \cdot G \quad \text{Equazione 3-3}$$

dove:

- T_a è la temperatura dell'aria [$^\circ C$];
- NOCT è generalmente la normale temperatura operativa della cella scritta nella scheda tecnica dei moduli fotovoltaici. In questo lavoro corrisponde ad un valore tipico NOCT = 45 $^\circ C$;
- G_{NOCT} è l'irradianza solare ($800 \frac{W}{m^2}$) corrispondente alle condizioni NOCT.

Le perdite per sovratemperatura (rispetto a T_{STC}) sono calcolate da:

$$k_T = \gamma_{th} \cdot (T_c - T_{STC}) \quad \text{Equazione 3-4}$$

Le perdite dovute allo sporco si verificano a causa del deposito di polvere e altri materiali sulla superficie in vetro del modulo. Le perdite aumentano quando l'inclinazione del modulo fotovoltaico è bassa, perché la pulizia naturale effettuata dalla pioggia non è sufficiente. Nel presente lavoro si suppone che gli impianti simulati non risentano di condizioni di sporco estremo, viene quindi utilizzato un valore tipico $\eta_{dirt} = 0,98$;

Le perdite dovute alla riflessione tengono conto dell'irradianza solare riflesso dal vetro sulla parte anteriore del modulo fotovoltaico. Sono considerate perdite inevitabili e si possono considerare pari a circa il 3%. Nelle simulazioni è stato assunto un valore di $\eta_{refle} = 0,97$;

Le perdite dovute alla bassa irradianza si verificano principalmente all'alba e al tramonto, ma anche durante le giornate molto nuvolose. L'irradianza sui moduli è così bassa che l'inverter non può funzionare correttamente e si spegne. Nelle

simulazioni viene utilizzato il limite $G_{lim} = 0,0177 \frac{kW}{m^2}$, che rappresenta il livello minimo di irradianza necessaria per accendere l'inverter;

Le perdite per disadattamento sono dovute alla non uniformità delle caratteristiche I-V di moduli collegati in serie o in parallelo. Nel seguente lavoro si assume un valore di $\eta_{mis} = 0,97$.

Le perdite di Joule sono dovute alla dissipazione dell'energia elettrica in calore per effetto Joule nei cavi. Queste perdite dipendono dalla sezione trasversale e dalla lunghezza del cablaggio. Nelle simulazione le perdite Joule sono state stimate pari ad un valore medio dell'1% ($\eta_{cavo} = 0,99$).

Le perdite dovute ad ombreggiature non possono essere considerate come perdite intrinseche del sistema, ma sono dovute a cause esterne, in quanto errata progettazione. Nelle simulazioni eseguite queste perdite vengono trascurate ($\eta_{shade} = 99\%$).

3.4 Modello eolico

Per quanto riguarda la simulazione dell'energia eolica, il legame tra la velocità del vento e la potenza di uscita è fortemente non lineare. In condizioni stazionarie, la potenza meccanica convertita da una turbina eolica ad asse orizzontale è una funzione cubica della velocità del vento e può essere espressa come in:

$$P_{mec} = \frac{1}{2} \cdot \rho_{air} \cdot A \cdot u_W^3 \cdot C_p(\lambda, \beta) \quad \text{Equazione 3-5}$$

- $\rho_{air} \approx 1,225 \frac{kg}{m^3}$ (a 15 ° C e 1 atm) è la densità dell'aria;
- A è l'area spazzata del disco del rotore (perpendicolare alla velocità del vento), funzione della lunghezza della pala R;
- $u_W \left(\frac{m}{s}\right)$ è la velocità del vento, all'altezza z del mozzo del rotore, che passa attraverso l'area spazzata;
- $C_p(\lambda, \beta)$ è il coefficiente di potenza, cioè il rapporto tra la potenza convertita e la potenza disponibile ed è funzione del rapporto punta-velocità λ e dell'angolo di inclinazione della pala β .

I produttori forniscono la scheda tecnica delle turbine eoliche con la correlazione "velocità del vento-potenza in uscita". Questa correlazione empirica permette di calcolare la potenza CA in uscita, in funzione della velocità del vento all'altezza del mozzo: questa è la procedura utilizzata nella mia tesi. Un esempio di questo tipo di correlazione è mostrato nella Figura 3-5: corrisponde ad una turbina con una potenza nominale di 850 kW, un intervento di 3 m / se un disinserimento di 25 m / s. I dati sono generalmente forniti come un elenco discreto di punti e li interpolo linearmente per calcolare la produzione di energia eolica minuto per minuto durante tutto l'anno.

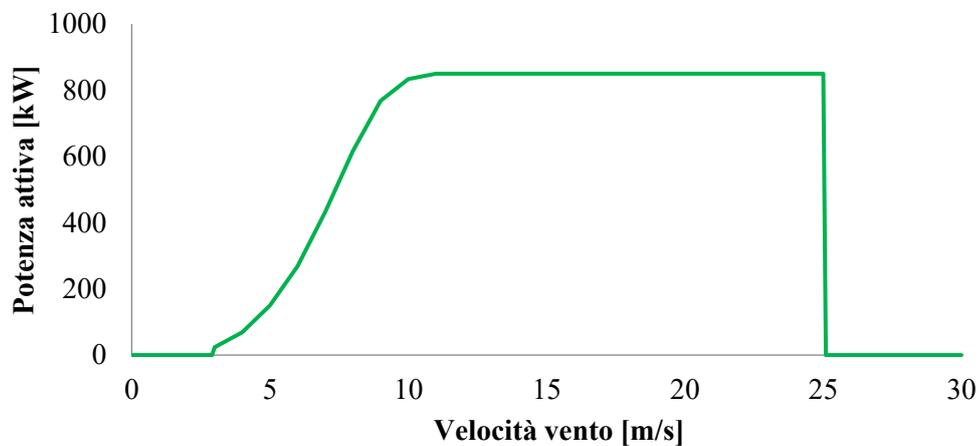


Figura 3-5: Correlazione "Velocità del vento - Potenza CA" di una turbina eolica

Le turbine eoliche commerciali a velocità variabile presentano una curva "Velocità del vento – Potenza in uscita CA" caratterizzata da tre zone. La prima zona per velocità del vento medio-bassa ($4-9 \frac{m}{s}$) è una funzione cubica; la seconda zona è una funzione quasi lineare prossima alla velocità del vento nominale ($10-14 \frac{m}{s}$); la terza zona è una potenza costante uguale alla potenza nominale nella porzione dalla velocità del vento nominale alla velocità del vento di spegnimento ($15-25 \frac{m}{s}$). Ovviamente è necessario trasferire i dati all'altezza del mozzo della turbina utilizzando la formula logaritmica:

$$u_w(z) = u_{ref} \frac{\ln\left(\frac{z}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{z_{ref}}{z_0}\right)} \quad \text{Equazione 3-6}$$

- u_w è la velocità del vento ($\frac{m}{s}$) all'altezza z del mozzo (m);
- u_{ref} è la velocità del vento di riferimento ($\frac{m}{s}$) misurata dalla stazione meteorologica installata all'altezza z_{ref} (nell'opera presente è pari a 3 m);
- z_0 è la lunghezza della rugosità (es. 0,1 m per terreni agricoli con alcune case) [68].

Per confrontare le prestazioni di diverse turbine eoliche commerciali per il sito considerato, è opportuno calcolare la sua efficienza globale η_{WT}^{glob} (che consiste nelle tecnologie di conversione meccanica ed elettrica) come di seguito definito:

$$\eta_{WT}^{glob} = \frac{P_{el}^{WT}}{0.5 \cdot \rho_{air} \cdot A \cdot u_w^3} \quad \text{Equazione 3-7}$$

3.5 Modello della batteria

Un corretto modello di accumulo è fondamentale per valutare energia e flussi di cassa. Esistono molti modelli elettrici e ognuno permette di simularne il funzionamento con un diverso livello di precisione, i più sofisticati consentono di determinare tutti i parametri più rilevanti come, ad esempio, lo stato di carica (SOC) e il numero di cicli effettuati dal sistema di accumulo.

Il SOC, calcolato con frequenza oraria e confrontato ai limiti (SOCmin e SOCmax), viene utilizzato per calcolare quanta energia è immagazzinata o può essere immagazzinata nella batteria avente capacità nominale $C_{storage}$.

Il modello della batteria utilizza come dati in input le seguenti variabili, tutte valutate con frequenza oraria:

- Potenza media generata dai generatori FV ed eolici;
- Potenza media assorbita dal carico;
- Potenza media della batteria utilizzata lato CC
- Stato di carica della batteria considerata inizialmente carica.

Il procedimento che si è utilizzato per valutare i bilanci energetici a valle del sistema di accumulo e di conseguenza, anche i profili di scarica e carica, è possibile suddividerlo in diversi step.

Di seguito viene descritto attraverso un flowchart (Figura 3-6), il quale fornisce una visione d’insieme del modello, per poi passare ad una descrizione specifica dei vari step.

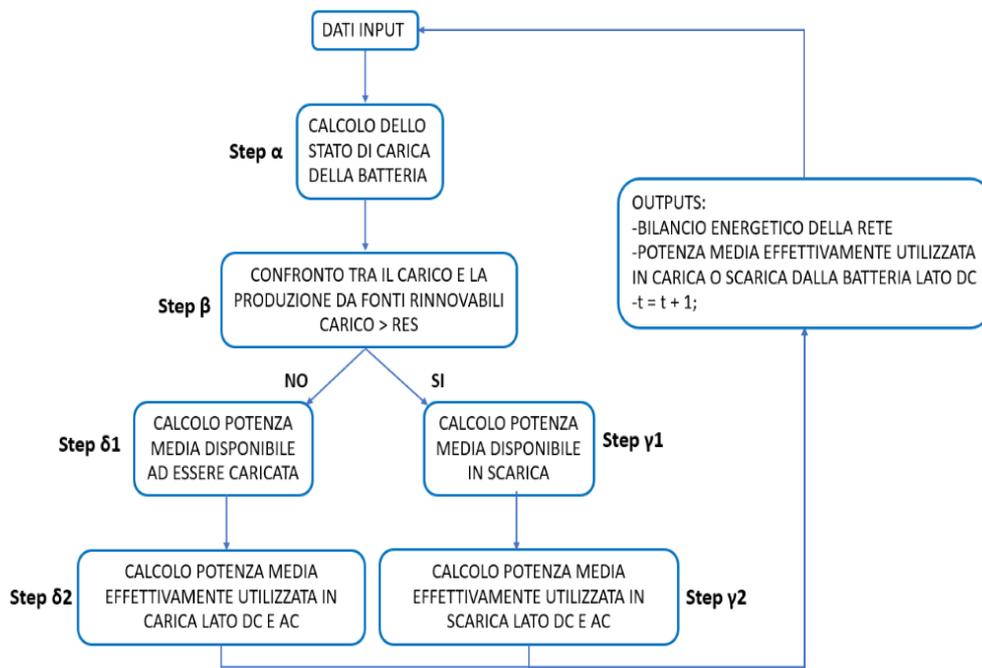


Figura 3-6: Diagramma di flusso del funzionamento del sistema di accumulo

STEP α: Calcolo dello stato di carica della batteria

Il calcolo del SOC (*State Of Charge*) è un passaggio fondamentale del processo, in quanto restituisce la percentuale di carica della batteria e permette quindi di sapere quanta energia scaricabile si ha ancora a disposizione e quanta se ne può caricare. La formula utilizzata in questo caso è la seguente:

$$SOC(t) = SOC(t - 1) - \frac{P_{batt,DC}(t-1)}{C_{storage}} \tag{Equazione 3-8}$$

dove:

- $P_{batt,DC}(t - 1)$ è la potenza media della batteria utilizzata in carica o scarica in kWh, che all'istante iniziale della simulazione ovviamente è nulla;
- $C_{storage}$ è la capacità totale della batteria in kWh;
- SOC viene inizializzato (a $t = 0$) al valore del 100%.

STEP β : Confronto tra la potenza assorbita dal carico e quella generata da fonti rinnovabili

Mettendo a confronto, per ogni ora, il carico con la produzione da rinnovabili calcolata precedentemente è possibile valutare la potenza media richiesta o ceduta alla rete come differenza fra generazione e carico.

A seconda del valore risultante dal confronto orario sopra descritto è possibile distinguere i casi di scarica e carica della batteria. In particolare il significato dei segni è il seguente:

- negativo se corrisponde ad una scarica, ovvero assorbimento dalla batteria;
- positivo se invece corrisponde ad una carica della batteria, o qualora essa sia già carica, ad una cessione di energia alla rete.

Nel caso di scarica ($P_{ren}(t) < P_{load}(t)$) si valuterà l'energia al netto del rendimento di scarica che viene così calcolata:

$$P_{net}(t) = P_{ren}(t) - P_{load}(t) \quad \text{Equazione 3-9}$$

$$P_{net,disc}(t) = \frac{P_{net}}{\eta_{discharge}} \quad \text{Equazione 3-10}$$

In questa relazione la potenza netta viene maggiorata, dividendola per il rendimento di scarica, per tenere conto dell'energia che andrà persa nella conversione. Il concetto base è che si farà un utilizzo maggiore di energia all'interno della batteria per rispettare la richiesta del carico.

Viceversa, nel caso di carica ($P_{ren}(t) > P_{load}(t)$):

$$P_{net,char}(t) = P_{net}(t) * \eta_{charge} \quad \text{Equazione 3-11}$$

In questo caso la $P_{net}(t)$ viene moltiplicata per un fattore di rendimento, e ciò indica che per caricare la batteria di un certo valore $P_{net,char}(t)$ servirà una quantità di energia generata da fonti rinnovabili maggiore. Questo surplus di energia non caricherà obbligatoriamente la batteria. Infatti qualora fosse già carica il valore di P_{net} sarà ceduto alla rete.

Eseguito il calcolo del $SOC(t)$, e fatto il confronto tra l'energia generata e quella assorbita dal carico, il flowchart si divide in due casi: STEP γ 1(scarica) e STEP δ 1(carica).

STEP γ 1: Calcolo potenza media disponibile in scarica

In questo step si procede al calcolo della potenza media all'interno della batteria che è disponibile alla scarica, ossia non si considera ancora il rendimento di conversione nel passaggio dal lato CC a quello CA. La relazione utilizzata è la seguente:

$$P_{available,disc}(t) = [SOC(t) - SOC_{min}] * C_{storage} \quad [kWh] \quad \text{Equazione 3-12}$$

dove:

- $P_{available,disc}(t)$ è la potenza media disponibile in scarica della batteria in kWh al lordo del rendimento di conversione;
- SOC_{min} è lo stato di carica minimo sotto il quale si potrebbero verificare fenomeni di invecchiamento e degradazione della batteria.

STEP γ 2: Calcolo potenza media effettivamente utilizzata in scarica lato CC e CA

Non tutta l'energia calcolata nello step precedente dovrà essere utilizzata, e ciò dipende da tre diversi fattori, seguendo questo tipo di relazione:

$$P_{batt,DC}(t) = \min(P_{available,disc}(t); -P_{net,disc}(t); P_{lim}) \quad \text{Equazione 3-13}$$

Dove P_{lim} è la potenza massima che può essere assorbita o erogata dalle batterie, parametro fornito dal costruttore all'interno del datasheet. In questo modo si calcola l'energia della batteria che effettivamente verrà utilizzata per soddisfare il fabbisogno del carico. Nel caso molto comune in cui la potenza media richiesta

dal carico al netto delle perdite, $P_{net,disc}(t)$, superi la P_{lim} e la $P_{available,disc}(t)$, per soddisfare l'utenza la batteria sarà obbligata ad erogare il minimo tra questi ultimi due valori, il resto verrà acquisito dalla rete elettrica. A questo punto per determinare l'energia effettivamente erogata sul lato CA si utilizza la relazione:

$$P_{batt,AC}(t) = P_{batt,DC}(t) * \eta_{discharge} \quad \text{Equazione 3-14}$$

Di seguito viene descritto un esempio numerico:

$P_{available,disc}(t)$	$P_{net,disc}(t)$	P_{lim}	$\eta_{discharge}$
100 kWh	-180 kWh	150 kWh	0,9

Da cui risulta:

$$P_{batt,DC}(t) = \min(P_{available,disc}(t) ; -P_{net,disc}(t) ; P_{lim})$$

$$P_{batt,DC}(t) = P_{available,disc}(t) = 100 \text{ kWh}$$

$$P_{presa\ dalla\ rete}(t) = (-P_{net,disc}(t) - P_{available,disc}(t)) * \eta_{discharge} = 72 \text{ kWh}$$

STEP $\delta 1$: Calcolo potenza media disponibile in carica

A differenza dello STEP $\gamma 1$ si andrà a valutare il caso della carica. La relazione da utilizzare è simile seppur con l'introduzione di un nuovo termine:

$$P_{available,char}(t) = [SOC_{max} - SOC(t)] * C_{storage} \quad \text{Equazione 3-15}$$

dove:

- $P_{available,char}(t)$ è la potenza media disponibile ad essere caricata nella batteria in kWh al lordo del rendimento di conversione, in altre parole è l'energia che serve alla batteria per essere totalmente carica;
- SOC_{max} è lo stato di carica massimo pari al 100% di carica.

STEP $\delta 2$: Calcolo potenza media effettivamente utilizzata in carica lato CC e CA

Come già accennato non tutta l'energia che arriva dal disavanzo tra questa relazione $P_{ren}(t) - P_{load}(t)$ finirà nella batteria, per via del rendimento di conversione. Quindi facendo sempre attenzione a rispettare i vincoli imposti dalle caratteristiche tecniche della batteria, la relazione utilizzata in questo caso è:

$$P_{batt,DC}(t) = -\min(P_{available,char}(t); P_{net,char}(t); P_{lim}) \quad \text{Equazione 3-16}$$

Il segno negativo riflette il significato fisico secondo cui la $P_{batt,DC}(t)$ è un'energia entrante nel sistema (essendo $\delta 2$ sotto caso di carica).

Nel caso specifico di carica del sistema di accumulo sono possibili 3 diversi sotto casi. Di seguito si riportano gli esempi numeri per evidenziare tutte le possibili situazioni.

Nel primo sotto caso si verifica che l'energia interna utile a raggiungere la carica massima è minore di quella fornita dalle rinnovabili, di conseguenza la batteria sarà caricata del valore $P_{available,char}(t)$ mentre il resto sarà ceduto alla rete.

$P_{available,char}(t)$	$P_{net,char}(t)$	P_{lim}	η_{charge}
100 kWh	140 kWh	150 kWh	0,9

Da cui risulta:

$$P_{batt,DC}(t) = -\min(P_{available,char}(t); P_{net,char}(t); P_{lim})$$

$$P_{batt,DC}(t) = P_{available,char}(t) = -100 \text{ kWh}$$

$$P_{ceduta\ alla\ rete}(t) = \frac{(P_{available,char}(t) + P_{net,char}(t))}{\eta_{charge}} = 44.4 \text{ kWh}$$

In quest'altro sotto caso è l'energia fornita dalle rinnovabili ad essere la minore pertanto il sistema utilizzerà in toto questa energia per caricare la batteria e la

cessione di energia alla rete risulta nulla. Dal valore di $P_{available,char}(t)$ si evince che per raggiungere la carica massima serviranno altri 60 kWh.

$P_{available,char}(t)$	$P_{net,char}(t)$	P_{lim}	η_{charge}
200 kWh	140 kWh	150 kWh	0,9

Da cui risulta:

$$P_{batt,DC}(t) = -\min(P_{available,char}(t); P_{net,char}(t); P_{lim})$$

$$P_{batt,DC}(t) = P_{available,char}(t) = -140 \text{ kWh}$$

$$P_{ceduta\ alla\ rete}(t) = 0 \text{ kWh}$$

Nel terzo ed ultimo sotto caso è il limite interno alla batteria ad essere il minore quindi dei 180 kWh forniti dalle rinnovabili, 150 kWh vengono utilizzati per la carica e gli altri sono ceduti alla rete.

$P_{available,char}(t)$	$P_{net,char}(t)$	P_{lim}	η_{charge}
200 kWh	180 kWh	150 kWh	0,9

Da cui risulta:

$$P_{batt,DC}(t) = -\min(P_{available,char}(t); P_{net,char}(t); P_{lim})$$

$$P_{batt,DC}(t) = P_{available,char}(t) = -150 \text{ kWh}$$

$$P_{ceduta\ alla\ rete}(t) = \frac{(P_{lim} + P_{net,char}(t))}{\eta_{charge}} = 33.3 \text{ kWh}$$

Trovata l'energia effettivamente utilizzata in carica dal lato CC) è necessario dividere tale valore per il rendimento di carica per trovare così l'energia che in realtà si dovrebbe richiedere al lato CA:

$$P_{batt,AC}(t) = \frac{P_{batt,DC}(t)}{\eta_{charge}}$$

Equazione 3-17

A questo punto, ottenuto l'output $P_{batt,AC}(t)$ nel caso di carica e scarica, si riesegue il bilancio energetico come segue:

$$P_{net}(t) = P_{ren}(t) + P_{batt,AC}(t) - P_{load}(t) \quad \text{Equazione 3-18}$$

Tale bilancio fornisce il comportamento del sistema di produzione di energia tramite rinnovabili con integrata una batteria di accumulo. Altro output fornito dal processo è la $P_{batt,DC}(t)$, utile allo STEP α per il calcolo del SOC e quindi a tutto il ciclo iterativo.

3.6 Gestione del sistema di accumulo

In casi reali, lo stoccaggio può essere utilizzato per acquistare energia dalla rete, quando il suo costo è minimo (ad esempio, durante la notte), e venderla a un costo maggiore per guadagnare denaro. Tuttavia, l'obiettivo principale di questo lavoro è aumentare l'uso di energia da fonti rinnovabili locali, non guadagnare denaro dal commercio di energia prodotta da combustibili fossili da centrali elettriche centralizzate tradizionali. Per questo motivo, l'energia dalla rete viene assorbita solo quando il carico è superiore alla produzione da fotovoltaico ed eolico e la rete non viene utilizzata per ricaricare l'accumulo. Se invece avviene la generazione rinnovabile, vengono alimentati i primi carichi, poi, se c'è surplus, viene addebitato lo stoccaggio. Pertanto, viene installato un inverter CC / CA monodirezionale, poiché la direzione del flusso di energia è sempre da CC (generatori o accumulo) a lato CA (carichi locali).

La taglia di questo generatore corrisponde alla somma dei generatori fotovoltaici ed eolici, mentre non si tiene conto dell'accumulo: la capacità del convertitore è limitata alla taglia dei generatori, al fine di limitare la massima produzione e rendere più omogeneo il suo profilo. In questo modo non è possibile che la scarica della batteria avvenga quando la generazione rinnovabile è già massima, ma l'accumulo verrà utilizzato per alimentare i carichi, solo quando FV ed eolico diminuiranno la loro produzione al di sotto della capacità nominale dell'inverter. Il simulatore calcola i flussi energetici a partire dalla produzione rinnovabile. In primo luogo, la potenza (considerata costante minuto per minuto) da fonti rinnovabili viene calcolata dall'irradianza solare, dalla velocità del vento e dalla temperatura dell'aria secondo i modelli descritti nei paragrafi successivi.

Quindi si confronta la produzione con il carico e si valuta l'utilizzo dell'accumulo e della rete. In particolare, lo stoccaggio è il punto chiave: può essere vuoto ($SOC \leq SOC_{min}$), parzialmente scarico ($SOC_{min} \leq SOC < SOC_{max}$) o carico ($SOC = SOC_{max}$). Il sistema di controllo verifica se c'è un deficit energetico o un surplus da fonti rinnovabili (rispetto al carico), verifica il SOC di accumulo e decide se la batteria deve essere utilizzata e quanto può essere caricata o scaricata. Se l'accumulo non è sufficiente per gestire la potenza nel sistema locale, viene utilizzata la rete.

A fronte di questa logica si possono verificare 6 diversi casi:

- Caso #1: La produzione da rinnovabili è superiore al consumo $E_{ren} \geq E_{load}$ e il sistema di accumulo è completamente carico $SOC = SOC_{max}$;
- Caso #2: La produzione da rinnovabili è inferiore al consumo $E_{ren} < E_{load}$ e il sistema di accumulo è completamente carico $SOC = SOC_{max}$;
- Caso #3: La produzione da rinnovabili è superiore al consumo $E_{ren} \geq E_{load}$ e il sistema di accumulo è completamente scarico $SOC = SOC_{min}$;
- Caso #4: : La produzione da rinnovabili è inferiore al consumo $E_{ren} < E_{load}$ e il sistema di accumulo è completamente scarico $SOC = SOC_{min}$;
- Caso #5: La produzione da rinnovabili è inferiore al consumo $E_{ren} < E_{load}$ e il sistema di accumulo è parzialmente carico $SOC_{min} < SOC < SOC_{max}$;
- Caso #6: La produzione da rinnovabili è inferiore al consumo $E_{ren} \geq E_{load}$ e il sistema di accumulo è parzialmente carico $SOC_{min} < SOC < SOC_{max}$;

La simulazione inizia dalla prima ora dell'anno con uno storage completamente carico ($SOC = 100\%$); al termine della simulazione, lo stato di carica viene aggiornato e questo valore è un input per la simulazione relativa all'ora successiva. Tutte le altre grandezze (generazione di energia e carichi) sono indipendenti dal bilancio energetico delle ore precedenti. In ogni caso viene utilizzata la convenzione del segno dei generatori. Nella Figura 3-7 è riportato il diagramma di flusso riassuntivo dei diversi casi possibili, i quali verranno poi analizzati singolarmente.

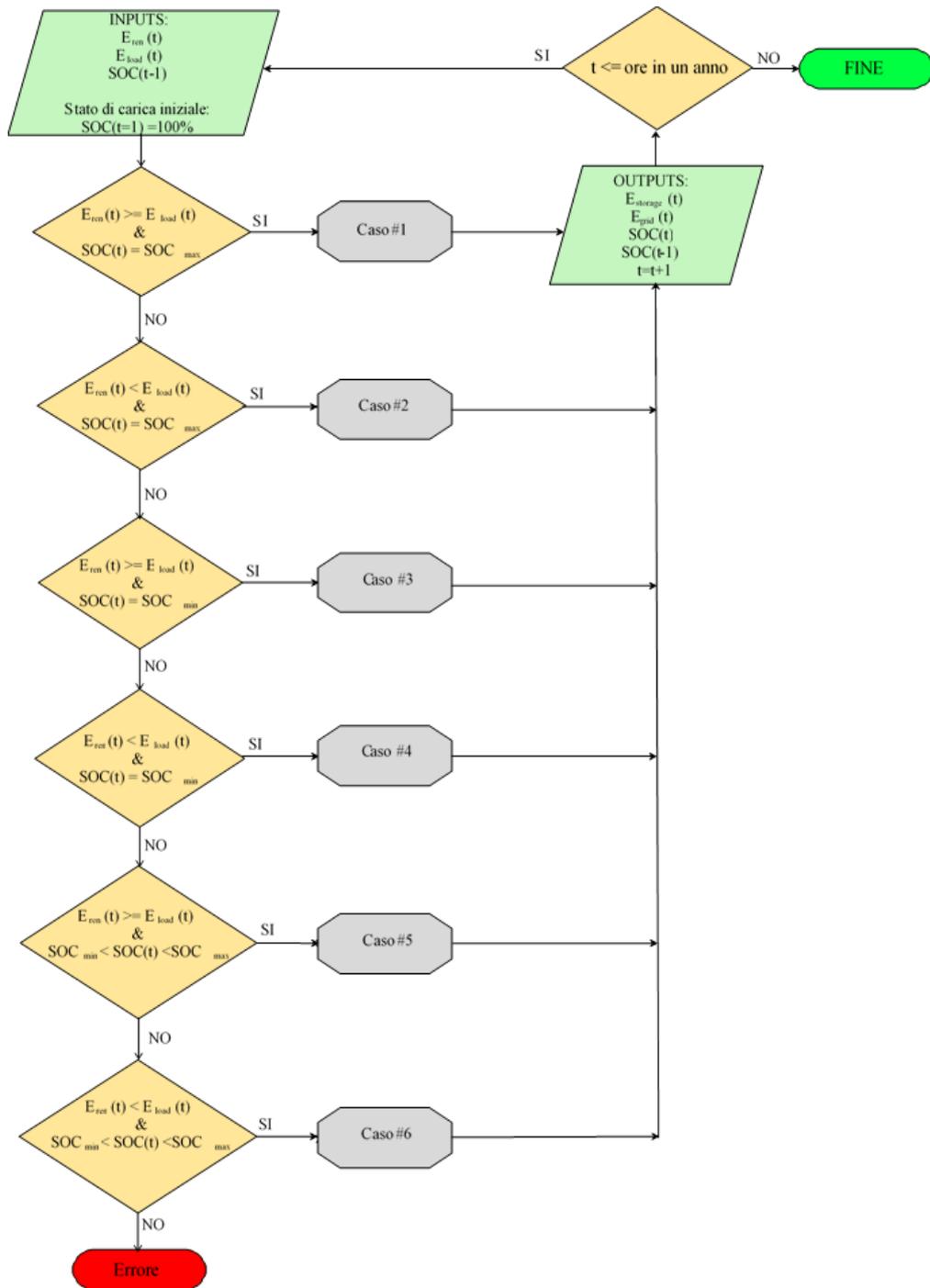


Figura 3-7: Gestione del sistema di accumulo, scelta dei possibili casi

Caso #1: : La produzione da rinnovabili è superiore al consumo $E_{ren} \geq E_{load}$ e il sistema di accumulo è completamente carico $SOC = SOC_{max}$

Nel Caso #1, la generazione da fonti rinnovabili è superiore al carico $E_{ren} \geq E_{load}$ e lo stoccaggio è pieno $SOC = SOC_{max}$. Tutto il carico viene quindi alimentato da fotovoltaico ed eolico e il surplus di energia, corrispondente alla differenza

$E_{ren} - E_{load}$, viene immesso in rete, perché l'accumulo è già pieno: $E_{grid} = E_{load} - E_{ren}$

$$E_{storage} = 0$$

Di conseguenza lo stato di carica resta invariato rispetto l'ora precedente: $SOC(t+1) = SOC(t) = SOC_{max}$. Il diagramma di flusso nella Figura 3-8 mostra la procedura di definizione del bilancio energetico:

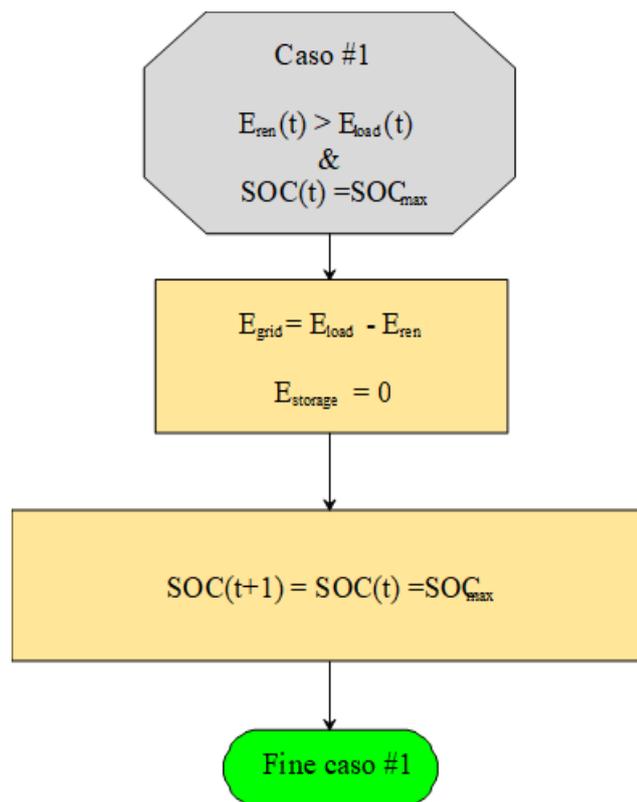


Figura 3-8: Diagramma di flusso del caso #1

Caso #2: La produzione da rinnovabili è inferiore al consumo $E_{ren} < E_{load}$ e il sistema di accumulo è completamente carico $SOC = SOC_{max}$

Nel Caso #1, la generazione da fonti rinnovabili è inferiore al carico $E_{ren} < E_{load}$ e lo stoccaggio è pieno $SOC = SOC_{max}$. Pertanto, tutto il carico non può essere alimentato solo da fonti fotovoltaiche ed eoliche e il deficit energetico, corrispondente alla differenza $E_{ren} - E_{load}$, deve essere assorbito dall'accumulo e dalla rete. Questo caso è più difficile, rispetto al precedente, perché lo stoccaggio funziona e deve essere simulato. In particolare, devono essere considerati i limiti di energia e potenza (Figura 3-9). Il primo limite nell'utilizzo dell'accumulo è la potenza massima che può essere assorbita o iniettata nelle batterie $E_{max, power}$: è un valore definito nel datasheet del dispositivo per preservare la durata della batteria. Infatti, una carica o scarica troppo rapida può danneggiare le batterie. In molti casi, la potenza massima che può essere assorbita dalle batterie è inferiore a quella di iniezione (la carica deve essere più lenta della scarica). Il software accetta due diversi limiti come input. Il secondo limite è l'energia massima che può essere fornita in un'ora dall'accumulo carico ed è funzione di SOC_{max} e SOC_{min} :

$$E_{storage, discharge} = (SOC_{max} - SOC_{min}) \cdot C_{storage}$$

dove $C_{storage}$ è la capacità nominale del sistema di accumulo.

I due limiti (E_{max_power} and $E_{storage, discharge}$) vengono confrontati e si utilizza il minore tra i due:

$$E_{limit} = \min(E_{storage, discharge}, E_{max, power})$$

Dopo la definizione della massima energia E_{max_power} scaricabile dal sistema di accumulo, questo valore viene confrontato con la richiesta di energia $E_{ren} - E_{load}$:

- se l'energia richiesta alle batterie è inferiore al limite $E_{ren} - E_{load} < E_{limit}$, l'accumulo aiuta ad alimentare completamente i carichi e non è necessario l'utilizzo della rete

$$E_{load} = E_{ren} + E_{storage}$$

$$E_{grid} = 0$$

- se l'energia richiesta alle batterie è superiore al limite $E_{ren} - E_{load} > E_{max_power}$, l'accumulo non può aiutare ad alimentare completamente i

carichi. La sua energia corrisponde al limite e la parte restante è fornita dalla rete: $E_{grid} = E_{load} - E_{ren} - E_{storage}$.

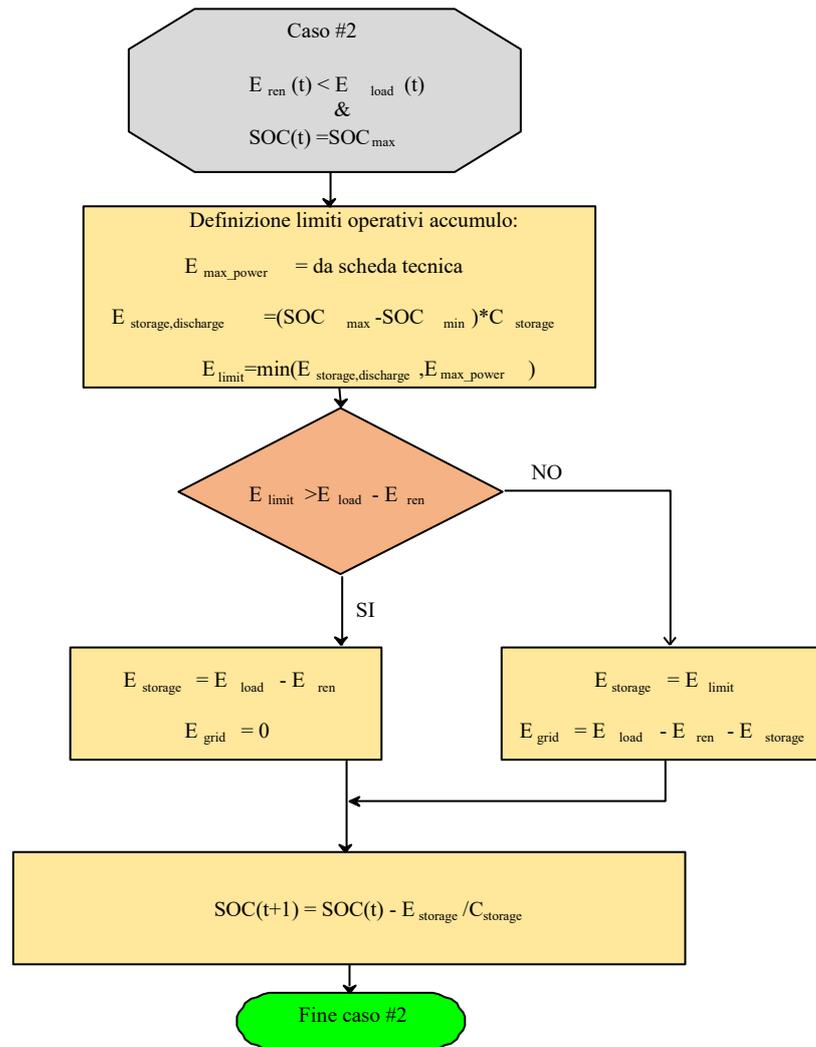


Figura 3-9: Diagramma di flusso del caso #2

Lo stato di carica SOC diminuisce in seguito alla scarica di energia:

$$SOC(t + 1) = SOC(t) - \frac{E_{storage}}{C_{storage}} \tag{3-1}$$

Caso #3: La produzione da rinnovabili è superiore al consumo $E_{ren} \geq E_{load}$ e il sistema di accumulo è completamente scarico $SOC = SOC_{min}$

Nel caso #3, la generazione da fonti rinnovabili è superiore al carico $E_{ren} \geq E_{load}$ e lo stoccaggio è vuoto $SOC \leq SOC_{min}$ (Figura 3-10). In questo modo tutto il carico è alimentato da FV ed eolico e il surplus di energia, corrispondente alla differenza $E_{ren} - E_{load}$, potrebbe essere utilizzato per ricaricare l'accumulo vuoto. Come nei casi precedenti, la ricarica è limitata dai vincoli della batteria in termini di potenza ed energia: il limite di potenza $E_{max, power}$ è lo stesso del caso #2 ed è definito nella scheda tecnica. Il secondo limite è l'energia massima che può essere iniettata in un minuto nell'accumulo vuoto.

Dopo la definizione della massima energia E_{max_power} che può essere scaricata dallo stoccaggio, questo valore può essere confrontato con il surplus delle rinnovabili $E_{ren} - E_{load}$:

- se l'energia richiesta alle batterie è inferiore al limite $E_{ren} - E_{load} < E_{limit}$, quindi l'accumulo aiuta ad alimentare completamente i carichi e la rete non è necessaria:

$$E_{storage} = E_{load} - E_{ren}$$

$$E_{grid} = 0$$

- se l'energia richiesta alle batterie è superiore al limite $E_{ren} - E_{load} > E_{max_power}$, quindi l'accumulo non può aiutare ad alimentare completamente i carichi. La sua energia corrisponde al limite e la parte restante è fornita dalla rete:

$$E_{grid} = E_{load} - E_{ren} - E_{storage}$$

$$E_{storage} = E_{limit}$$

Lo stato di carica SOC aumenta grazie all'eccesso di generazione:

$$SOC(t + 1) = SOC(t) - \frac{E_{storage}}{C_{storage}}$$

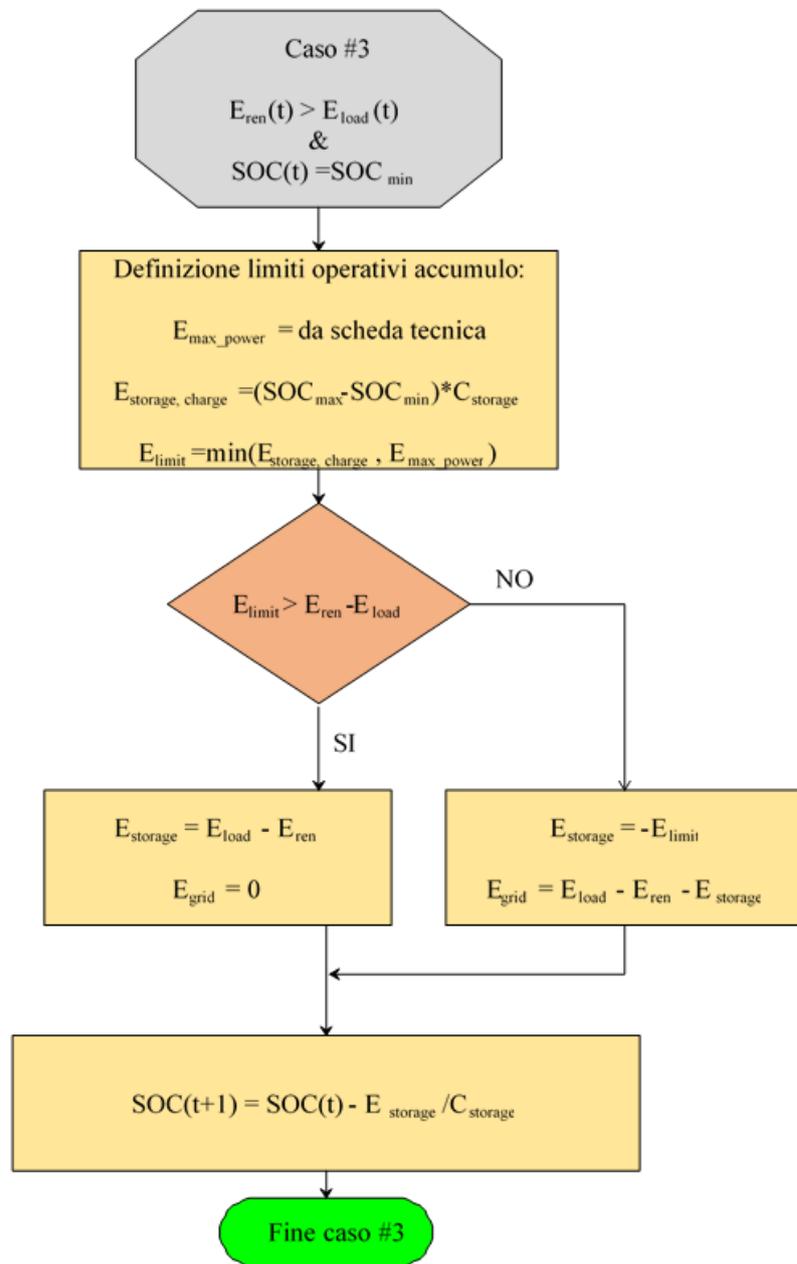


Figura 3-10: Diagramma di flusso del caso #3

Caso #4: La produzione da rinnovabili è inferiore al consumo $E_{ren} < E_{load}$ e il sistema di accumulo è completamente scarico $SOC = SOC_{min}$;

Nel caso #4 (Figura 3-11), la generazione risultante da fonti rinnovabili è inferiore al carico $E_{ren} < E_{load}$ e lo stoccaggio è vuoto $SOC = SOC_{min}$. In questo modo parte del carico è alimentato da FV ed eolico e il deficit energetico, corrispondente alla differenza $E_{ren} - E_{load}$, viene assorbito dalla rete. Questo caso è più semplice dei precedenti, perché l'accumulo è vuoto e non funziona:

$$E_{grid} = E_{load} - E_{ren}$$

$$E_{storage} = 0$$

Di conseguenza lo stato di carica resta invariato: $SOC(t+1) = SOC(t) = SOC_{min}$.

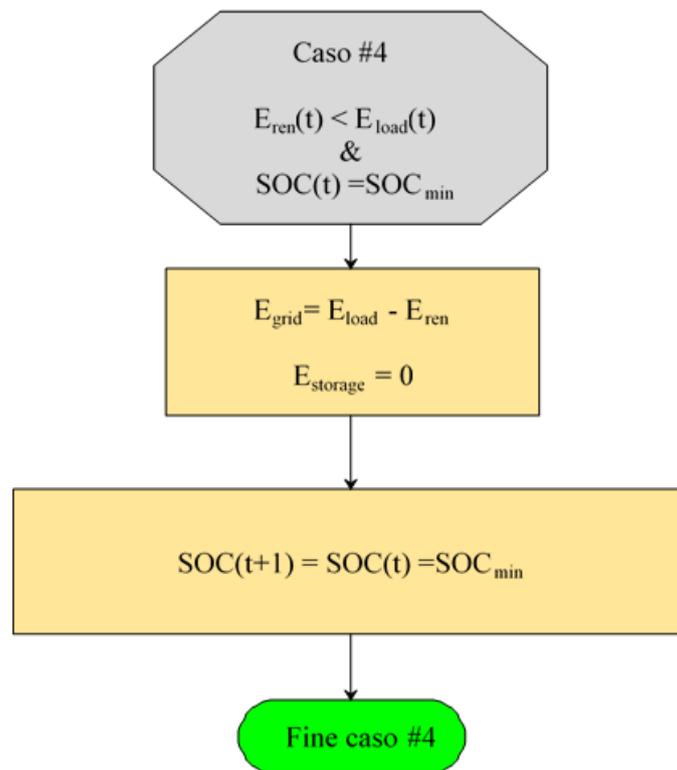


Figura 3-11: Diagramma di flusso del caso #4

Caso #5: La produzione da rinnovabili è inferiore al consumo $E_{ren} < E_{load}$ e il sistema di accumulo è parzialmente carico $SOC_{min} < SOC < SOC_{max}$

Nel caso #5 (Figura 3-12), la generazione risultante da fonti rinnovabili è inferiore al carico $E_{ren} < E_{load}$ e lo stoccaggio è parzialmente pieno $SOC_{min} < SOC < SOC_{max}$. Pertanto, tutto il carico non può essere alimentato solo da fonti fotovoltaiche ed eoliche e il deficit energetico, corrispondente alla differenza $E_{load} - E_{ren}$, viene assorbito dall'accumulo e dalla rete. Come nel caso #2, vengono considerati i limiti di energia e potenza: E_{max_power} è definito nella scheda tecnica delle batterie e l'energia massima che può essere fornita in un minuto dall'accumulo è funzione di SOC (t):

$$E_{storage,discharge} = (SOC(t) - SOC_{min}) \cdot C_{storage}$$

Si confrontano i due limiti (E_{max_power} e $E_{storage,discharge}$) in operazione di stoccaggio, si considera il minimo e si applica la stessa procedura del caso #2.

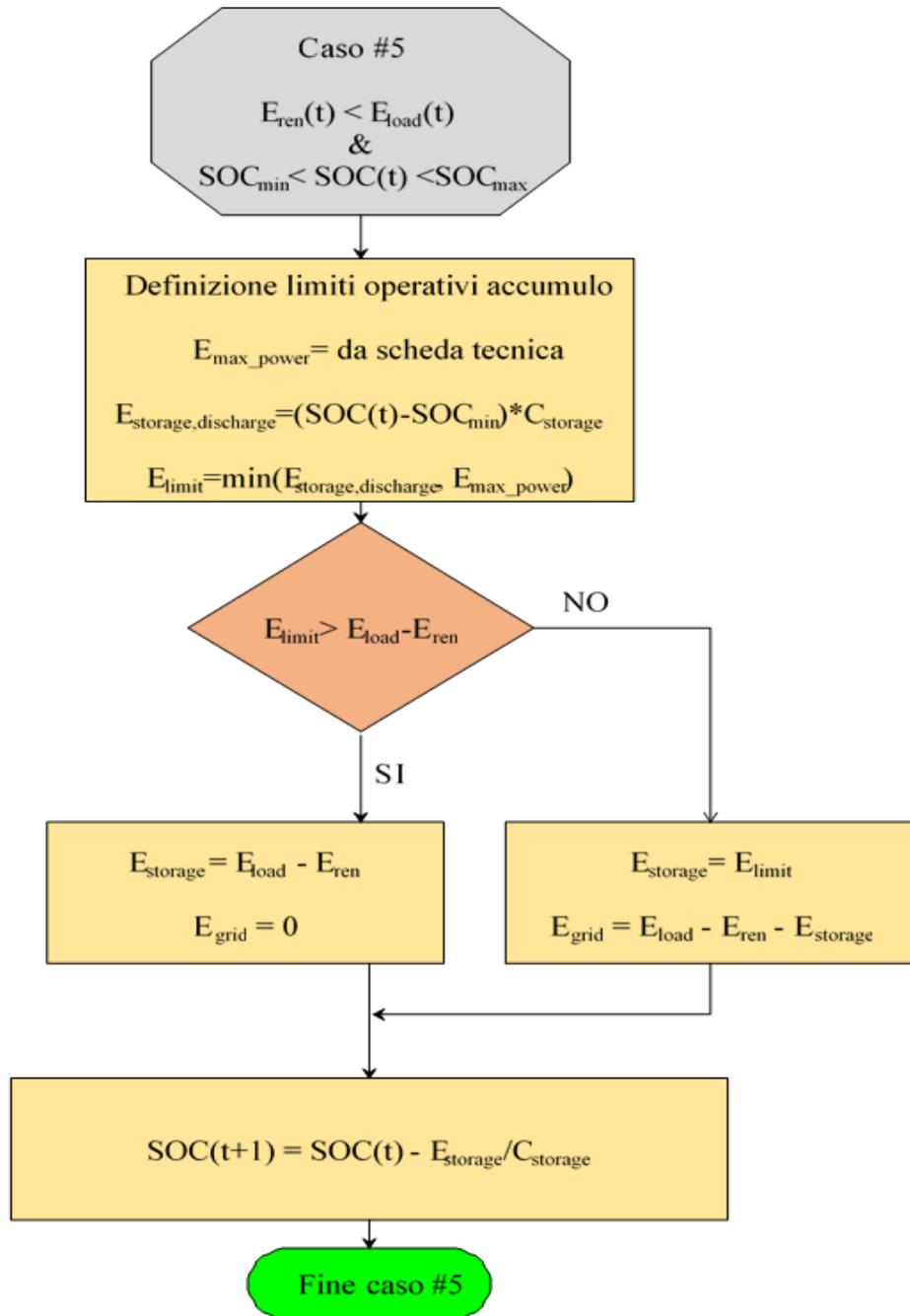


Figura 3-12: Diagramma di flusso del caso #5

Caso #6: La produzione da rinnovabili è inferiore al consumo $E_{ren} \geq E_{load}$ e il sistema di accumulo è parzialmente carico $SOC_{min} < SOC < SOC_{max}$

Nel caso #6 (Figura 3-13), la generazione risultante da fonti rinnovabili è superiore al carico $E_{ren} > E_{load}$ e lo stoccaggio è parzialmente pieno $SOC_{min} < SOC < SOC_{max}$. In questo modo tutto il carico può essere alimentato da fotovoltaico ed eolico e il surplus di energia, corrispondente alla differenza $E_{ren} - E_{load}$, viene iniettato in accumulo e in rete. Come nel caso #3, vengono considerati i limiti di energia e potenza: E_{max_power} è definito nella scheda tecnica delle batterie e l'energia massima che può essere iniettata in un'ora nell'accumulo è funzione di SOC (t):

$$E_{storage,discharge} = (SOC_{max} - SOC(t)) \cdot C_{storage}$$

Si confrontano i due limiti (E_{max_power} e $E_{storage,discharge}$) operazionali dello stoccaggio, si considera il minimo e si applica la stessa procedura del caso #3.

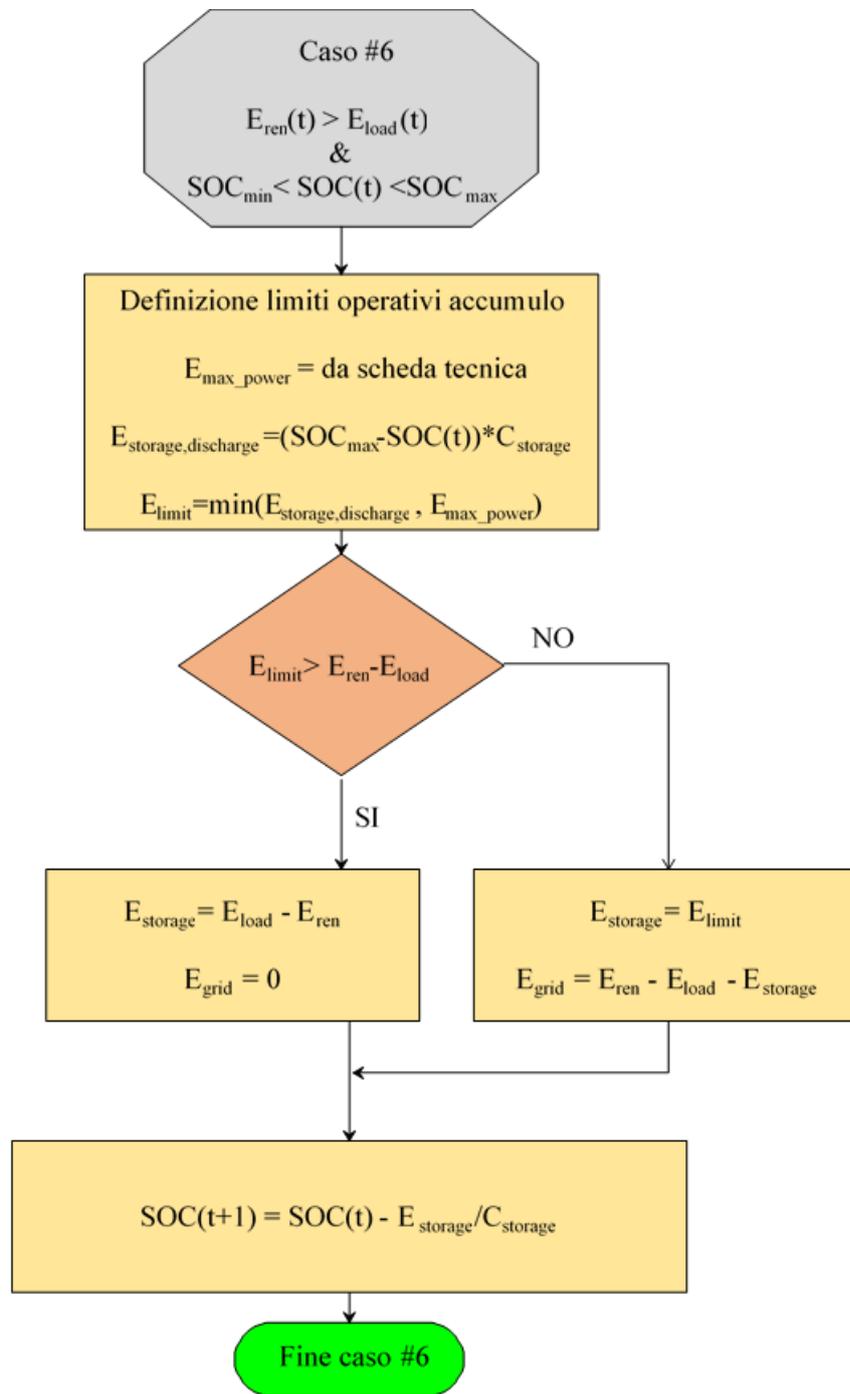


Figura 3-13: Diagramma di flusso del caso #6

3.7 Modello del convertitore elettronico

La potenza erogata dal convertitore CC / CA, che gestisce la potenza erogata da FV, vento e accumulo, è calcolata dall'efficienza η_{inv} tenendo conto delle perdite CC-CA. È definito come il rapporto tra la potenza CA fornita alla rete e la potenza CC in ingresso.

$$\eta_{inv} = \frac{P_{AC}}{P_{DC}} = \frac{P_{AC}}{P_{AC} + P_{loss}^{glob}} \quad \text{Equazione 3-19}$$

Dove P_{loss}^{glob} sono le perdite globali dell'inverter, che sono definite come in [80]:

$$P_{loss}^{glob} = P_0 + C_L \cdot P_{AC} + C_Q \cdot P_{AC}^2 \quad \text{Equazione 3-20}$$

con i seguenti significati:

- P_0 sono le perdite di potenza a vuoto lungo il funzionamento (dovute all'alimentazione dei circuiti ausiliari) ($P_0 = 0,385$ kW);
- C_L è il coefficiente di perdita lineare (dovuto alla conduzione di diodi, IGBT e perdite di commutazione) ($C_L = 7,0 \cdot 10^{-3}$ kW-1);
- C_Q è il coefficiente di perdita quadratica (dovuto alla conduzione dei MOSFET e al contributo resistivo) ($C_Q = 2,3 \cdot 10^{-6}$ kW-2).

Nel presente lavoro, la taglia del convertitore CC / CA simulato per ogni sito di installazione è funzione della potenza nominale dei sistemi fotovoltaici ed eolici.

Capitolo 4

Massimizzazione dell'autosufficienza: casi di studio

In questo capitolo vengono presentati i risultati energetici ed economici delle simulazioni effettuate. I casi di studio analizzati corrispondono a tre nazioni (Turchia, Uzbekistan, Kazakhstan) che fanno parte della “Belt and Road”, la quale attraversa tutta l'Asia Centrale e arriva dalla Cina fino alla Spagna.

Per ogni caso di studio vengono rappresentati i risultati di due diversi problemi di ottimizzazione. Il primo ha come obiettivo la massimizzazione dell'autosufficienza: in questo caso risulta necessario installare elevate capacità di stoccaggio in quanto risulta possibile installare un'elevata potenza di fotovoltaico, riducendo al tempo stesso la dipendenza dalla rete. Il secondo problema di ottimizzazione punta a massimizzare il ritorno economico dell'investimento che è strettamente dipendente dal costo degli scambi con la rete. In questo caso la scelta ottimale è dimensionare l'impianto di generazione rinnovabile per soddisfare l'intero consumo totale. Questa considerazione deriva dal fatto che vendere energia alla rete è meno redditizio dell'autosufficienza, inoltre dato l'elevato costo attuale dei sistemi di accumulo non è possibile installare alte capacità di stoccaggio.

Nella parte finale del capitolo viene descritta la pianificazione della generazione per un'utenza residenziale, sia per raggiungere il massimo livello di autosufficienza che per ottenere il massimo ritorno economico dell'investimento.

Il primo step delle simulazioni consiste nell'acquisizione dei profili di carico orari e dei parametri ambientali. L'accuratezza dei parametri ambientali è un

aspetto fondamentale infatti l'irradianza solare G , i dati della temperatura dell'aria T_a e della velocità del vento u , sono stati ottenuti dal sito web PVGIS [36].

Di seguito avviene la valutazione delle producibilità in ogni sito del fotovoltaico dell'eolico, essendo un parametro fondamentale per il calcolo dei flussi energetici, soprattutto per stimare la produzione.

Le dimensioni degli impianti che consentono di raggiungere gli obiettivi sopra descritti vengono determinate mediante un processo di ottimizzazione implementato in MATLAB [37], andando a minimizzare le due funzioni obiettivo a seconda del caso studio preso in esame.

Al termine del processo di ottimizzazione avviene il calcolo di tutti i parametri energetici ed economici di interesse, a cui segue l'esportazione di quest'ultimi in un database.

4.1 Caso studio nazionale: Turchia

Attualmente l'energia solare è utilizzata principalmente per la produzione di acqua calda sanitaria, tuttavia l'interesse per le applicazioni fotovoltaiche è in aumento. Il paese è stato lasciato indietro da molti altri paesi europei del settore nonostante la necessità e il potenziale. La crescita esponenziale della domanda di energia elettrica (+260% rispetto all'anno 2000 [38]), la disponibilità di terra, la saturazione dell'industria fotovoltaica nei paesi vicini e dell'Europa occidentale, l'elevato potenziale di energia solare sono gli elementi di miglioramento dietro l'attuale e previsto aumento di interesse per investimenti in impianti fotovoltaici in Turchia. Il paese è ora alle soglie di una rivoluzione dell'energia solare che potrebbe essere un incentivo alla già fiorente crescita economica in atto.

4.1.1 Metodologia impiegata

Gli input consistono nei dati meteorologici (irradianza solare e velocità del vento) con intervalli di tempo di 1 ora ottenute dal sito PVGIS, e i consumi sia a livello nazionale che delle singole località. Per ogni città i profili orari dei carichi aggregati sono stati ottenuti considerando il profilo di carico nazionale di riferimento e ponderandolo rispetto alla popolazione.

Al fine di definire in maniera esaustiva i costi e i ricavi derivanti dalla pianificazione della generazione da fonti rinnovabili, i parametri economici sono stati minuziosamente ricercati consultando i documenti forniti da IRENA e basandosi sulle documentazioni pubbliche di impianti già esistenti. Vengono quindi presentati i costi di investimento e O&M per le diverse tipologie di generazione rinnovabile tenendo conto che gli impianti previsti sono dell'ordine dei GW; inoltre sono definiti i prezzi degli scambi con rete in base al mercato elettrico effettivo nella nazione in esame:

- Costo di installazione fotovoltaico: $1100 \frac{\text{€}}{\text{kW}}$ [39];
- Costo di esercizio e manutenzione fotovoltaico: $10 \frac{\text{€}}{\text{kW}}$ [39];
- Costo di installazione turbine eoliche: $1200 \frac{\text{€}}{\text{kW}}$ [39];
- Costo di esercizio e manutenzione turbine eoliche: pari al 2% del costo di installazione [39];
- Costo del sistema di accumulo (ioni di litio): $250 \frac{\text{€}}{\text{kWh}}$ [40];

- Costo di acquisto dell'energia: $13 \frac{\text{c€}}{\text{kWh}}$ [41];
- Prezzo di vendita dell'energia: $3 \frac{\text{c€}}{\text{kWh}}$ [41].

I primi risultati presentati consistono nella definizione dei livelli massimi di autosufficienza che possono essere raggiunti in funzione dei vincoli energetici ed economici. Si definiscono le capacità corrispondenti dei generatori e si quantifica l'uso necessario dello stoccaggio. Quindi in seguito vengono mostrati i risultati della massimizzazione del VAN. In questo caso, il costo degli scambi con la rete diventa il fattore principale da considerare per valutare il rendimento dell'investimento: le iniezioni in rete devono essere ridotte al minimo, perché il loro prezzo di vendita è basso e lo stoccaggio è troppo costoso per essere utilizzato.

Infine, i risultati vengono confrontati con un ulteriore caso di studio, in cui vengono aggregati carichi e generatori di tutte le località analizzate facenti parte della nazione. In questa simulazione finale la rete CA è considerata pressoché ideale, non sono stati infatti presi in considerazione i livelli di carico delle linee di trasmissione dell'energia trascurando eventuali congestioni delle stesse. Tuttavia per penalizzare, dal punto di vista energetico, scambi tra località molto distanti tra loro, è stato considerato un coefficiente di perdita di rete pari al 10%. Al termine dell'ottimizzazione della generazione da RES per l'aggregato di località si valuta il livello di autosufficienza raggiunta a livello nazionale.

4.1.2 Ubicazione e peculiarità morfologiche del caso studio

Al fine di definire le zone adatte all'installazione di impianto fotovoltaici ed eolici, sono stati utilizzati diversi criteri che variano da quelli morfologici alla presenza di infrastrutture. Nei seguenti paragrafi saranno descritti in dettaglio i criteri utilizzati. Nella Figura 4-1 è possibile visualizzare le possibili vie della Belt and Road e l'ubicazione del sito Turco.



Figura 4-1: Ubicazione del caso studio: Turchia

Accessibilità alle reti elettriche in prossimità dei siti

Il primo criterio analizzato consiste nel definire le zone che sono raggiunte dalle reti elettriche di trasmissione. Nella pianificazione, si va ad ipotizzare l'installazione di grandi impianti che vanno collegati in alta tensione. Risulta infatti essere accettabile installare in zone già servite da linee elettriche o comunque con la loro presenza nelle vicinanze. Questo significa non andare ad inficiare la convenienza economica dei nuovi impianti. Costruire impianti vicino ai carichi, ossia vicino ad attività produttive o a grandi città nel raggio di 50 km, ha lo scopo di produrre vicino al consumo, andando a soddisfare il carico locale e, quindi,

ridurre le perdite di trasmissione. A tal proposito, si è fatto riferimento all'ENTSO-E [42] (*European Network of Transmission System Operators*), un'organizzazione che promuove una stretta collaborazione tra gli operatori di trasmissione all'interno dell'Europa al fine di implementare una politica energetica comunitaria.

Di seguito viene riportata la mappa raffigurante le linee di trasmissione presenti sul territorio della Turchia e quelle in fase di costruzione Figura 4-2.

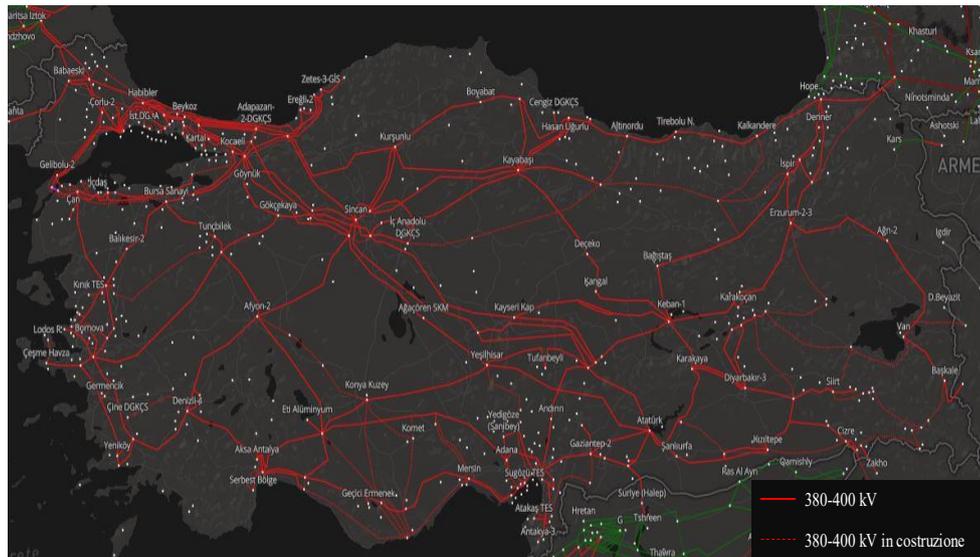


Figura 4-2: Mappa delle reti di trasmissione, caso studio: Turchia

Osservando la Figura 4-2, è possibile notare come la densità di installazione delle linee di trasmissione è maggiore nei versanti Nord-Ovest e Sud-Est del paese. Questo aspetto è giustificato sia dalla morfologia del territorio (la zona centrale è prevalentemente montuosa) che dalla diversa densità di consumo elettrico nelle diverse zone.

La Figura 4-2 rappresenta quindi un punto di partenza imprescindibile nella scelta dei siti di installazione. Nella seguente Figura 4-3 sono indicate le località in cui è stata effettuata la pianificazione della generazione da risorse rinnovabili.



Figura 4-3: Indicazione dei siti di installazione scelti

Proprietà morfologiche del terreno

Il secondo criterio utilizzato si basa sulla valutazione delle proprietà morfologiche del terreno. A tal proposito, sono state utilizzate due diverse fonti: *Google Maps* [43] e *Global Wind Atlas* [44]. Tramite *Google Maps* si ha la possibilità di ottenere la visualizzazione del terreno via satellite, come visibile in Figura 4-4. Questo ci permette di scegliere il sito in modo da evitare zone sabbiose, con presenza di dune o zone eccessivamente montuose.



Figura 4-4: Caratteristiche morfologiche del paese, caso studio: Turchia

Sulla base di quanto precedentemente descritto nel primo criterio, è possibile notare come la parte centrale del paese è prevalentemente montuosa, questo fornisce l'indicazione sulla limitata possibilità di installazione di turbine eoliche e moduli fotovoltaici in questa zona. In sede di pianificazione sono state sfruttate prevalentemente le zone pianeggianti o con non elevata altitudine.

L'analisi morfologica del territorio effettuata tramite immagini satellitari deve essere completata con la valutazione del livello di irregolarità del terreno e della presenza di rilievi, in questo lavoro di tesi è stato sfruttato il sito web Global Wind Atlas.

- *Lunghezza di rugosità* (Figura 4-5), che permette di valutare eventuali irregolarità del terreno. La rugosità ha un notevole impatto, soprattutto per quanto concerne la fonte eolica. Ad esempio, in prossimità di centri abitati e di foreste la lunghezza di rugosità è elevata, causando di conseguenza il rallentamento del vento e una bassa producibilità da eolico.

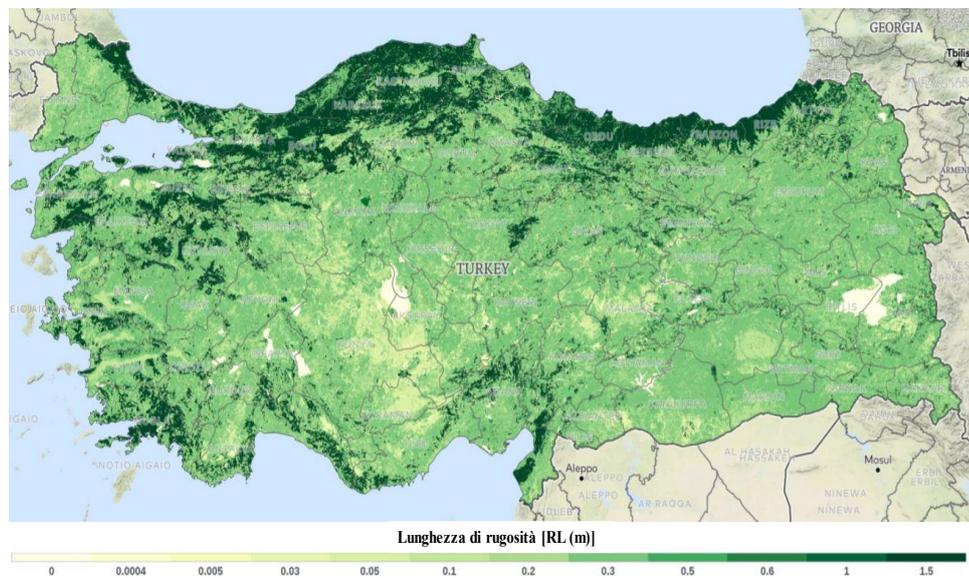


Figura 4-5: Andamento della lunghezza di rugosità del paese, caso studio: Turchia

Vengono scelti siti di installazione in cui la lunghezza di rugosità risulta essere relativamente bassa rispetto al valore medio della stessa per il paese, evitando le zone rappresentate in verde.

- *Orografia* (Figura 4-6), che rappresenta la variazione in altezza del terreno considerato. Questa ha, come la rugosità, un importante impatto sulla fonte eolica. Infatti colline, valli, scogliere, scarpate e creste influenzano il profilo di velocità e di direzione del vento. Si ha, dunque, un'accelerazione ventosa in cima a colline e creste, ed una decelerazione a valle [44].

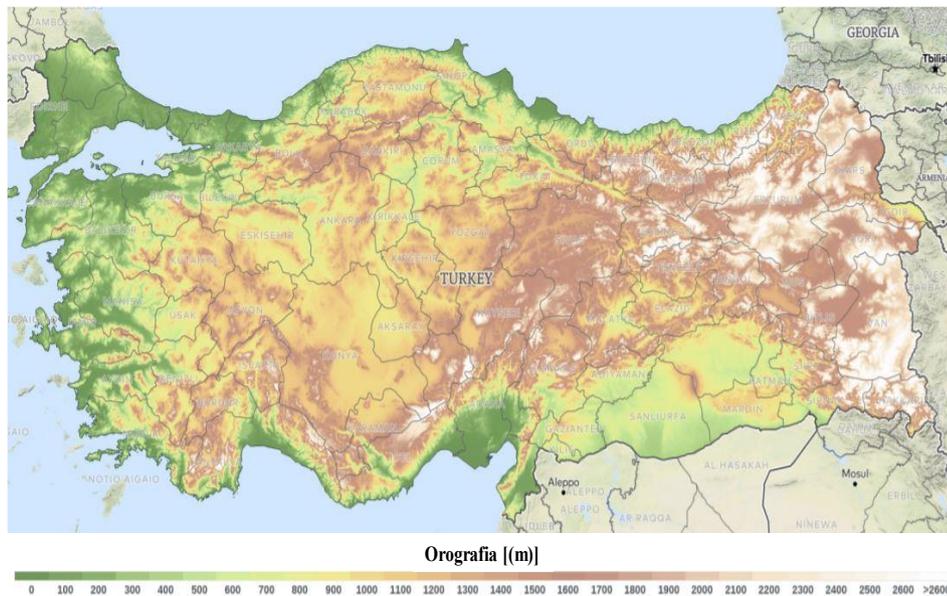


Figura 4-6: Variazione in altezza del terreno, caso studio: Turchia

Facendo riferimento alla Figura 4-6, è possibile osservare che il versante Est della Turchia è particolarmente montuoso e caratterizzato da variazioni dell'altezza del terreno che arrivano fino a 2600 m. La ricerca di siti idonei all'installazione di impianti fotovoltaici ed eolici in questa zona risulta quindi essere più ardua rispetto alla zona ovest del paese che sono più idonee a questo scopo. Questo aspetto è giustificato dal fatto che l'installazione di impianti fotovoltaici ed eolici in zone pianeggianti, caratterizzati da una pendenza del terreno ridotta, è un vantaggio in termini di costi di installazione e di funzionalità, tanto più per il vento.

4.1.3 Consumo elettrico

In questo lavoro, in mancanza dei profili di carico reali per le diverse località Turche, sono stati ricavati mediante la ponderazione del profilo di consumo elettrico relativo dell'intero stato con il numero di abitanti presenti nei singoli siti.

La procedura di stima dei profili di carico sopra descritta permette di utilizzarli agevolmente nella pianificazione della generazione da RES, soprattutto in quei casi in cui i dati relativi ai consumi non sono di semplice consultazione. Tuttavia non consente di effettuare la distinzione per la singola utenza residenziale, restituendo quindi il profilo di carico di un aggregato di utenze.

Per la utenza residenziale definire il profilo di consumo può risultare difficoltoso in quanto varia in funzione di aspetti sia non elettrici che prettamente energetici come:

- Il numero di persone nella famiglia, le loro attività lavorative, il loro stile di vita e l'età media del nucleo familiare;
- La presenza di picchi di schema di carico di breve durata, dipendenti principalmente da pochi apparecchi ad alta potenza.

Di conseguenza la caratterizzazione dei consumi residenziali, tenendo conto di queste variabili, richiederebbe un'analisi statistica basata sui vari aspetti che incidono sul consumo energetico della famiglia. Da questo punto di vista, l'aggregazione di un numero elevato di utenze consente di ottenere un profilo di carico abbastanza regolare, con variazioni del carico relative che variano a seconda del numero di utenze aggregate.

In ogni simulazione il carico totale corrisponde alla somma dei consumi relativi ad ogni località. Al fine di valutare il consumo di base, di picco e quello medio durante l'anno, nella Figura 4-7 si riporta il profilo di carico annuale della capitale Turca, Ankara. Quest'ultima è caratterizzata da un consumo totale annuo di circa 13 TWh con un consumo base di ≈ 1 TWh e un picco di $\approx 1,25$ TWh.

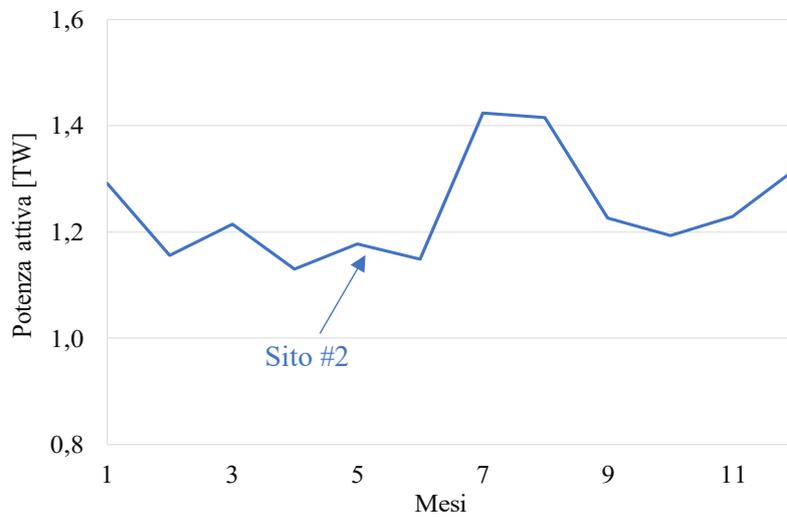


Figura 4-7: Profilo di consumo elettrico mensile di un sito: Ankara

Le differenze tra i consumi invernali ed estivi sono mostrate nella Figura 4-8: a Luglio il consumo è elevato principalmente a causa dei sistemi di raffreddamento delle utenze residenziali. A Febbraio i picchi del consumo si verificano nelle ore serali e nei fine settimana, in accordo con la settimana lavorativa. Nella Figura 4-9 è indicato il profilo del consumo elettrico relativo all'aggregato dei siti analizzati.

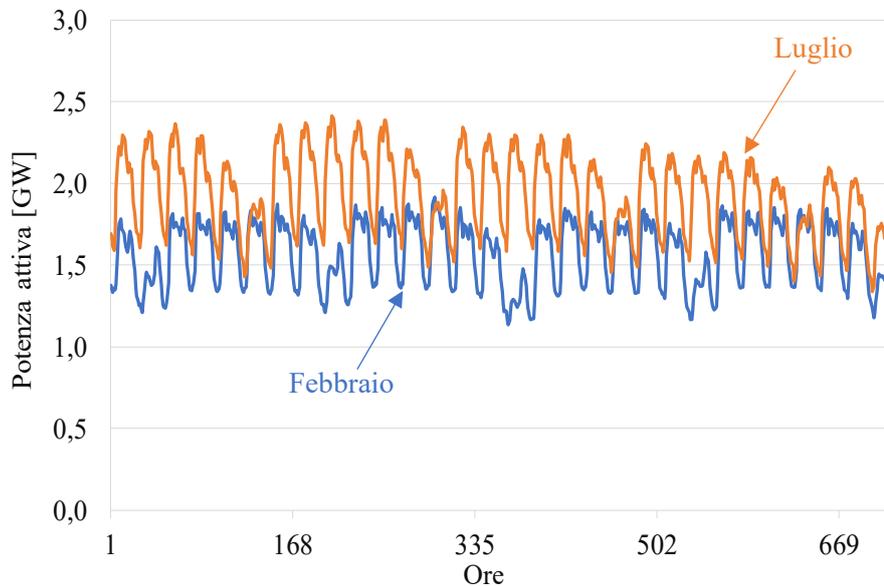


Figura 4-8: Profilo di consumo elettrico per Ankara a Luglio e Febbraio

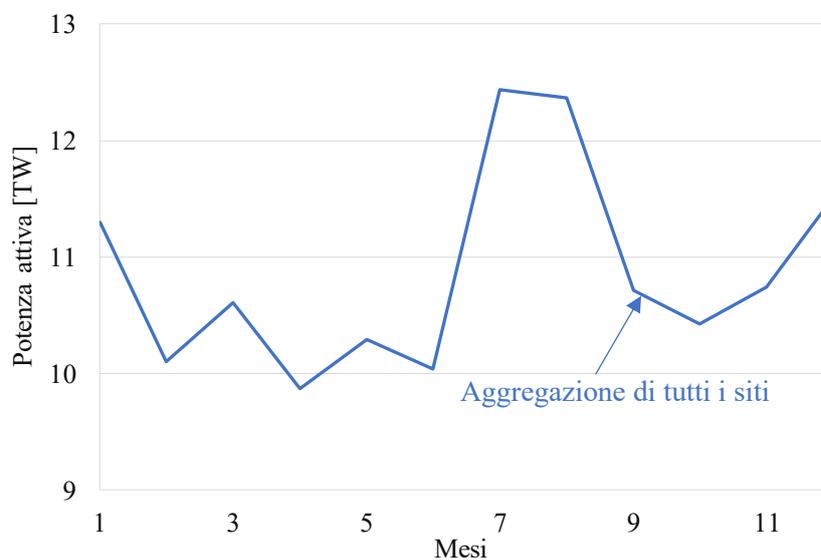


Figura 4-9: Profilo di consumo mensile dell'aggregato dei siti di installazione

I principali dati relativi all'aggregazione di tutti i siti analizzati (Figura 4-9) sono riassunti nella Tabella 4-1.

Carico	Aggregato
Picco (TW)	12,5
Medio (TW)	11
Base (MW)	9,8

Tabella 4-1: Parametri principali del profilo di carico aggregato

4.1.4 Dati di radiazione per il FV

La conoscenza della disponibilità di fonte solare nei paesi presi in esame è di fondamentale importanza per effettuare una corretta pianificazione della generazione da fotovoltaico. I dati relativi ai paesi analizzati sono stati ricavati tramite il sito web *Global Solar Atlas*. [44] [45]

Global Solar Atlas, frutto della collaborazione tra *The World Bank Group* e *Solargis* ha come obiettivo principale quello di fornire un accesso rapido e semplice ai dati potenziali delle risorse solari e dell'energia fotovoltaica a livello globale, fornendoci delle mappe consultabili online in cui poter visionare l'intensità di radiazione solare media annua [45]. Di seguito vengono riportate le mappe disponibili per la Turchia raffiguranti la distribuzione sul territorio dell'irradiazione annuale (Figura 4-10) e della producibilità da fotovoltaico (Figura 4-11).

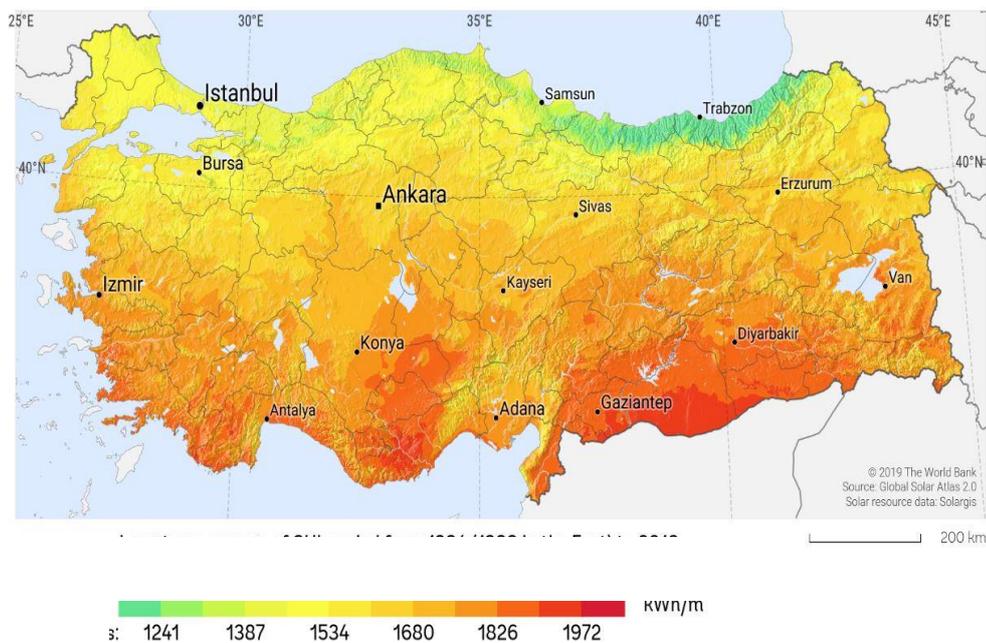


Figura 4-10: Distribuzione sul territorio dell'irradiazione annuale, caso studio: Turchia

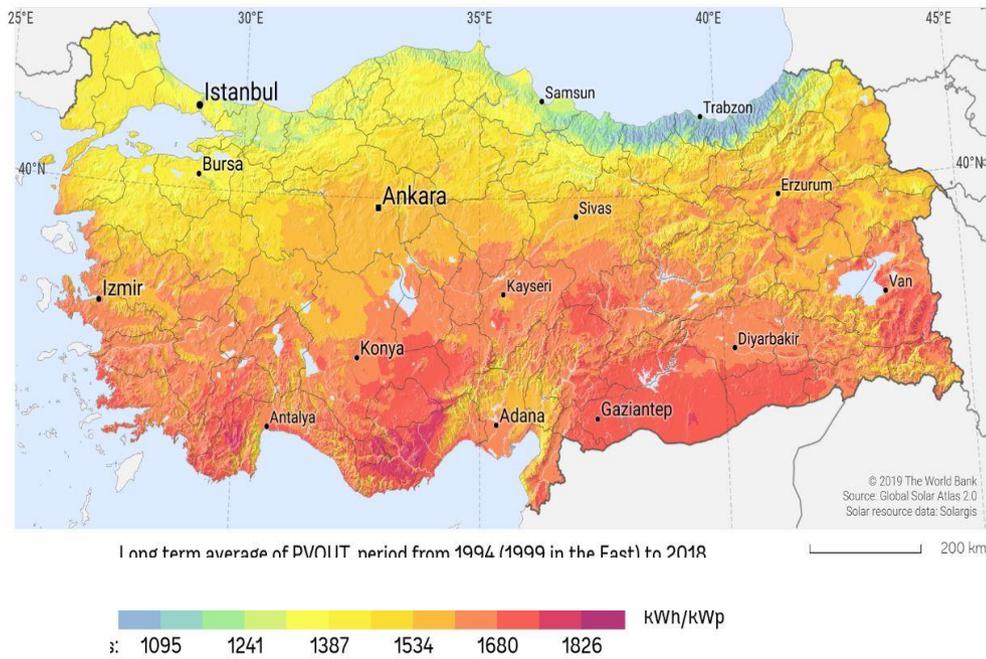


Figura 4-11: Distribuzione sul territorio della producibilità annuale da fotovoltaico

Dalla Figura 4-10 e dalla Figura 4-11 è possibile osservare come il versante sud del paese è caratterizzato da un'elevata irradiazione e di conseguenza gli impianti fotovoltaici installati in questa zona restituiscono ottimi valori di producibilità annui. Di contro, la pianificazione della generazione da fotovoltaico nel versante nord risulta essere non proficua.

Come precedentemente illustrato nella figura (rete elettrica), le località selezionate per la pianificazione sono ubicate principalmente lungo il versante meridionale ed orientale della Turchia, in accordo anche con le proprietà morfologiche del territorio.

4.1.5 Dati di velocità del vento per l'eolico

La ricerca della disponibilità della fonte eolica è stata effettuata tramite il sito web *Global Wind Atlas*, in modo da ottenere la valutazione delle ventosità nelle diverse zone. Frutto della collaborazione tra *Department of Wind Energy at the Technical University of Denmark* e *The World Bank Group*, *Global Wind Atlas* è un'applicazione gratuita consultabile online la quale fornisce delle mappe in cui potere identificare le aree di forte vento per la generazione eolica [44]. Oltre a fornire la velocità media annua del vento, *Global Wind Atlas* dà anche informazioni riguardanti la morfologia del terreno, come rugosità e orografia. Le distribuzioni della velocità del vento risultano essere non omogenee come la fonte solare. Ciò è possibile vederlo nella mappa seguente (Figura 4-12), in cui è rappresentata, come fatto in precedenza per la fonte solare, la Turchia.

Si scelgono zone con velocità elevate, le più ventose. In generale, per avere una producibilità minima accettabile, un sito deve presentare una velocità media annua del vento di almeno 5 m/s: infatti, la producibilità energetica di una turbina eolica varia con il cubo della velocità del vento, per cui, ad esempio, un sito con una velocità media annua del vento di 5-6 m/s permette di produrre il doppio di energia elettrica rispetto a un sito in cui tale velocità è di 3-4 m/s.

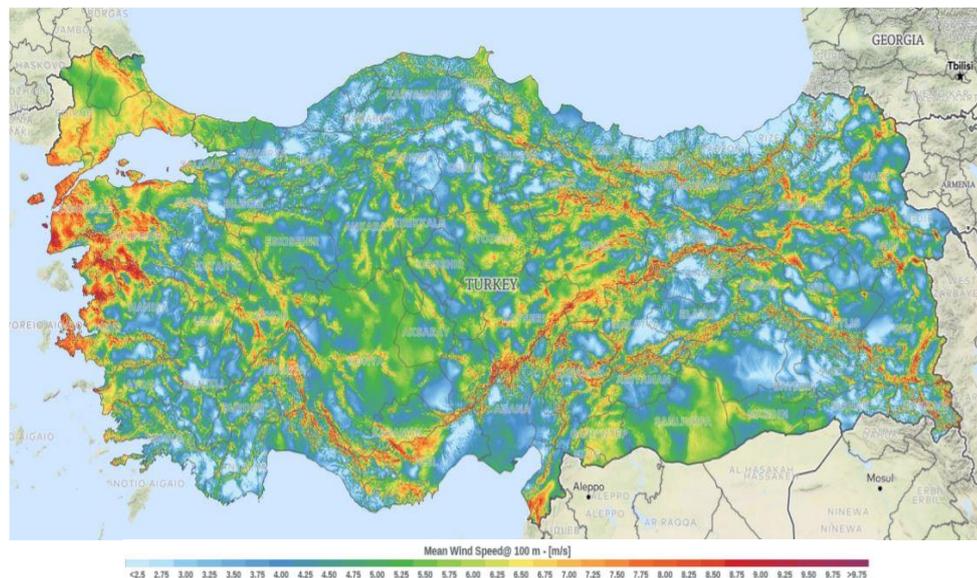


Figura 4-12: Distribuzione sul territorio della velocità del vento, caso studio: Turchia

Nella Figura 4-13 viene valutata la densità di produzione da eolico. Quest'ultima risulta molto bassa, perciò installare turbine eoliche in Turchia non risulta energeticamente redditizio.

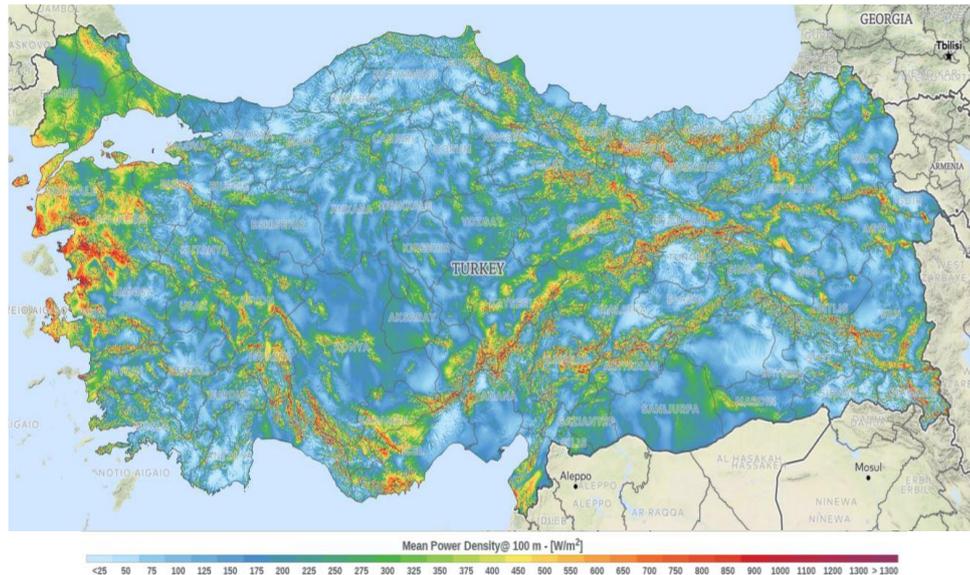


Figura 4-13: Distribuzione sul territorio della densità di produzione da eolico, caso studio: Turchia

Come è possibile osservare dalle Figura 4-12 e dalla Figura 4-13 l'installazione di turbine eoliche risulta essere non proficua dal punto di vista della produzione di energia. Questo aspetto è principalmente giustificabile dalla morfologia del territorio, prevalentemente montuoso fatta eccezione per le zone costiere. Le uniche località in cui la pianificazione della generazione da eolico risulta coerente si trovano nel versante est (Izmir, Balıkesir) e in quello sud (Adana, Hatay).

Come si nota dalla legenda, è stata selezionata un'altezza di 100 metri per la valutazione della velocità del vento media annua. La velocità del vento può infatti essere valutata a diverse altezze; tuttavia, dal momento che le turbine eoliche attuali tendenzialmente sono realizzate con una altezza di 100 metri, per avere una idea e selezionare le zone geografiche adeguate, è consigliabile valutare la velocità proprio ad una altezza di 100 metri.

4.1.6 Massimizzazione dell'autosufficienza

Il primo obiettivo che si è voluto raggiungere è quello di massimizzazione il livello di autosufficienza della Turchia. La valutazione rigorosa dell'autosufficienza a livello nazionale necessita di considerare le diverse località, intese come aggregati di un numero elevato di utenze, interconnesse tra di loro. Tuttavia in questo lavoro è stato utilizzato l'approccio a parametri concentrati piuttosto che a parametri distribuiti, ottimizzando il livello di autosufficienza per ogni località e valutando infine i risultati a livello nazionale.

Nel sito #2 si raggiunge la massima autosufficienza, corrispondente al 68% del carico, mentre nel caso peggiore, ovvero nel sito #10 è del 54%. Dei livelli così elevati di autosufficienza energetica sono stati raggiunti installando ingenti capacità di accumulo, è stato così possibile utilizzare impianti di generazione rinnovabile di grandi dimensioni. Di conseguenza risultano limitate notevolmente le iniezioni nella rete nei diversi siti, mediamente quantificabili attorno al 11% del consumo annuale.

Dal punto di vista economico la generazione da fonti rinnovabili risulta così redditizia, rispetto all'acquisto dell'energia dalla rete, che la scelta di installare un'elevata capacità di accumulo è giustificata anche se il suo utilizzo è costoso rispetto all'uso della rete. Come verrà descritto in seguito, è quindi possibile ottenere un elevato livello di autosufficienza insieme ad un VAN positivo (al termine della vita utile dell'impianto, in questo caso pari a 25 anni) e un TIR superiore al 6%.

In tutti i casi studiati, i sistemi di generazione fotovoltaici sono preferiti ai parchi eolici: la motivazione è legata sia alle caratteristiche morfologiche della Turchia che ad un aspetto prettamente energetico, ovvero i sistemi fotovoltaici corrispondono meglio ai profili di carico sia dal punto di vista giornaliero che stagionale.

La Figura 4-14 mostra i profili energetici CA di una giornata con elevata produzione da fotovoltaico relativa al sito #2 (Ankara). Questi risultati sono stati ottenuti massimizzando l'autosufficienza nel sito in cui è stato previsto un impianto FV da circa 7,4 GW e un sistema di accumulo con capacità pari a 13 GWh.

Come osservabile dalla Figura 4-14 la produzione da fotovoltaico svolge un doppio ruolo: da una parte soddisfa il fabbisogno elettrico durante le ore di luce,

dall'altra consente di ottenere un surplus di generazione che viene stoccato nel sistema di accumulo. La riduzione della produzione inizia nel pomeriggio ($\approx 17:30$), per le restanti ore della giornata il consumo viene soddisfatto tramite la scarica delle batterie. Solo per poche ore (dalle 0:00 alle 7:00) la rete elettrica alimenta il carico, perché le batterie sono scariche.

Massimizzando l'autosufficienza risulta minimizzata la dipendenza energetica dalla rete. Rispetto ad un'utenza passiva, l'assorbimento di rete annuale diminuisce grazie alla generazione rinnovabile e l'iniezione annuale è quasi evitata dall'accumulo. In definitiva, la minimizzazione dell'uso della rete o la massimizzazione dell'autoconsumo restituiscono gli stessi risultati.

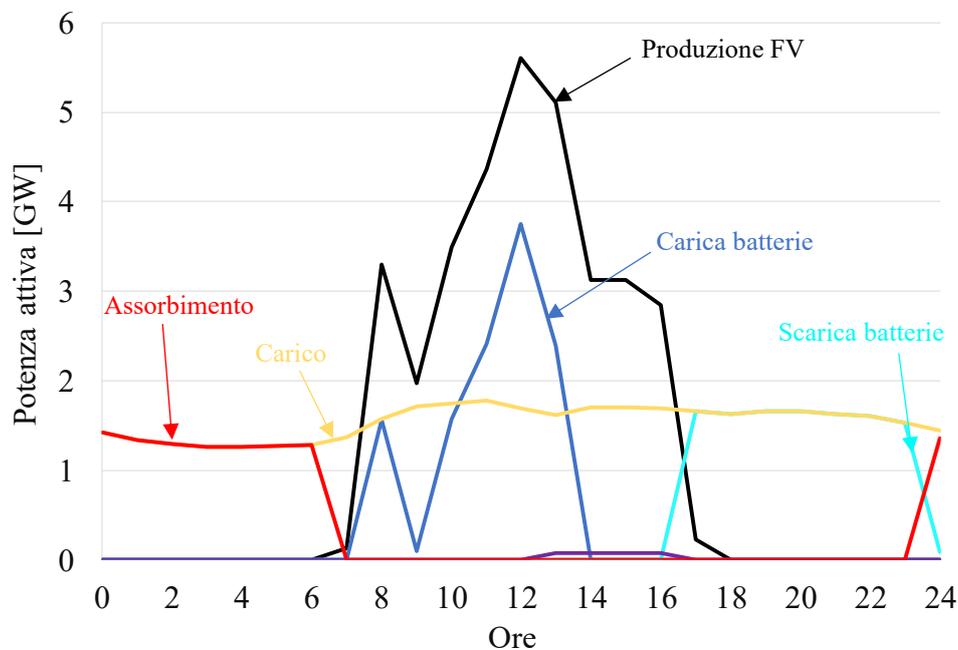


Figura 4-14: Massimizzazione dell'autosufficienza, profili energetici relativi ad una giornata con elevata produzione da fotovoltaico, sito #2

Un caso diverso è descritto nella Figura 4-15, in cui sono riportati i profili di generazione e di scambi energetici con la rete relativi ad una giornata tipica di Ottobre. Quest'ultima è caratterizzata da un profilo di irradianza non omogeneo nell'arco della giornata, dovuto presumibilmente alla variabilità delle condizioni meteorologiche e alla riduzione delle ore di luce rispetto ad Aprile.

Il carico è abbastanza piatto, rispetto al profilo di generazione fotovoltaica, quindi il surplus viene immagazzinato nelle ore centrali della giornata (dalla 9:00 alle 14:00) per poi essere utilizzato a partire dal primo pomeriggio, a causa della rapida riduzione di produzione, per soddisfare il carico. Quando il sistema di accumulo è scarico, il consumo viene soddisfatto mediante l'assorbimento dalla rete (prime ore della giornata e tardo pomeriggio).

Questo aspetto è la diretta conseguenza dell'assenza di un sistema di produzione eolico, che garantirebbe la copertura del carico nelle ore serali. Il raggiungimento della totale indipendenza dalla rete (in cui l'energia richiesta dal carico è completamente autoprodotta) è attualmente economicamente insostenibile. In previsione futura, con la riduzione del prezzo dei sistemi di accumulo elettrochimico, è plausibile pensare a un livello sempre maggiore di autosufficienza. In definitiva, nelle giornate caratterizzate da produzione non elevata, risulta inevitabile che il carico viene alimentato durante parte della notte e nelle prime ore del mattino (fino a quando la produzione FV non aumenta).

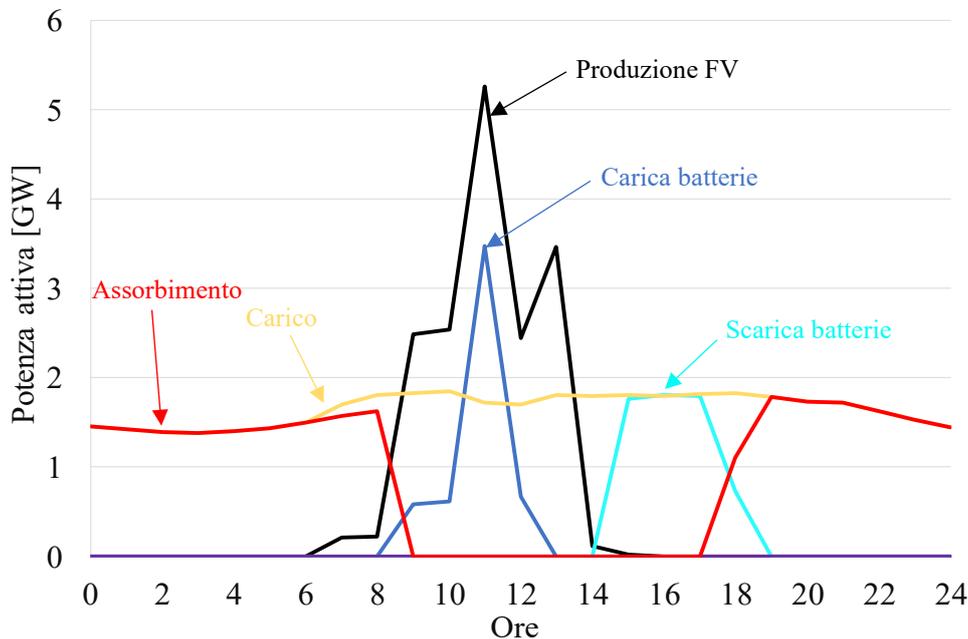


Figura 4-15: Massimizzazione dell'autosufficienza, profili energetici relativi ad una giornata con bassa produzione da fotovoltaico, sito #2

Nella Figura 4-16 vengono riportati i profili energetici annuali del sito #2. La produzione da fotovoltaico risulta più elevata in estate, i picchi si hanno a Luglio e

ad Agosto. Come diretta conseguenza, nei mesi caratterizzati da alta produzione si verifica un livello ridotto di assorbimento dalla rete, individualizzabile soprattutto nelle prime ore del giorno, come descritto in precedenza.

Il consumo presenta dei picchi a Luglio e ad Agosto (dovuti all'uso intenso del condizionamento), tuttavia negli stessi mesi si raggiunge il minimo livello di assorbimento dalla rete, rispetto al carico, pari rispettivamente al 16% e al 17%, questo grazie all'elevata produzione da fotovoltaico. Di contro, Dicembre è il mese in cui la produzione raggiunge il valore minimo mensile, in questo caso l'assorbimento rispetto al consumo è pari al 75%. Mediamente, a livello annuale, l'assorbimento è pari al 41% del consumo.

Come è possibile osservare dalla figura, l'iniezione in rete è pressoché nulla. Questo aspetto è la diretta conseguenza di due fattori: un sistema di accumulo di grandi dimensioni e un impianto di generazione sottodimensionato rispetto al consumo annuo ($\approx 75\%$). Nella figura si è voluto rappresentare anche l'andamento mensile dell'autosufficienza: nei mesi che vanno da Aprile ad Agosto si è raggiunto un soddisfacente intervallo di autosufficienza che va dal 78% all' 88%.

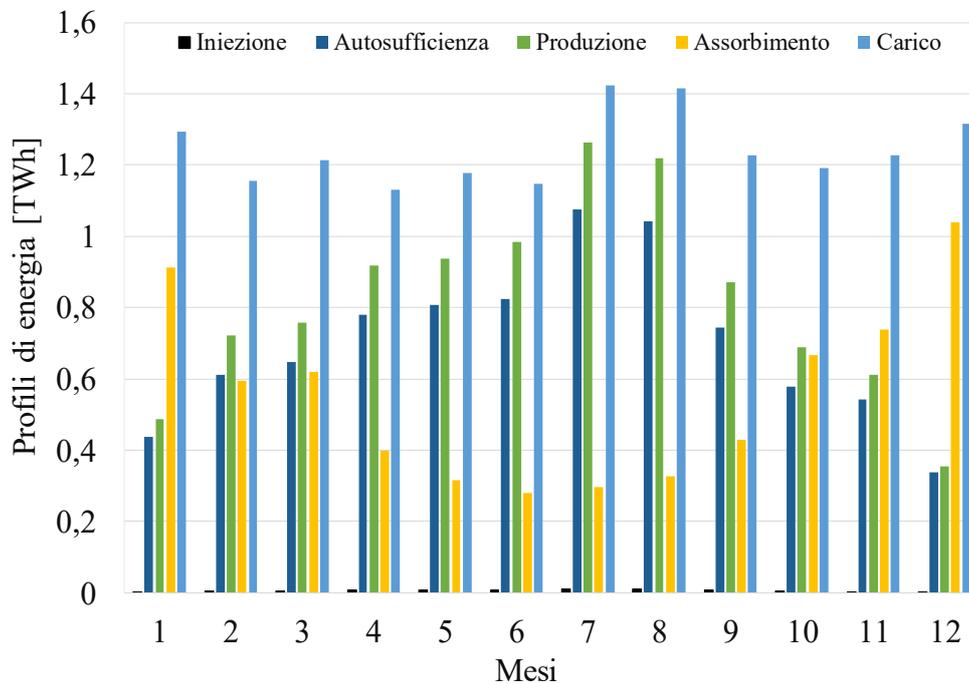


Figura 4-16: Massimizzazione dell'autosufficienza, profili energetici mensili, sito #2

La Tabella 4-2 e la Tabella 4- 3 riportano i risultati del dimensionamento in ogni singolo sito di installazione, con le seguenti condizioni al contorno:

- Il valore attuale netto deve essere positivo ($VAN > 0$);
- Ad ogni passo temporale, l'iniezione in rete deve essere inferiore al 50% del massimo carico orario;
- L'energia annua immessa in rete non può superare il 50% del carico;
- Il TIR deve essere superiore o pari al 6%.

	SITO #1	SITO #2	SITO #3	SITO #4	SITO #5
<i>Risultati del dimensionamento</i>					
FV fisso (GW)	0,8	0,4	0,3	0,2	0,1
FV ad inseguimento (GW)	20	7	4,7	3	1,3
Eolico (GW)	0	0	0	0	0
Capacità accumulo (GWh)	38	13	11	5,5	3
<i>Prestazioni dei generatori al bus CC</i>					
Producibilità FV fisso (GWh/GW/anno)	1250	1300	1500	1250	1350
Producibilità FV ad inseguimento (GWh/GW/anno)	1600	1650	2000	1620	1780
Producibilità eolico (GWh/GW/anno)	980	1100	1350	1120	1200
<i>Flussi di energia al bus CA</i>					
Produzione da rinnovabili (TWh/anno)	25,6	9,8	7,8	3,8	1,8
Consumo (TWh/anno)	35,5	13,1	9,1	5,2	2,2
Iniezione nella rete (TWh/anno)	4	1,4	1,2	0,6	0,2
Assorbimento dalla rete (TWh/anno)	14,7	4,1	2,8	2,1	0,7
Produzione / consumo (%)	72%	72%	85%	72%	82%
Autoconsumo / produzione (%)	81%	81%	80%	81%	82%
<u>Autosufficienza / consumo (%)</u>	<u>58%</u>	<u>68,5%</u>	<u>68%</u>	<u>58%</u>	<u>67%</u>
Iniezione / consumo (%)	11%	11%	13%	12%	12%
Assorbimento / consumo (%)	42%	31.5%	32%	42%	33%
<i>Parametri economici</i>					
VAN dopo 25 anni (G€)	10	3,5	2,6	1,5	0,6
Investimento iniziale (G€)	29	10	7,5	4,3	2
TIR (%)	6,1%	6,05%	6,2%	6,1%	6,2%

Tabella 4-2: Risultati della massimizzazione dell'autosufficienza, siti da 1 a 5

	SITO #6	SITO #7	SITO #8	SITO #9	SITO #10
<i>Risultati del dimensionamento</i>					
FV fisso (GW)	0,2	0,18	0,15	0,15	0,1
FV ad inseguimento (GW)	1,1	1	0,8	0,7	0,5
Eolico (GW)	0	0	0	0	0
Capacità accumulo (GWh)	2,5	2	2	2	1
<i>Prestazioni dei generatori al bus CC</i>					
Producibilità FV fisso (GWh/GW/anno)	1350	1300	1250	1450	1200
Producibilità FV ad inseguimento (GWh/GW/anno)	1800	1670	1550	1900	1500
Producibilità eolico (GWh/GW/anno)	820	950	530	840	570
<i>Flussi di energia al bus CA</i>					
Produzione da rinnovabili (TWh/anno)	1,7	1,3	1,1	1,1	0,7
Consumo (TWh/anno)	2,1	1,8	1,6	1,3	1
Iniezione nella rete (TWh/anno)	0,2	0,2	0,17	0,16	0,16
Assorbimento dalla rete (TWh/anno)	0,7	0,7	0,7	0,4	0,5
Produzione / consumo (%)	80%	75%	70%	88%	66%
Autoconsumo / produzione (%)	81%	80%	81%	82%	80%
<u>Autosufficienza / consumo (%)</u>	<u>65%</u>	<u>60%</u>	<u>57%</u>	<u>72%</u>	<u>53%</u>
Iniezione / consumo (%)	13%	12%	10%	12%	11%
Assorbimento / consumo (%)	35%	40%	43%	28%	47%
<i>Parametri economici</i>					
VAN dopo 25 anni (G€)	0,6	0,5	0,4	0,4	0,3
Investimento iniziale (G€)	1,7	1,5	1,3	1,1	0,7
TIR (%)	6,1%	6,05%	6,1%	6,1%	6,2%

Tabella 4- 3: Risultati della massimizzazione dell'autosufficienza, siti da 6 a 10

La scelta della taglia ottimale dell'impianto di produzione e del sistema di accumulo elettrochimico è frutto di un'analisi economica dell'investimento. L'impianto di generazione è connesso alla rete di distribuzione, pertanto si avrà una quota di autoconsumo dell'energia, una quota di immissione in rete ed infine la quota di energia prelevata dal distributore. Tra le tre quote sopra citate, la prima risulta essere quella più redditizia, in quanto il costo di produzione da fotovoltaico ($\approx 3\text{c}\text{€}/\text{kWh}$) è più sensibilmente più basso del prezzo di acquisto di energia dalla rete ($\approx 13\text{c}\text{€}/\text{kWh}$).

Nell'analisi economica possiamo distinguere sia i flussi monetari positivi che i flussi monetari negativi. I primi sono dati dalle quote relative all'autoconsumo di energia e alle immissioni in rete, seppur limitate. Si consideri che per impianti di grossa taglia non si usufruisce di tariffe incentivanti. Tra i flussi negativi vi è l'esborso monetario iniziale e la manutenzione ordinaria, soprattutto per quanto concerne il sistema di accumulo che viene sostituito al raggiungimento del numero di cicli massimo o, in alternativa ogni 10 anni. Per la valutazione dell'analisi dell'investimento si adottano diversi indici economici: il VAN e il TIR.

- VAN (Valore Attuale Netto) definisce il valore attuale di una serie attesa di flussi di cassa non solo sommandoli contabilmente, ma attualizzandoli sulla base del tasso di attualizzazione;

$$\sum_{t=0}^n \frac{C_t}{(1+c)^t}$$

Dove:

- t: scadenze temporali;
 - C_t : flusso finanziario al tempo t;
 - c: tasso di attualizzazione al quale viene effettuata l'operazione.
- TIR (Tasso Interno di Rendimento): è un indice di redditività finanziaria, che rappresenta la resa di un investimento, ovvero un tasso composito annuale di ritorno effettivo dell'investimento; matematicamente è definito come il tasso di attualizzazione i che rende il valore attuale netto di una serie di flussi di cassa pari a zero.

$$VAN = \sum_{t=0}^n \frac{C_t}{(1+i)^t} = 0$$

A tal punto si definiscono tutti i parametri per eseguire l'analisi economica completa. Dopo circa 16 anni viene recuperato il costo dell'impianto fotovoltaico e al venticinquesimo anno di attività dell'impianto si ottiene un guadagno di circa 3,5 G€.

Nella Tabella 4-4 è messa in evidenza la composizione dei flussi di cassa con il VAN, è evidente l'enorme esborso iniziale e un valore dei flussi di cassa circa costanti negli anni. La variabilità dei valori di questi ultimi è giustificata dall'impiego di dati meteo specifici per ogni anno, di conseguenza variano i flussi energetici e i flussi di cassa a loro relativi. L'intersezione della caratteristica del VAN con l'asse delle ascisse, mostra invece il punto di pareggio. Nell'analisi non si tiene conto della possibile evoluzione del costo dell'energia nel tempo. Valutando il Tasso Interno di Rendimento (TIR), quest'ultimo valore risulta essere pari al 6% in un arco di 25 anni.

La Figura 4-17 Figura 4-17: Massimizzazione dell'autosufficienza, andamento del VAN per il sito #2 mostra l'andamento del VAN durante la vita dell'investimento (25 anni) relativo al sito #2. Il punto di bilancio si raggiunge alla fine del sedicesimo anno e dopo 25 anni il rendimento corrisponde al 25% dell'investimento iniziale. La quota più elevata dei flussi di cassa positivi derivano dall'assorbimento dalla rete evitato grazie all'autosufficienza, un contributo minore invece è attribuibile alle iniezioni in rete, seppur ridotte. I flussi di cassa negativi sono determinati dai costi di esercizio e manutenzione dell'impianto fotovoltaico, contributo costante per ogni anno e direttamente proporzionale alla taglia dei generatori FV, e dal costo di sostituzione del sistema di accumulo. Quest'ultimo può essere sostituito quando raggiunge il numero massimo di cicli dichiarato dal costruttore (10000) o, in maniera cauzionale, ogni 10 anni di attività per garantire la funzionalità del sistema di accumulo.

Nel calcolare i flussi di cassa che si pensino verranno generati in futuro, è necessario tenere conto di un certo grado di rischio o incertezza che di conseguenza ne riduce il valore proporzionalmente al tempo di previsione (25 anni). Maggiore è il rischio, maggiore sarà la differenza tra un flusso di cassa che si pensa di guadagnare oggi rispetto ad uno dello stesso ammontare calcolato nel futuro. Per questo caso studio è stato considerato un tasso di attualizzazione pari al 10%, parametro ricavato dalla documentazione di un progetto di un impianto fotovoltaico da 500 MW in Turchia.

Anno	Flussi di cassa Positivi		Flussi di cassa Negativi		Flussi di cassa Totali		VAN
	Autoconsumo	Iniezione	Investimento iniziale	O&M	F.d.c.	F.d.c.attualizzati	Valore Attuale Netto
	* 10 ⁸ €/anno						
0	0	0	-103,1	0	-103,1	-103,1	-103,1
1	9,33	0,89		-1,2	9,02	8,8	-94
2	9,73	0,99		-1,2	9,55	9	-85
3	10,2	1,11		-1,2	10,1	9,28	-76
4	10,2	1,03		-1,2	10	8,94	-67
5	9,8	0,92		-1,2	9,52	8,25	-59
6	10,2	0,93		-1,2	9,94	8,33	-50
7	10,5	0,97		-1,2	10,3	8,35	-42
8	10,3	0,98		-1,2	10,1	8	-34
9	10,2	0,93		-1,2	9,9	7,67	-26
10	10,3	0,84		-32	-21	-15	-42
11	10,1	0,77		-1,2	9,67	7	-35
12	10,5	0,87		-1,2	10,17	7,2	-28
13	10,9	1		-1,2	10,7	7,4	-2
14	11,1	0,9		-1,2	10,8	7,1	-13
15	11,1	0,8		-1,2	10,7	6,52	-6,6
16	10,5	0,8		-1,2	10,2	6,58	-0,05
17	10,9	0,85		-1,2	10,5	6,59	6,5
18	11,2	0,85		-1,2	10,85	6,3	13
19	11,1	0,8		-1,2	10,7	6,05	19
20	11,1	0,7		-32	-20,2	-11	7,8
21	10,7	0,65		-1,2	10,1	5,5	13
22	11,2	0,73		-1,2	10,7	5,61	19
23	11,8	0,86		-1,2	11,5	5,82	25
24	11,7	0,75		-1,2	11,25	5,56	30
25	11,2	0,66		-1,2	10,6	5,1	35

Tabella 4-4: Massimizzazione dell'autosufficienza, distinzione dei flussi di cassa per il sito #2

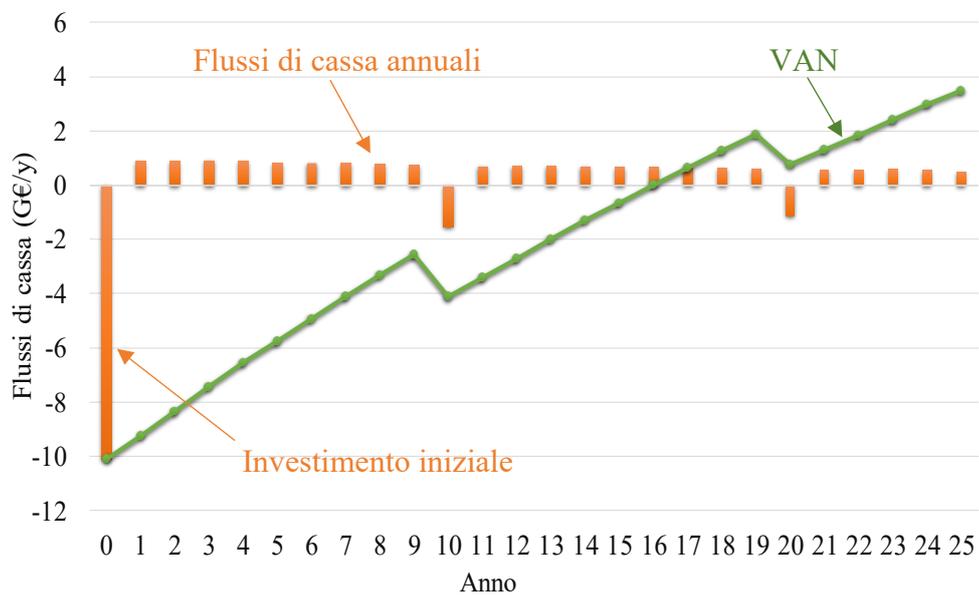


Figura 4-17: Massimizzazione dell'autosufficienza, andamento del VAN per il sito #2

4.1.7 Massimizzazione del ritorno economico

Il secondo obiettivo da raggiungere è la massimizzazione del massimo ritorno economico, ovvero ottenere un valore più elevato possibile dell’NVP riferito all’ultimo anno di vita utile dell’impianto. Per far ciò è necessario attribuire un’elevata importanza al livello dell’autosufficienza derivante dalle fonti rinnovabili. Questo aspetto è giustificato, dal punto di vista economico, in quanto il soddisfacimento del consumo mediante energia prodotta in loco risulta redditizio, mentre le immissioni in rete hanno un prezzo basso e lo stoccaggio è costoso.

Dalle ottimizzazioni svolte e descritte in seguito risulta che il massimo ritorno economico si ottiene installando impianti di generazione sottodimensionati rispetto al carico annuo. Rispetto al caso della massimizzazione dell’autoconsumo, il punto di pareggio si raggiunge prima (alla fine del quinto anno), tuttavia la dipendenza energetica dalla rete è superiore, infatti l’autosufficienza media è del 35%.

La Figura 4-18 mostra i profili energetici al bus CA di una giornata con elevata produzione da fotovoltaico relativa al sito #2 (Ankara). Questi risultati sono stati ottenuti massimizzando il ritorno economico dell’investimento del sito #2 in cui è stato previsto un impianto FV da circa 5 GW senza nessun sistema di accumulo.

Come osservabile dalla Figura 4-18 la produzione da fotovoltaico consente di soddisfare il fabbisogno elettrico durante le ore centrali della giornata tuttavia, in assenza di un sistema di accumulo, il surplus di energia viene immesso in rete. La riduzione della produzione inizia nel pomeriggio ($\approx 17:30$), per le restanti ore della giornata il consumo viene soddisfatto esclusivamente dalla rete, in quanto non si dispone della scarica delle batterie.

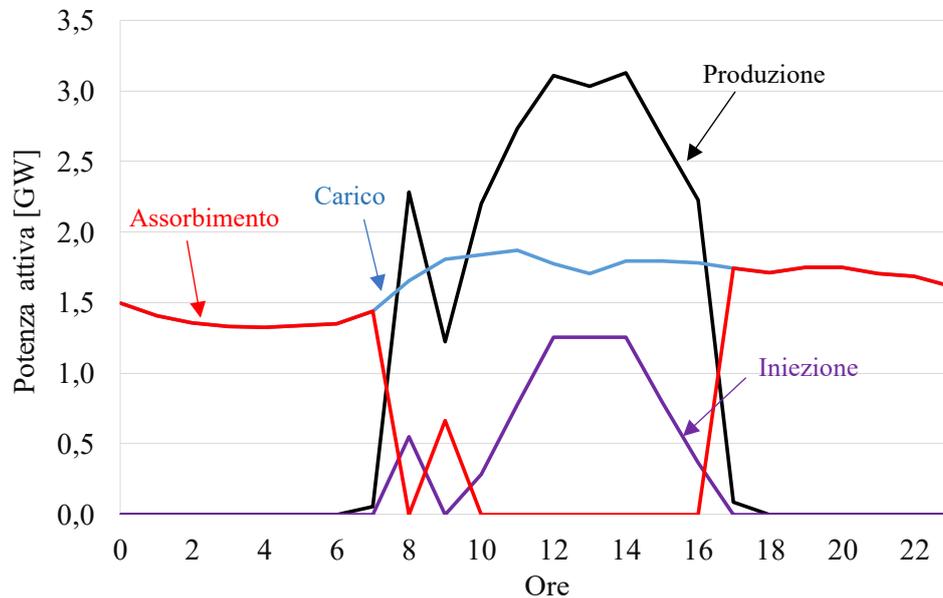


Figura 4-18: Massimizzazione del ritorno economico, profili energetici relativi ad una giornata con elevata produzione da fotovoltaico, sito #2

Un caso diverso è descritto nella Figura 4-19, in cui sono riportati i profili di generazione e di scambi energetici con la rete relativi ad una giornata tipica di Ottobre. Quest'ultima è caratterizzata da un profilo di irradianza non omogeneo nell'arco della giornata, dovuto presumibilmente alla variabilità delle condizioni meteorologiche e alla riduzione delle ore di luce rispetto ad Aprile.

Il carico giornaliero risulta superiore alla produzione da fotovoltaico, quindi è presente un elevato assorbimento di energia dalla rete. Solo per poche ore il consumo viene soddisfatto dalla produzione fotovoltaica (dalle 10:00 alle 13:00), il surplus generato viene immesso nella rete. Come è osservabile dalla figura, il carico giornaliero è alimentato per l'80% dalla rete. Nonostante questo comporti un costo elevato ($\approx 13\text{c€/kWh}$), ai fini della massimizzazione del ritorno economico, risulta maggiormente conveniente del costo da sostenere per l'installazione di un sistema di accumulo.

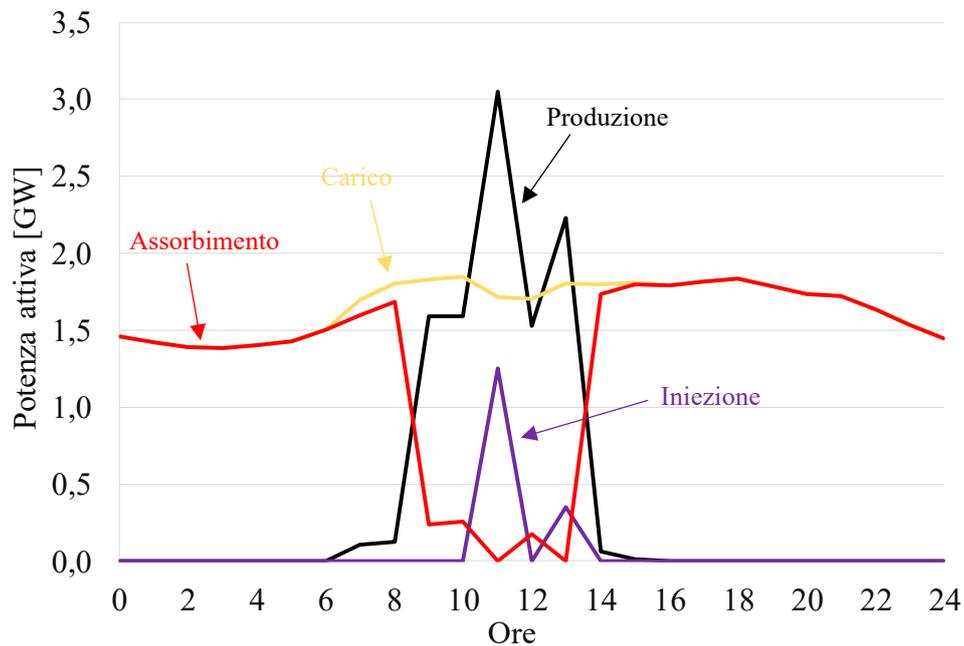


Figura 4-19: Massimizzazione del ritorno economico, profili energetici relativi ad una giornata con bassa produzione da fotovoltaico, sito #2

Nella Figura 4-20 vengono riportati i profili energetici annuali del sito #2. La produzione da fotovoltaico risulta più elevata in estate, i picchi si hanno a Luglio e ad Agosto. Di conseguenza, l'andamento mensile dell'autosufficienza presenta dei picchi in questi mesi raggiungendo un soddisfacente valore ($\approx 50\%$), tenendo conto che l'impianto di generazione è fortemente sottodimensionato rispetto al consumo annuo ($\approx 52\%$). Tuttavia i livelli di assorbimento sono nettamente superiori rispetto agli stessi nel caso della massimizzazione dell'autoconsumo. Le iniezioni in rete sono automaticamente limitate dalla dimensione dell'impianto di generazione, in quanto la maggior parte dell'energia prodotta viene consumata localmente ($\approx 64\%$). Appare chiaro come, negli impianti dotati di solo fotovoltaico, l'utilizzo di un sistema di accumulo sia indispensabile per limitare ancora di più gli scambi con la rete.

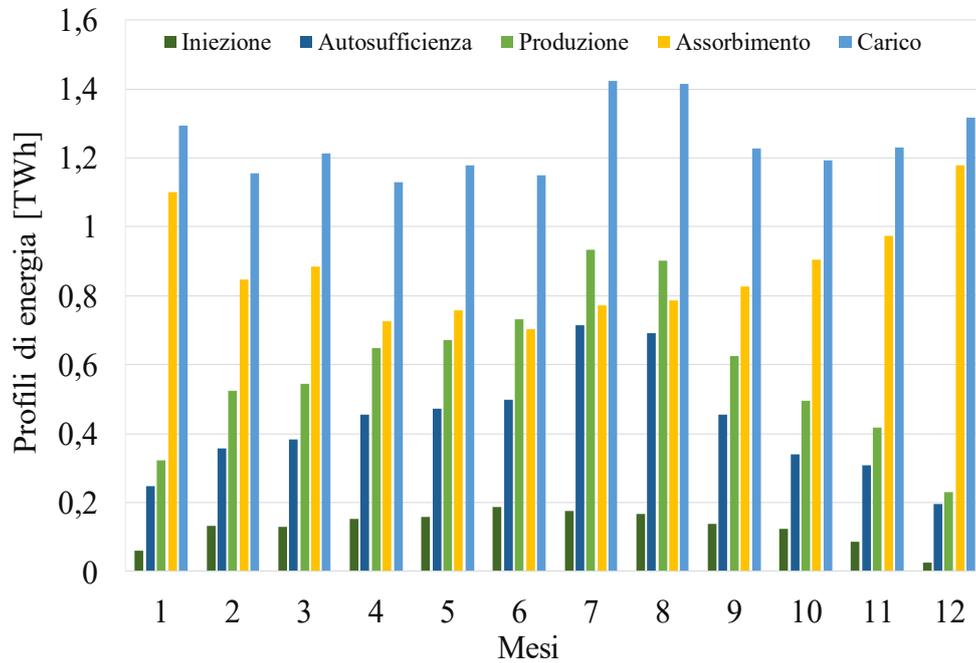


Figura 4-20: Massimizzazione del ritorno economico, profili energetici mensili, sito #2

La Tabella 4-5 e la Tabella 4-6 riportano i risultati del dimensionamento in ogni singolo sito di installazione, con le seguenti condizioni al contorno:

- Il valore attuale netto deve essere positivo ($VAN > 0$);
- Nessuna limitazione sul valore dell'iniezione in rete;

	SITO #1	SITO #2	SITO #3	SITO #4	SITO #5
<i>Risultati del dimensionamento</i>					
FV fisso (GW)	0,5	0,2	0,15	0,15	0,1
FV ad inseguimento (GW)	13	4,7	3,2	1,9	0,8
Eolico (GW)	0	0	0	0	0
Capacità accumulo (GWh)	0	0	0	0	0
<i>Prestazioni dei generatori al bus CC</i>					
Producibilità FV fisso (GWh/GW/anno)	1250	1340	1450	1280	1300
Producibilità FV ad inseguimento (GWh/GW/anno)	1600	1650	2000	1620	1800
Producibilità eolico (GWh/GW/anno)	980	1020	1240	1000	580
<i>Flussi di energia al bus CA</i>					
Produzione da rinnovabili (TWh/anno)	18,6	6,8	5,6	2,7	1,3
Consumo (TWh/anno)	35,5	13,1	9,1	5,3	2,2
Iniezione nella rete (TWh/anno)	6,6	2,4	2,4	0,9	0,5
Assorbimento dalla rete (TWh/anno)	23,5	8,7	5,7	3,4	1,4
Produzione / consumo (%)	53%	52%	62%	52%	59%
Autoconsumo / produzione (%)	64%	64%	61%	65%	62%
Autosufficienza / consumo (%)	34%	33%	38%	34%	37%
Iniezione / consumo (%)	19%	19%	24%	19%	22%
Assorbimento / consumo (%)	66%	67%	62%	66%	63%
<i>Parametri economici</i>					
<u>VAN dopo 25 anni (G€)</u>	<u>37,9</u>	<u>13,4</u>	<u>11</u>	<u>5,5</u>	<u>2,9</u>
Investimento iniziale (G€)	13,6	4,7	3,2	2	0,8
TIR (%)	20,85%	21,1%	24,3%	20,9%	24,5%

Tabella 4-5: Risultati della massimizzazione del ritorno economico, siti da 1 a 5

	SITO #6	SITO #7	SITO #8	SITO #9	SITO #10
<i>Risultati del dimensionamento</i>					
FV fisso (GW)	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
FV ad inseguimento (GW)	0,9	0,7	0,7	0,6	0,4
Eolico (GW)	0	0	0	0	0
Capacità accumulo (GWh)	0	0	0	0	0
<i>Prestazioni dei generatori al bus CC</i>					
Producibilità FV fisso (GWh/GW/anno)	1320	1350	1220	1240	1250
Producibilità FV ad inseguimento (GWh/GW/anno)	1800	1850	1700	1650	1520
Producibilità eolico (GWh/GW/anno)	580	1100	900	520	600
<i>Flussi di energia al bus CA</i>					
Produzione da rinnovabili (TWh/anno)	1,3	1,2	0,9	0,8	0,5
Consumo (TWh/anno)	2,2	2,1	1,8	1,6	1
Iniezione nella rete (TWh/anno)	0,5	0,4	0,35	0,3	0,18
Assorbimento dalla rete (TWh/anno)	1,4	1,3	1,2	1,1	0,7
Produzione / consumo (%)	59%	57%	54%	51%	49%
Autoconsumo / produzione (%)	62%	63%	64%	63%	65%
Autosufficienza / consumo (%)	37%	36%	35%	32%	32%
Iniezione / consumo (%)	22%	21%	19%	19%	17%
Assorbimento / consumo (%)	63%	64%	65%	68%	68%
<i>Parametri economici</i>					
<u>VAN dopo 25 anni (G€)</u>	<u>2,9</u>	<u>2,4</u>	<u>1,9</u>	<u>1,8</u>	<u>0,93</u>
Investimento iniziale (G€)	0,8	0,7	0,7	0,6	0,37
TIR (%)	24,5%	22,8%	21,4%	22,9%	19,3%

Tabella 4-6: Risultati della massimizzazione del ritorno economico, siti da 6 a 10

Come effettuato nel caso studio precedente, nella Tabella 4-7 è messa in evidenza la composizione dei flussi di cassa con il VAN. In questo caso l'enorme esborso iniziale è nettamente inferiore allo stesso nel caso della massimizzazione dell'autoconsumo, essendo l'impianto di produzione sottodimensionato rispetto al consumo annuo del sito. La variabilità dei flussi di cassa positivi è giustificata dall'impiego di dati meteo specifici per ogni anno, di conseguenza variano i flussi energetici e i guadagni a essi associati. L'intersezione della caratteristica del VAN con l'asse delle ascisse, mostra invece il punto di pareggio. Nell'analisi non si tiene conto della possibile evoluzione del costo dell'energia nel tempo. Valutando il Tasso Interno di Rendimento (TIR), quest'ultimo valore risulta essere pari al 21,1% in un arco di 25 anni.

La Figura 4-21 mostra l'andamento del VAN durante la vita dell'investimento (25 anni) relativo al sito #2. Il punto di bilancio si raggiunge alla fine del quinto anno e dopo 25 anni il rendimento corrisponde al 280% dell'investimento iniziale. La quota più elevata dei flussi di cassa positivi derivano dall'assorbimento dalla rete evitato grazie all'autosufficienza, un contributo minore invece è attribuibile alle iniezioni in rete, seppur ridotte. I flussi di cassa negativi sono determinati dai costi di esercizio e manutenzione dell'impianto fotovoltaico, contributo costante per ogni anno e direttamente proporzionale alla taglia dei generatori FV.

Anno	Flussi di cassa Positivi		Flussi di cassa Negativi		Flussi di cassa Totali		VAN
	Autoconsumo	Iniezione	Investimento iniziale	O&M	F.d.c.	F.d.c. attualizzati	Valore Attuale Netto
	* 10 ⁸ €/anno						
0	0	0	-47,8	0	-47,8	-47,8	-47,8
1	8,76	1,47		-0,75	9,47	9,2	-38,5
2	9,11	1,51		-0,75	9,86	9,29	-29,2
3	9,67	1,51		-0,75	10,6	9,7	-19,5
4	9,59	1,58		-0,75	10,4	9,25	-10,3
5	9,15	1,43		-0,75	9,82	8,47	-1,83
6	9,49	1,46		-0,75	10,2	8,54	6,7
7	9,76	1,52		-0,75	10,5	8,55	15,3
8	9,67	1,52		-0,75	10,4	8,23	23,5
9	9,59	1,45		-0,75	10,3	7,9	31,4
10	9,65	1,39		-0,75	10,3	7,65	39,1
11	9,4	1,33		-0,75	9,97	7,21	46,2
12	9,74	1,36		-0,75	10,3	7,25	53,5
13	10,4	1,52		-0,75	11,2	7,6	61,1
14	10,3	1,41		-0,75	10,9	7,21	68,3
15	9,75	1,26		-0,75	10,3	6,58	74,9
16	10,1	1,26		-0,75	10,6	6,61	81,5
17	10,4	1,33		-0,75	11	6,63	88,2
18	10,3	1,31		-0,75	10,9	6,38	94,5
19	10,2	1,25		-0,75	10,7	6,1	100,6
20	10,2	1,16		-0,75	10,6	5,89	106,5
21	9,97	1,11		-0,75	10,3	5,55	112,4
22	10,3	1,12		-0,75	10,7	5,57	117,6
23	11	1,26		-0,75	11,5	5,85	123,5
24	10,9	1,13		-0,75	11,2	5,52	128,9
25	10,3	1,01		-0,75	10,5	5	134

Tabella 4-7: Massimizzazione dell'autosufficienza, distinzione dei flussi di cassa per il sito #2

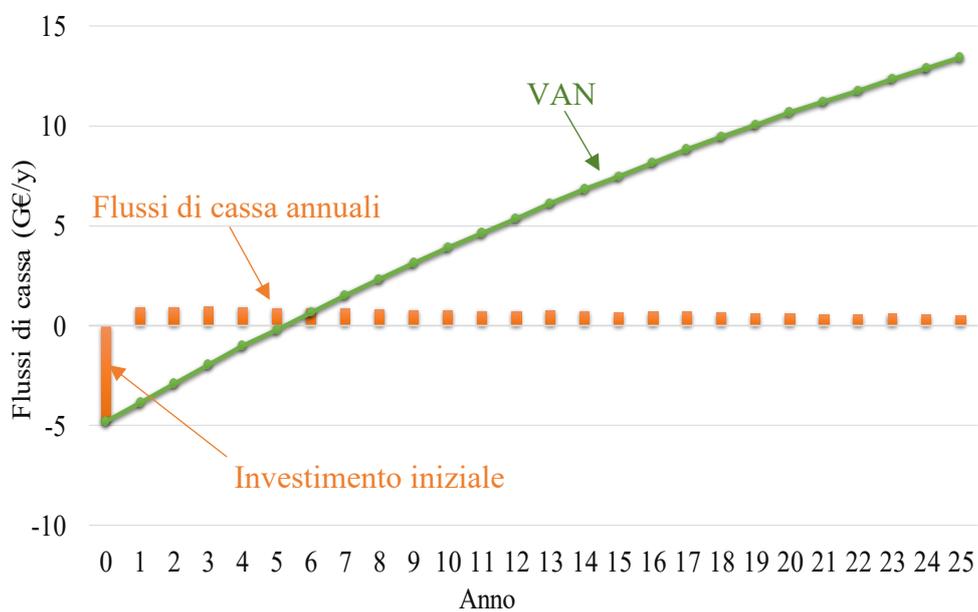


Figura 4-21: Massimizzazione del ritorno economico, andamento del VAN per il sito #2

4.1.8 Mappe delle possibili soluzioni

La mappa delle soluzioni è mostrata nella Figura 4-22 (sito #2). Il massimo ritorno economico si ottiene senza accumulo e la taglia installata dell'impianto fotovoltaico fisso è fissa. Considerando le condizioni al contorno, soprattutto la limitazione del massimo valore orario di iniezione in rete, muovendosi lungo la curva senza accumulo installato, è possibile trovare la migliore soluzione accettabile con $FV = 4,7$ GW. Se non ci si pone il problema di limitare gli scambi con la rete, potrebbe essere installato un impianto fotovoltaico di maggiori dimensioni. Tuttavia in questo caso le iniezioni risulterebbero troppo elevate e questa soluzione non può essere accettata.

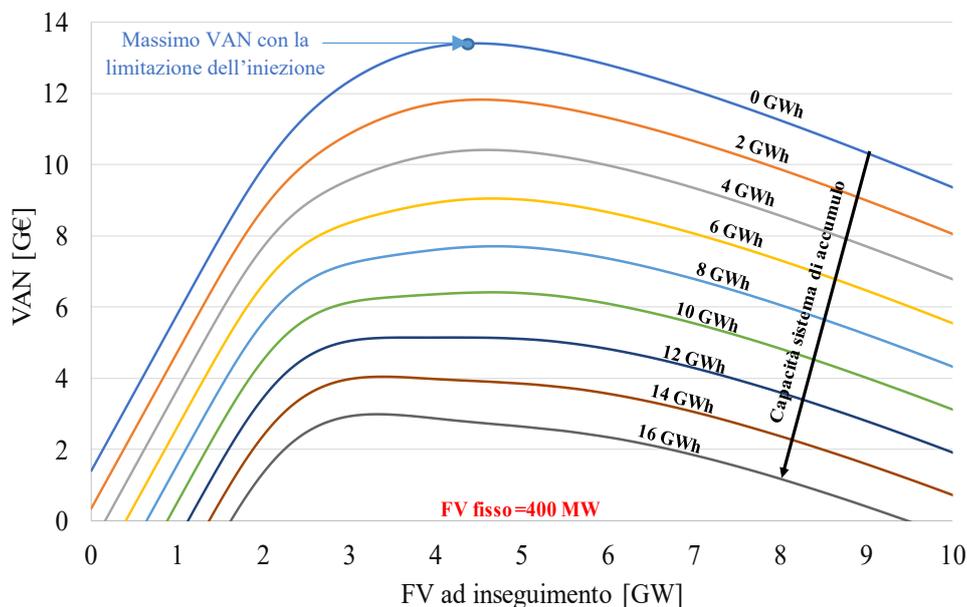


Figura 4-22: Mappa del VAN in funzione della taglia del fotovoltaico e del sistema di accumulo

Aumentando la capacità del sistema di accumulo, il VAN massimo diminuisce, ma è possibile installare più FV raggiungendo di conseguenza un livello più elevata di autoconsumo e minori iniezioni. La Figura 4-23 mostra la mappa dell'autosufficienza corrispondente alla Figura 4-22: senza accumulo l'autoconsumo è limitato al $\approx 38\%$ del carico. Fino a 2 GW di fotovoltaico, l'uso dell'accumulo non è necessario, perché il generatore è sottodimensionato e la maggior parte dell'energia è autoconsumata. In corrispondenza del massimo VAN si ottiene un livello di autosufficienza pari al 33% del carico.

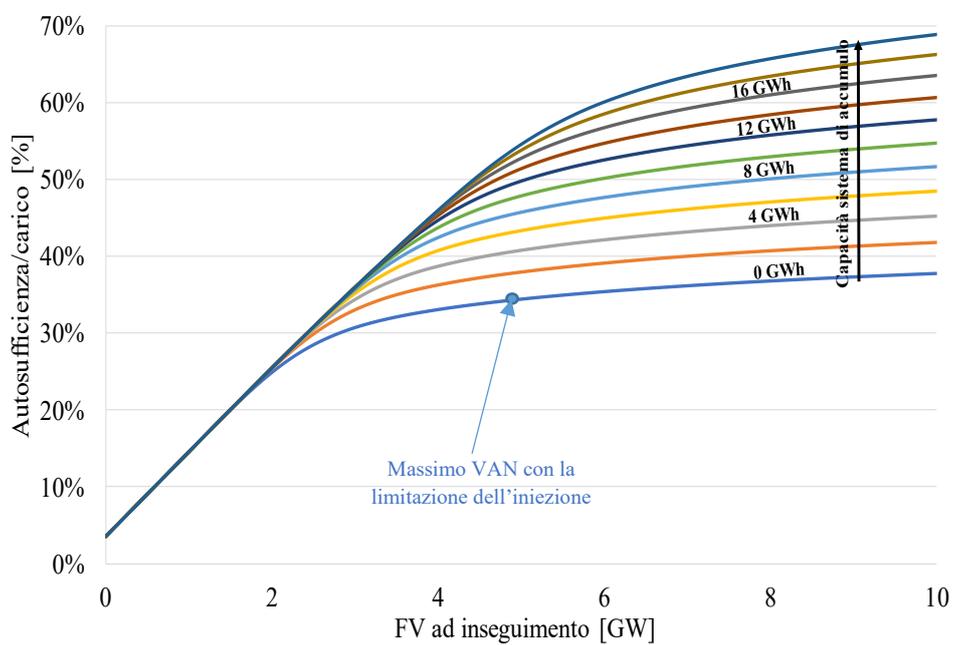


Figura 4-23: Mappa dell'autosufficienza in funzione della taglia del fotovoltaico e del sistema di accumulo

4.1.9 Aggregazione dei carichi con stoccaggio centralizzato

Struttura del sistema

Dopo aver effettuato l'analisi energetica ed economica dei siti di installazione presi singolarmente, viene simulato il caso di studio relativo all'aggregazione di carichi e generatori di ogni singolo sito, di cui un esempio è visualizzabile nella Figura 4-24. I generatori sono raggruppati e devono corrispondere alla totalità dei carichi. In particolare, il simulatore calcola quanto è l'autonomia del sistema analizzato rispetto alla generazione tradizionale utilizzando combustibili fossili: la penetrazione delle rinnovabili è limitata dagli stessi vincoli utilizzati nei precedenti casi studio. La rete elettrica e le relative problematiche non sono state simulate (rete CA ideale) perché il primo obiettivo è definire il bilancio energetico, senza considerare la presenza di eventuali congestionamenti. I risultati dell'aggregazione vengono confrontati con il bilancio energetico medio dei 10 siti di installazione, perché il secondo obiettivo è quantificare i benefici dell'aggregazione. La generazione aggregata corrisponde alla somma dei generatori installati nei dieci casi studio precedenti; allo stesso modo, il carico totale è la somma di tutti e dieci i carichi. Non esistono sistemi di stoccaggio privato, ma solo centralizzato, cioè di proprietà del gestore della rete. Questo studio può essere utile per il proprietario di una rete elettrica privata o per il gestore del sistema di trasmissione: devono definire come alimentare tutti i loro carichi. Potrebbero decidere di installare un sistema di stoccaggio centralizzato per aumentare la generazione rinnovabile e diminuire l'uso di combustibili fossili [33].

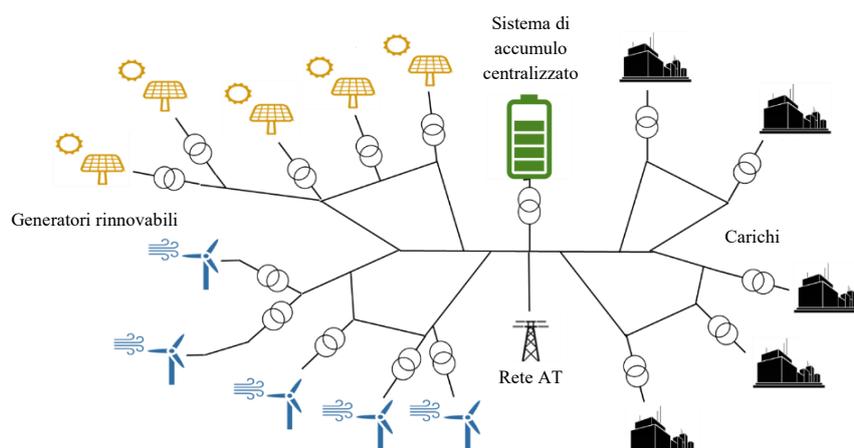


Figura 4-24: Generazione rinnovabile distribuita con accumulo centralizzato

L'energia da fonti rinnovabili può essere utilizzata per alimentare i carichi aggregati nella rete locale, immagazzinata nell'accumulo centralizzato o iniettata nella rete esterna. Dal punto di vista gestionale, senza considerare le perdite, l'energia rinnovabile immediatamente utilizzata per alimentare i carichi nella rete locale può essere considerata “autoconsumata”.

Massimizzazione dell'autosufficienza

L'autoconsumo massimo, in caso di generazione e carichi aggregati, è calcolato seguendo la seguente procedura:

- sommando tutti i diversi profili di produzione da sistemi fotovoltaici e parchi eolici come se fossero dati da un unico generatore. La taglia del generatore totale è data dalla somma dei generatori scelti per massimizzare l'autoconsumo in ogni sito, presi separatamente;
- sommando tutti i diversi profili di carico come un carico unico;
- simulando un sistema di accumulo centralizzato: la sua capacità corrisponde alla somma delle capacità locali nei singoli siti.

I risultati del confronto tra siti non aggregati e aggregazione sono presentati nella Tabella 4-8, in cui in entrambi i casi l'obiettivo è massimizzare l'autoconsumo. L'aggregazione non consente di ottenere risultati sensibilmente migliori rispetto ai singoli casi: i risultati economici ed energetici sono simili. Le ragioni principali sono due. Innanzitutto, il carico in tutti i dieci siti di installazione è simile, a causa della definizione del carico orario per la *i*-esima località partendo dal profilo di consumo nazionale. Inoltre, anche il profilo stagionale è simile: in ogni sito di installazione, il consumo è maggiore durante l'estate a causa dei sistemi di raffreddamento. Probabilmente, in caso di aggregazione con differenti tipologie di carichi, il risultato dell'aggregazione darebbe risultati migliori. Il secondo motivo è l'elevata capacità di accumulo installata: un'elevata capacità di accumulo installata in ogni sito già diminuisce gli scambi con la rete. Pertanto, nel caso di un unico sito, quasi tutta l'energia da fonti rinnovabili viene utilizzata a livello locale. Allo stesso modo, dal punto di vista del gestore di rete, l'accumulo centralizzato consente di utilizzare l'energia rinnovabile nella stessa rete locale in cui viene prodotta (riducendo gli scambi con la rete esterna).

	Senza aggregazione	Con aggregazione
<i>Taglie generatori e accumulo</i>		
FV (GW)	28.5	28.5
Eolico (GW)	0	0
Capacità accumulo (GWh)	80	80
<i>Bilanci energetici</i>		
Produzione da rinnovabili / carico (%)	76%	78%
Autosufficienza (%)	62%	64%
Autoconsumo (%)	81%	82%
<i>Parametri economici</i>		
VAN dopo 25 anni (G€)	20,4	21,6
Investimento iniziale (G€)	59,1	59,1
TIR (%)	6.15	6.2

Tabella 4-8: Massimizzazione dell'autoconsumo, confronto tra siti non aggregati e aggregati

Per il calcolo del TIR relativo all'investimento "senza aggregazione" è stata applicata una media pesata dei singoli TIR rispetto al VAN.

Massimizzazione del ritorno economico

L'autoconsumo massimo, in caso di generazione e carichi aggregati, è calcolato utilizzando la seguente procedura:

- la taglia del generatore totale è la somma dei generatori scelti per massimizzare il tirono economico in ogni sito, presi separatamente;
- unendo tutti i diversi profili di carico in un carico unico

Il sistema di accumulo di tipo centralizzato non viene simulato, perché per massimizzare il VAN nei singoli siti, non viene mai utilizzato. I risultati del confronto tra siti non aggregati e l'aggregazione sono presentati nella Tabella 4-9.

In questo caso l'aggregazione permette di ottenere risultati migliori rispetto ai singoli casi. I risultati economici ed energetici sono maggiori: l'autosufficienza aumenta dal 35% al 37%, e l'autoconsumo dal 64% al 68%. Questo significa che il surplus prodotto da un altro punto della rete locale viene utilizzato immediatamente in un'altra parte della stessa rete locale, dove, ad esempio, la produzione potrebbe essere inferiore a causa delle diverse condizioni meteorologiche.

	Senza aggregazione	Con aggregazione
<i>Taglie generatori e accumulo</i>		
FV (GW)	28,5	28,5
Eolico (GW)	0	0
Capacità accumulo (GWh)	0	0
<i>Bilanci energetici</i>		
Produzione da rinnovabili / carico (%)	54,8%	54,8%
Autosufficienza (%)	35%	37%
Autoconsumo (%)	64%	68%
<i>Parametri economici</i>		
VAN dopo 25 anni (G€)	81	98
Investimento iniziale (G€)	28	28
TIR (%)	22,3%	24,2%

Tabella 4-9: Massimizzazione del ritorno economico, confronto tra siti non aggregati e aggregati

4.2 Caso studio nazionale: Uzbekistan

Nonostante sia energeticamente autosufficiente grazie al suo settore del gas, l'invecchiamento delle infrastrutture dell'Uzbekistan fatica a soddisfare la crescente domanda interna di energia elettrica (+32% rispetto all'anno 2000 [46]). Le perdite dovute a una rete elettrica datata, il consumo elettrico in continuo aumento e le misure economiche nell'ambito della *green economy* rimangono dei fattori che hanno limitato in passato il processo di transizione energetica. Attualmente sono state introdotte riforme di ampio respiro incentrate sul miglioramento e la diversificazione del settore energetico e il governo ha adottato un piano di azioni nel periodo che va dal 2017 al 2030, che dà priorità al miglioramento dell'efficienza energetica, all'aumento della capacità di generazione e all'uso delle energie rinnovabili. Il governo dell'Uzbekistan mira infatti a raggiungere il 21% coperture del consumo energetico complessivo da fonti rinnovabili entro il 2030 [47].

L'Uzbekistan fa parte del programma EU4Energy [48], un programma che mira a migliorare le statistiche sull'energia, dando forma a discussioni sulle politiche regionali, rafforzando i quadri legislativi e l'accesso alle informazioni nei paesi partner.

Esiste un enorme potenziale per lo sviluppo di fonti energetiche rinnovabili in Uzbekistan. Secondo alcune stime circa 1500 insediamenti rurali (1,5 milioni di persone) non sono adeguatamente collegati alle reti elettriche centrali a causa delle loro posizioni remote e dell'inefficienza di linee di trasmissione di energia elettrica obsolete [49]. La mancanza di connessione alle reti di alimentazione elettrica e le ridotte forniture di energia elettrica dovute a un'eccessiva perdita di potenza elettrica sulle linee centrali di trasmissione e distribuzione creano una domanda e un incentivo per lo sviluppo delle risorse rinnovabili in quelle aree. Oltre il 65 per cento della popolazione in Uzbekistan vive nelle zone rurali. Quindi l'energia da biomasse, da impianti fotovoltaici e da parchi eolici possono garantire la sufficienza e la stabilità degli approvvigionamenti energetici per queste popolazioni [50].

4.2.1 Metodologia impiegata

La metodologia impiegata nelle simulazioni è analoga a quella descritta nel caso studio precedente, di seguito si riportano i parametri economici propri dell'Uzbekistan.

- Costo di installazione fotovoltaico: $1100 \frac{\text{€}}{\text{kW}}$ [39];
- Costo di esercizio e manutenzione fotovoltaico: $10 \frac{\text{€}}{\text{kW}}$ [39];
- Costo di installazione turbine eoliche: $1200 \frac{\text{€}}{\text{kW}}$ [39];
- Costo di esercizio e manutenzione turbine eoliche: pari al 2% del costo di installazione [39];
- Costo del sistema di accumulo (ioni di litio): $250 \frac{\text{€}}{\text{kWh}}$ [40];
- Costo di acquisto dell'energia: $12 \frac{\text{c€}}{\text{kWh}}$ [41];
- Prezzo di vendita dell'energia: $7 \frac{\text{c€}}{\text{kWh}}$ [41]

4.2.2 Ubicazione e peculiarità morfologiche del caso studio

Al fine di definire le zone adatte all'installazione di impianto fotovoltaici ed eolici, sono stati utilizzati diversi criteri che variano da quelli morfologici alla presenza di infrastrutture. Nei seguenti paragrafi saranno descritti in dettaglio i criteri utilizzati.

La Repubblica dell'Uzbekistan si trova al centro del continente asiatico (Figura 4-25). Da nord e da ovest confina con il Kazakistan, dal lato orientale con il Kirghizistan e il Tagikistan, a sud con il Turkmenistan e la più piccola fascia di confine con l'Afghanistan. Il territorio occupa 448,49 mila chilometri quadrati. La capitale è la città di Tashkent.



Figura 4-25: Ubicazione del caso studio: Uzbekistan

Accessibilità alle reti elettriche in prossimità dei siti

Il primo criterio analizzato consiste nel definire le zone che sono raggiunte da reti elettriche di trasmissione. Nella pianificazione, si va ad ipotizzare l'installazione di grandi impianti che vanno collegati in alta tensione. Risulta infatti essere accettabile installare in zone già servite da linee elettriche o comunque con la loro presenza nelle vicinanze. Questo significa non andare ad inficiare la convenienza economica dei nuovi impianti. Costruire impianti vicino ai carichi, ossia vicino ad attività produttive o a grandi città nel raggio di 50 km, ha lo scopo di produrre in prossimità del consumo, andando a soddisfare il carico locale e, quindi, ridurre le perdite di trasmissione.

Le principali infrastrutture di trasmissione e distribuzione stanno invecchiando perché la rete è stata sviluppata durante l'era sovietica come parte della rete regionale dell'Asia centrale. Il paese ha più di 230.000 km di linee di trasmissione e distribuzione. La rete è interconnessa con i paesi limitrofi tramite linee di trasmissione da 500 kV e 220 kV. Alcune delle linee di trasmissione e distribuzione, sottostazioni e strutture ausiliarie costruite durante l'era sovietica sono diventate obsolete, come indicato nella Tabella 4-10. Per questo motivo, le perdite di elettricità sono elevate, stimate pari al 20% della produzione netta, e le utenze devono sostenere spese aggiuntive per operazioni di manutenzione in quanto

reperire pezzi di ricambio non è facilmente disponibili, e per far fronte a frequenti interruzioni delle apparecchiature.

Livello di tensione [kV]		Età media [anni]
<i>Linee di trasmissione</i>		<i>Lunghezza</i>
500	2257	28
220	6080	30
110	15300	28
<i>Sottostazioni</i>		<i>Quantità</i>
500	5	30
220	70	30

Tabella 4-10: Estensione ed età media delle linee di trasmissione presenti in Uzbekistan , basata su [51]

Per questo caso studio il sito web *entsoe* non fornisce la mappa della rete elettrica, è stata quindi ricavata dal sito Global Energy [52] [53]. Di seguito viene riportata la mappa raffigurante le linee di trasmissione presenti sul territorio dell'Uzbekistan e quelle in fase di costruzione (Figura 4-26).



Figura 4-26: Mappa delle reti di trasmissione, caso studio: Uzbekistan

Osservando la Figura 4-26, è possibile notare come la densità di installazione delle linee di trasmissione è maggiore nei versanti Sud e Nord-Est del paese. Questo aspetto è giustificato sia dalla morfologia del territorio (la zona centrale e occidentale sono prevalentemente desertiche) che dalla diversa densità di consumo elettrico nelle diverse zone. Nella seguente Figura 4-27 sono indicate le località in cui è stata effettuata la pianificazione della generazione da risorse rinnovabili.

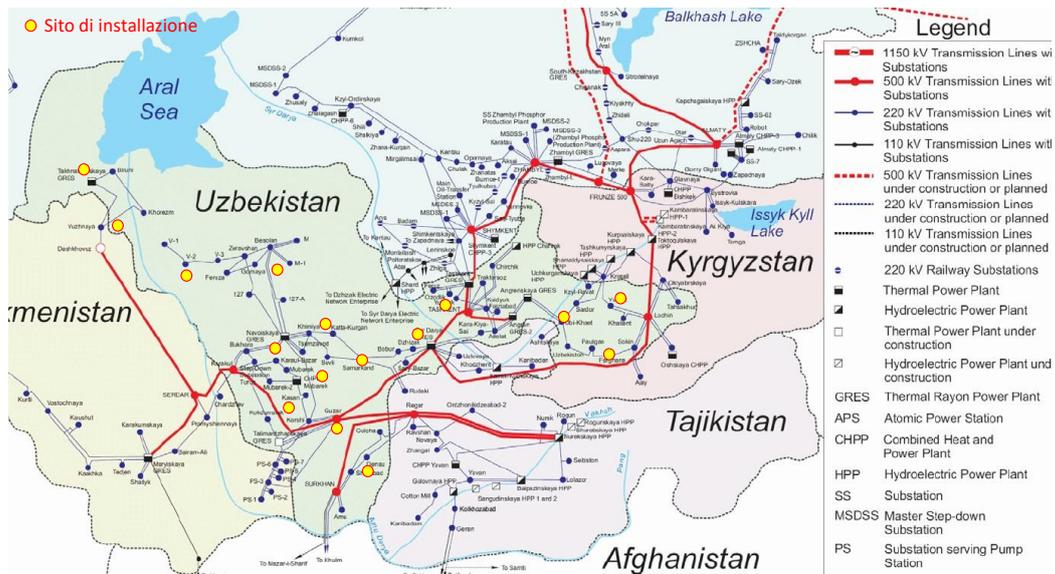


Figura 4-27: Indicazione dei siti di installazione scelti

Proprietà morfologiche del terreno

Il secondo criterio utilizzato si basa sulla valutazione delle proprietà morfologiche del terreno. A tal proposito, sono state utilizzate due diverse fonti: *Google Maps* [43] e *Global Wind Atlas* [44]. Tramite *Google Maps* si ha la possibilità di ottenere la visualizzazione del terreno via satellite, come visibile in Figura 4-28. Questo ci permette di scegliere il sito in modo da evitare zone sabbiose, con presenza di dune o zone eccessivamente montuose. È possibile osservare come la zona centrale ed occidentale del Paese sia pianeggiante, risulta arida o semi-arida con vegetazione di tipo steppico; procedendo verso est si incontrano prima rilievi modesti, fino ad arrivare alle propaggini periferiche delle catene montuose del Tian Shan e del Pamir, più imponenti nei vicini Kirghizistan e Tagikistan, con altezze fino ad oltre quattromila metri. Nella Figura 4-29 si fornisce un dettaglio della zona occidentale del paese.

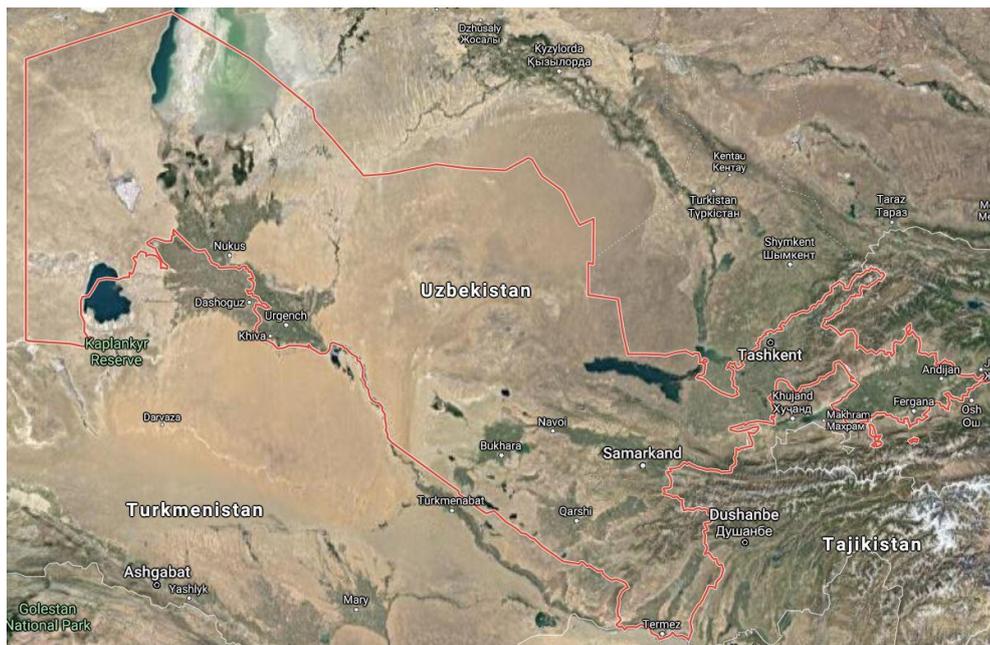


Figura 4-28: Caratteristiche morfologiche del paese, caso studio: Uzbekistan



Figura 4-29: Dettaglio del territorio del paese, caso studio: Uzbekistan

L'analisi morfologica del territorio effettuata tramite immagini satellitari deve essere completata con la valutazione del livello di irregolarità del terreno e della presenza di rilievi, in questo lavoro di tesi è stato sfruttato il sito web Global Wind Atlas.

- *Lunghezza di rugosità* (Figura 4-30), che permette di valutare eventuali irregolarità del terreno. La rugosità ha un notevole impatto, soprattutto per quanto concerne la fonte eolica. Ad esempio, in prossimità di centri abitati e di foreste la lunghezza di rugosità è elevata, causando di conseguenza il rallentamento del vento e una bassa producibilità da eolico.

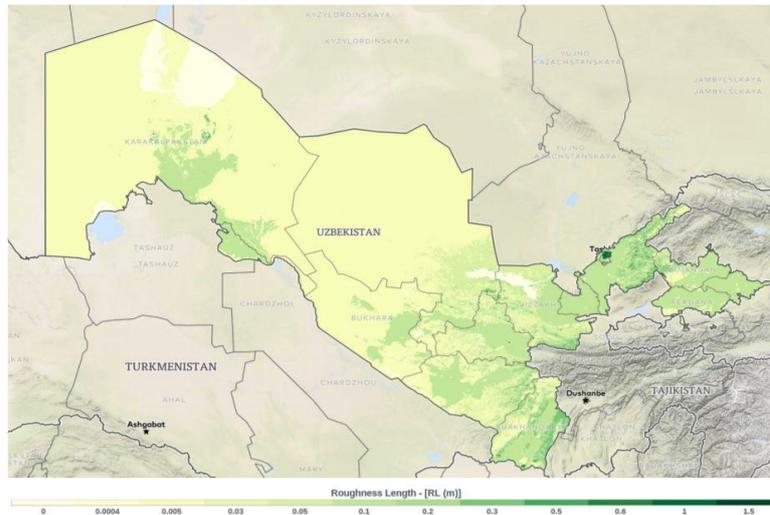


Figura 4-30: Andamento della lunghezza di rugosità del paese, caso studio: Uzbekistan

I siti di installazione scelti sono caratterizzati da una lunghezza di rugosità che assume un valore massimo pari a 0,2 m, mediamente è inferiore a 0,1 m.

- *Orografia* (Figura 4-31), che rappresenta la variazione in altezza del terreno considerato. Questa ha, come la rugosità, un importante impatto sulla fonte eolica. Infatti colline, valli, scogliere, scarpate e creste influenzano il profilo di velocità e di direzione del vento.

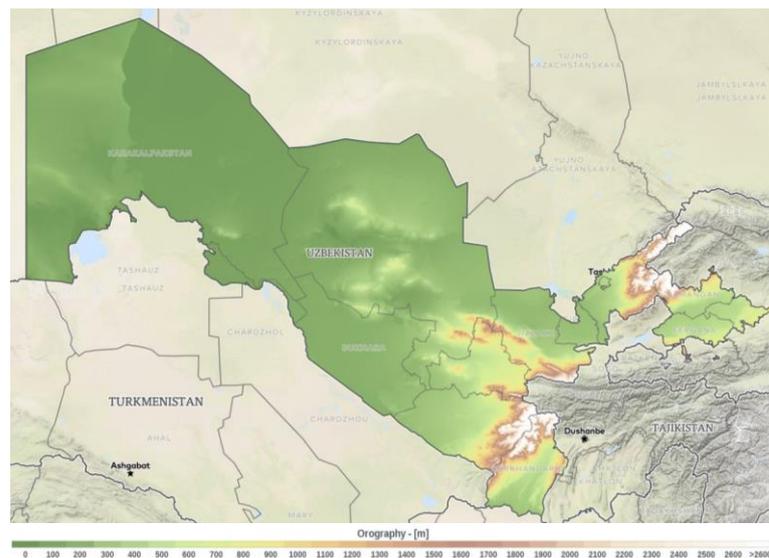


Figura 4-31: Variazione in altezza del terreno, caso studio: Uzbekistan

Facendo riferimento alla Figura 4-31, è possibile osservare che nelle propaggini periferiche sono presenti le catene montuose del Tian Shan e del Pamir, con altezze fino ad oltre quattromila metri. La ricerca di siti idonei all'installazione di impianti fotovoltaici ed eolici in questa zona risulta quindi essere più ardua rispetto alla zona ovest e sud del paese, maggiormente idonea a questo scopo. Questo aspetto è giustificato dal fatto che l'installazione di impianti fotovoltaici ed eolici in zone pianeggianti, caratterizzati da una pendenza del terreno ridotta, è un vantaggio in termini di costi di installazione e di funzionalità, tanto più per il vento.

4.2.3 Consumo elettrico

In questo lavoro, in mancanza dei profili di carico reali per le diverse località Turche, sono stati ricavati mediante la ponderazione del profilo di consumo elettrico relativo dell'intero stato con il numero di abitanti presenti nei singoli siti.

La procedura di stima dei profili di carico sopra descritta permette di utilizzarli agevolmente nella pianificazione della generazione da RES, soprattutto in quei casi in cui i dati relativi ai consumi non sono di semplice consultazione. Tuttavia non consente di effettuare la distinzione per la singola utenza residenziale, restituendo quindi il profilo di carico di un aggregato di utenze.

Per la utenza residenziale definire il profilo di consumo può risultare difficoltoso in quanto varia in funzione di aspetti sia non elettrici che prettamente energetici come:

- Il numero di persone nella famiglia, le loro attività lavorative, il loro stile di vita e l'età media del nucleo familiare;
- La presenza di picchi di schema di carico di breve durata, dipendenti principalmente da pochi apparecchi ad alta potenza.

Di conseguenza la caratterizzazione dei consumi residenziali, tenendo conto di queste variabili, richiederebbe un'analisi statistica basata sui vari aspetti che incidono sul consumo energetico della famiglia. Da questo punto di vista, l'aggregazione di un numero elevato di utenze consente di ottenere un profilo di carico abbastanza regolare, con variazioni del carico relative che variano a seconda del numero di utenze aggravate.

In ogni simulazione il carico totale corrisponde alla somma dei consumi relativi ad ogni località (Figura 4-32).

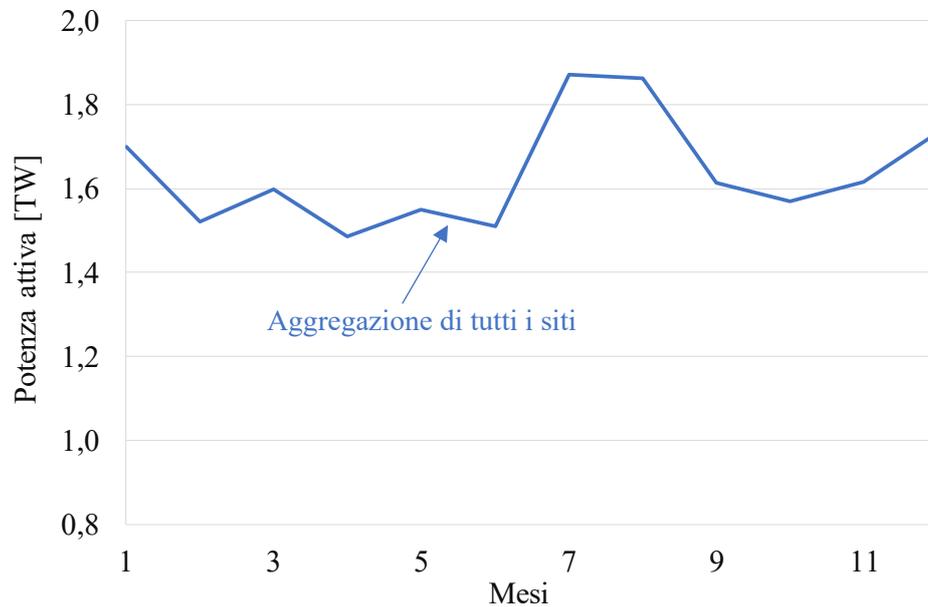


Figura 4-32: Profilo di consumo mensile dell'aggregato dei siti di installazione

I principali dati relativi all'aggregazione di tutti i siti analizzati sono riassunti nella Tabella 4-11.

Carico	Aggregato
Picco (TW)	1,87
Medio (TW)	1,6
Base (MW)	1,48

Tabella 4-11: Parametri principali del profilo di carico aggregato

4.2.4 Dati di radiazione per il FV

La conoscenza della disponibilità di fonte solare nei paesi presi in esame è di fondamentale importanza per effettuare una corretta pianificazione della generazione da fotovoltaico. I dati relativi ai paesi analizzati sono stati ricavati tramite il sito web *Global Solar Atlas*. [44] [45]

Di seguito vengono riportate le mappe disponibili per il Kazakhstan raffiguranti la distribuzione sul territorio dell'irradianza annuale (Figura 4-33) e della producibilità da fotovoltaico (Figura 4-34).

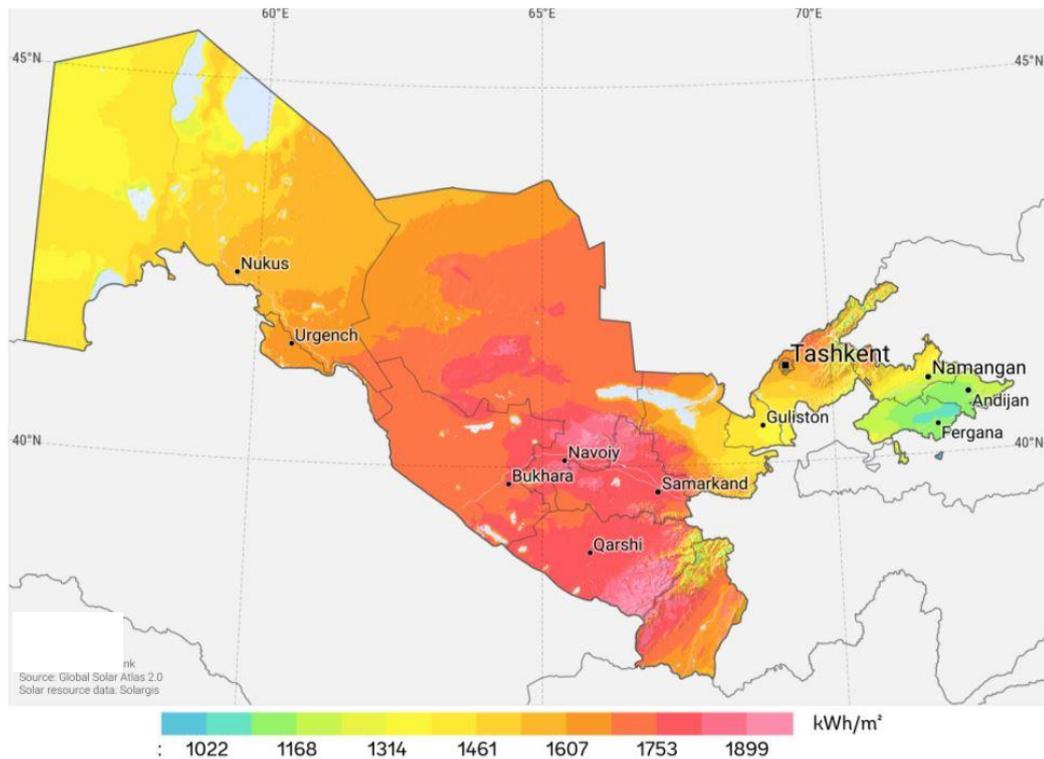


Figura 4-33: Distribuzione sul territorio dell'irradianza annuale, caso studio: Uzbekistan

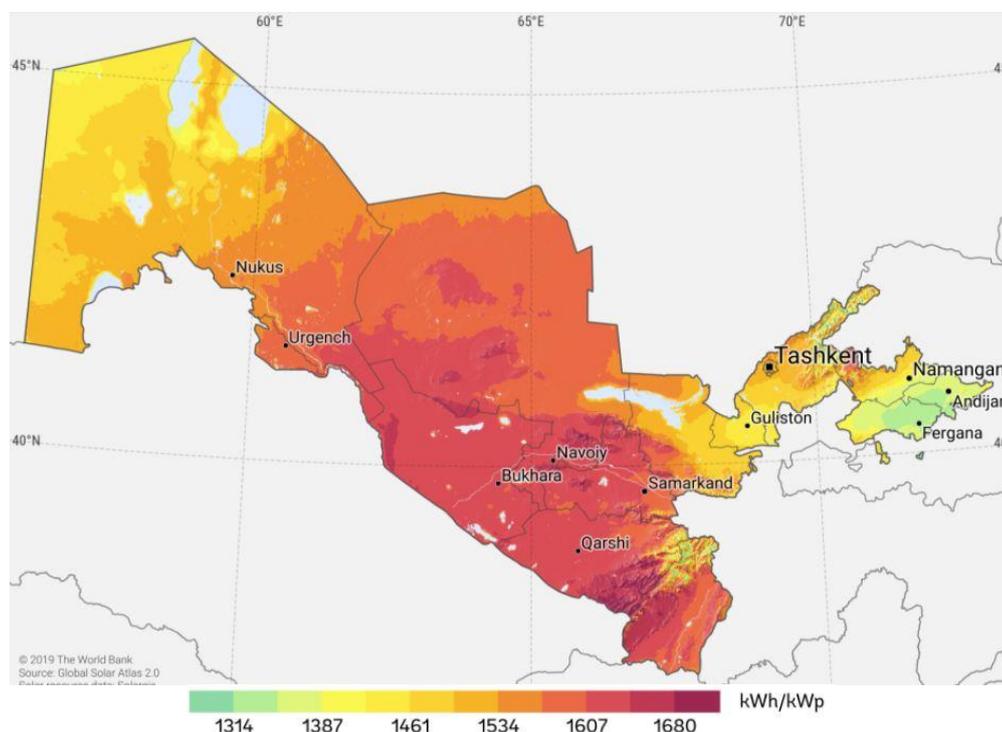


Figura 4-34: Distribuzione sul territorio della producibilità annuale da fotovoltaico

Dalla Figura 4-33 e dalla Figura 4-34 è possibile osservare come la zona centrale del paese è caratterizzata da un'elevata irradianza e di conseguenza gli impianti fotovoltaici installati in questa zona restituiscono ottimi valori di producibilità annui. In generale l'Uzbekistan è un paese idoneo all'installazione di campi solari.

4.2.5 Dati di velocità del vento per l'eolico

La ricerca della disponibilità della fonte eolica è stata effettuata tramite il sito web *Global Wind Atlas*, in modo da ottenere la valutazione delle ventosità nelle diverse zone.

Le distribuzioni della velocità del vento risultano essere omogenee come la fonte solare (Figura 4-35). Si scelgono zone con velocità elevate, le più ventose. In generale, per avere una producibilità minima accettabile, un sito deve presentare una velocità media annua del vento di almeno 5 m/s: infatti, la producibilità energetica di una turbina eolica varia con il cubo della velocità del vento, per cui, ad esempio, un sito con una velocità media annua del vento di 5-6 m/s permette di produrre il doppio di energia elettrica rispetto a un sito in cui tale velocità è di 3-4 m/s.

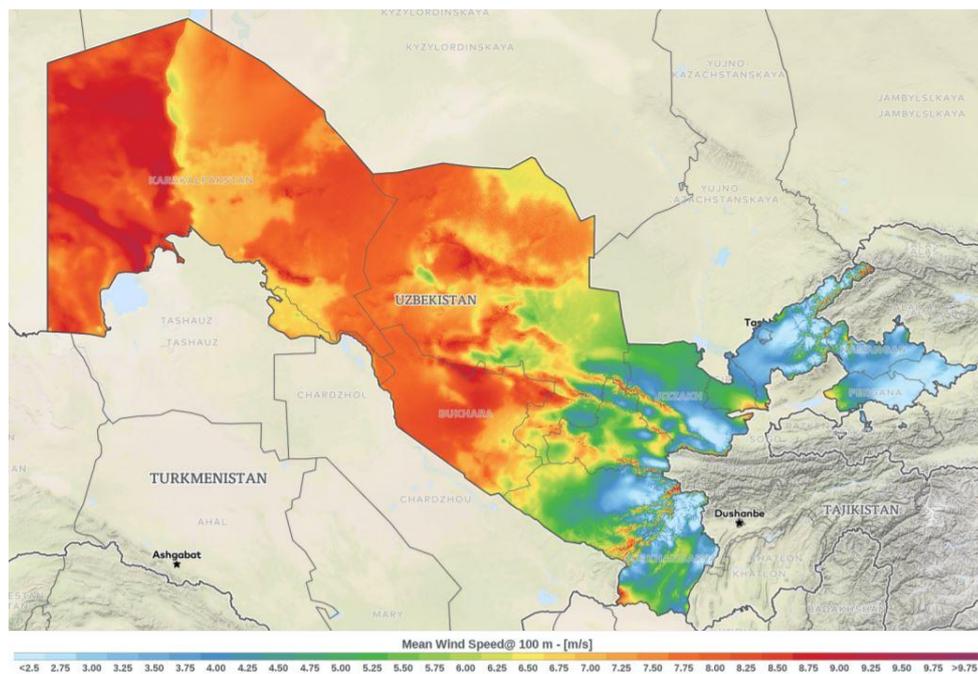


Figura 4-35: Distribuzione sul territorio della velocità del vento, caso studio: Uzbekistan

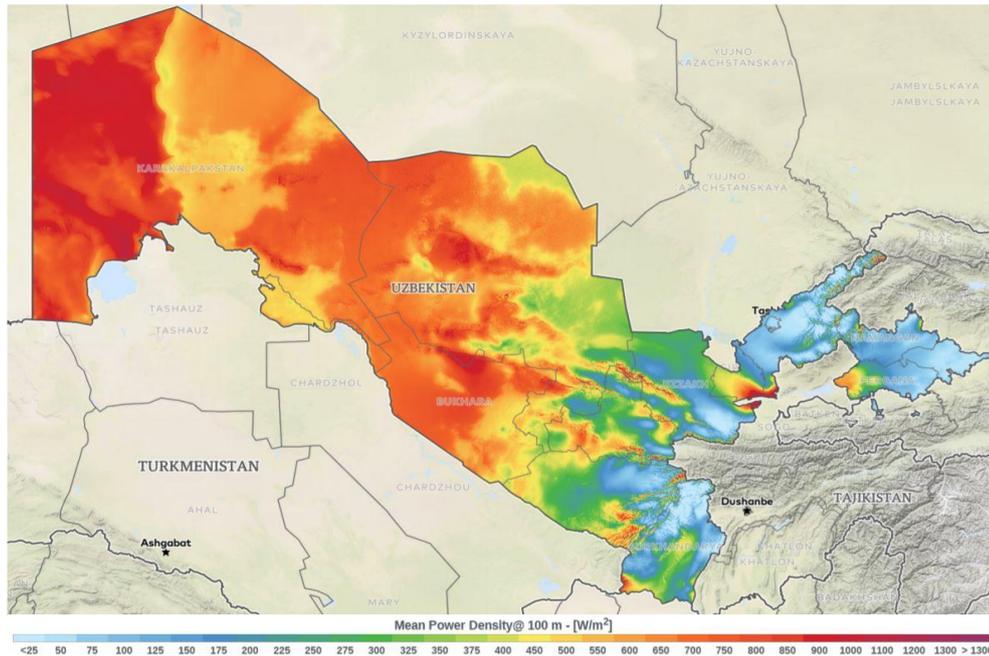


Figura 4-36: Distribuzione sul territorio della densità di produzione da eolico, caso studio: Uzbekistan

Come è possibile osservare dalla Figura 4-35 e dalla Figura 4-36 l'installazione di turbine eoliche risulta essere proficua dal punto di vista della produzione di energia soprattutto nel versante occidentale e centrale del territorio. Di contro nel versante orientale del paese non è possibile installare parchi eolici, sia per la scarsa disponibilità della fonte primaria che per la morfologia del territorio.

Come si nota dalla legenda, è stata selezionata un'altezza di 100 metri per la valutazione della velocità del vento media annua. La velocità del vento può infatti essere valutata a diverse altezze; tuttavia, dal momento che le turbine eoliche attuali tendenzialmente sono realizzate con una altezza di 100 metri, per avere una idea e selezionare le zone geografiche adeguate, è consigliabile valutare la velocità proprio ad una altezza di 100 metri.

4.2.6 Analisi della contemporaneità delle due fonti rinnovabili: irradianza solare e velocità del vento

Nel caso studio è stata analizzata la possibile contemporaneità di irradianza e velocità del vento, questo perché l'installazione delle turbine eoliche è limitata da due fattori principali. Il primo limite è dovuto alla loro imprevedibile produzione anche di notte, quando i carichi sono generalmente al minimo. Picchi di produzione improvvisi si verificano molte volte durante la notte in tutti i siti. Pertanto, per rispettare i vincoli di rete non possono essere consentite iniezioni troppo elevate; quindi un parco eolico sovradimensionato viene automaticamente escluso o è richiesto l'uso di un adeguato sistema di accumulo per mitigare le iniezioni. Di conseguenza, in ogni scenario, la capacità fotovoltaica è superiore alla potenza nominale eolica, anche in quei siti dove la resa annuale della prima fonte è inferiore. Il secondo limite è dovuto alla contemporaneità del sole e del vento. Se le produzioni eoliche e fotovoltaiche sono contemporanee, è preferibile il fotovoltaico. Il numero di ore di funzionamento dei generatori è indipendente dalle dimensioni degli impianti: i sistemi fotovoltaici sono modulari e gli impianti eolici sono composti da turbine eoliche con le stesse specifiche. Nel sito #7, il numero di ore in cui entrambe le fonti rinnovabili sono disponibili raggiunge un picco del 94%, mentre le ore in cui non avviene produzione sono solamente il 6% delle ore annuali. I dati di contemporaneità sono presentati nella Tabella 4-12.

Nella prima e nella seconda riga è riportato il numero di ore in cui ciascun generatore potrebbe produrre, indipendentemente dall'altro. Nella terza riga è presente il numero di ore in cui possono lavorare contemporaneamente entrambi i generatori rinnovabili. Quindi, viene mostrato quante ore ciascuna tecnologia potrebbe funzionare, quando l'altra non è produttiva. Nelle ultime righe c'è il numero di ore in cui è presente almeno una fonte rinnovabile (unione delle ore fotovoltaiche e eoliche), è espresso in percentuale rispetto all'intero anno. È importante notare che la produzione reale sarà inferiore: la presenza di fonti rinnovabili non garantisce la produzione: ad esempio, la produzione eolica può essere influenzata dalle turbolenze e ci sono limiti di *cut-in* e *cut-out* per la velocità del vento.

(Ore/anno)	SITO #7
Fotovoltaico	4217
Eolico	7721
F ∩ E (contemporanei)	3690
Solo fotovoltaico	527
Solo eolico	4031
F U E (almeno una delle due fonti)	94%*
Produzione assente	≈6%*

*rispetto alle ore annuali

Tabella 4-12: Numero di ore in cui è presente produzione da fotovoltaico o da eolico

I risultati forniti nella precedente tabella sono stati espressi mensilmente nella Figura 4-37, dalla quale è possibile osservare la simultaneità delle fonti rinnovabili nel SITO #7. Ovviamente, la produzione fotovoltaica è maggiore durante l'estate, mentre la produzione eolica è omogenea durante l'anno in quanto il sito è una zona molto ventosa. Il mese più sfavorevole per il fotovoltaico è Novembre, con 268 ore sulle 720 disponibili, rispetto Giugno in cui oltre il 60% delle ore è disponibile la produzione fotovoltaica. Per l'eolico si ha il numero minimo di ore di produzione a Febbraio con 580 ore mentre a Luglio si ha per quasi tutto il mese la generazione da eolico (≈95% del tempo). A Gennaio non c'è generazione per più del 15% del tempo mentre a Luglio si ha la produzione per tutto il mese (Figura 4-38). Ovviamente la reale produzione di energia non dipende solo dal numero di ore in cui sono presenti radiazione solare e vento, ma anche dalla loro intensità. Le produzioni reali sono quantificate nel paragrafo successivo.

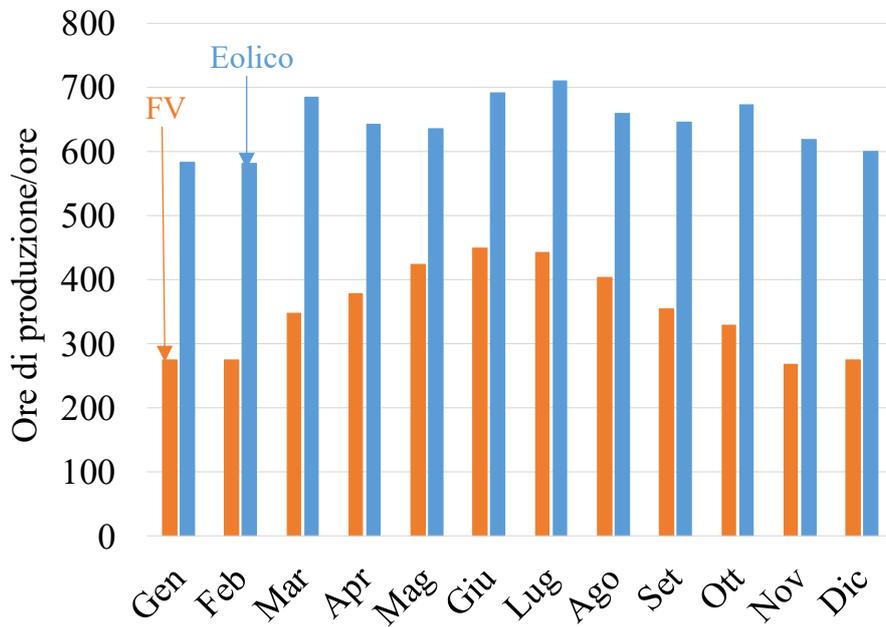


Figura 4-37: Ore di produzione di energia da impianti fotovoltaici e parchi eolici, sito #7

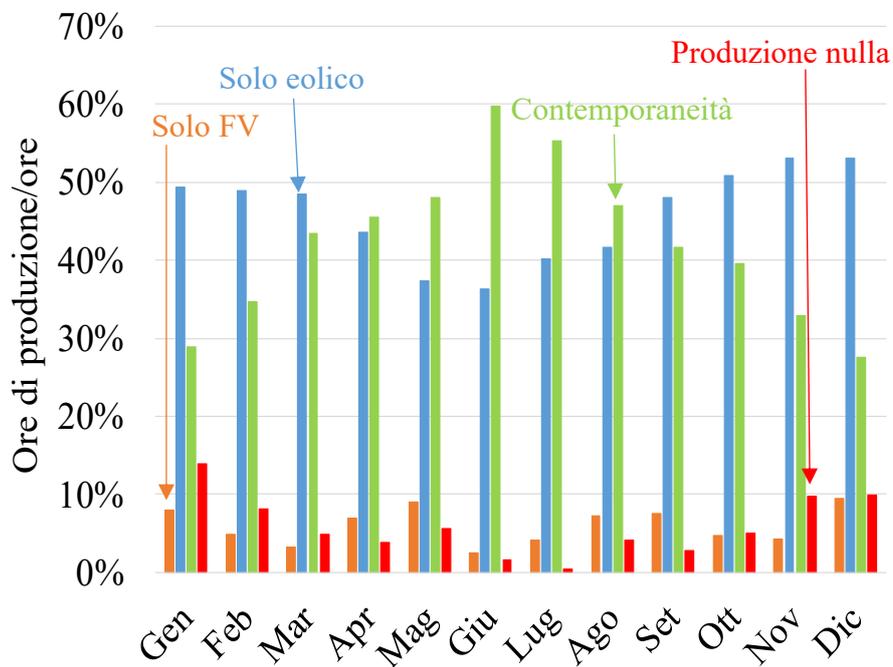


Figura 4-38: Simultaneità delle fonti rinnovabili, sito #7

4.2.7 Massimizzazione dell'autosufficienza

Il primo obiettivo che si è voluto raggiungere è quello di massimizzazione il livello di autosufficienza dell'Uzbekistan. La valutazione rigorosa dell'autosufficienza a livello nazionale necessita di considerare le diverse località, intese come aggregati di un numero elevato di utenze, interconnesse tra di loro. Tuttavia in questo lavoro è stato utilizzato l'approccio a parametri concentrati piuttosto che a parametri distribuiti, ottimizzando il livello di autosufficienza per ogni località e valutando infine i risultati a livello nazionale.

Nel sito #7 si raggiunge la massima autosufficienza, corrispondente al 86% del carico, mentre nel caso peggiore, ovvero nel sito #10 è del 53%. Dei livelli così elevati di autosufficienza energetica sono stati raggiunti installando impianti solari ed eolici con ingenti capacità di accumulo, in modo da sfruttare al meglio il surplus di generazione, soprattutto derivante dall'eolico. Di conseguenza risultano limitate notevolmente le iniezioni nella rete nei diversi siti, mediamente quantificabili attorno al 13% del consumo annuale.

Dal punto di vista economico la generazione da fonti rinnovabili risulta così redditizia, rispetto all'acquisto dell'energia dalla rete, che la scelta di installare un'elevata capacità di accumulo è giustificata anche se il suo utilizzo è costoso rispetto all'uso della rete. Come verrà descritto in seguito, è quindi possibile ottenere un elevato livello di autosufficienza insieme ad un VAN positivo (al termine della vita utile dell'impianto, in questo caso pari a 25 anni) e un TIR superiore al 6%.

A seconda della disponibilità della fonte eolica e della morfologia dei singoli siti, sono presenti casi in cui i sistemi di generazione fotovoltaici sono preferiti ai parchi eolici, ed altri in cui sono presenti entrambi. La necessità di sfruttare la risorsa eolica deriva dalla presenza di un elevato carico di base, perciò solo gli impianti fotovoltaici non sono la soluzione migliore per raggiungere un elevato autoconsumo, perché richiedono una capacità di accumulo davvero elevata. Da questo punto di vista i parchi eolici potrebbero aiutare, se la produzione non è simultanea con il fotovoltaico.

La Figura 4-39 mostra i profili energetici al bus CA di una giornata tipica di Luglio caratterizzata da un'elevata produzione da fotovoltaico e da eolico relativa al sito #7. Questi risultati sono stati ottenuti massimizzando l'autosufficienza nel

sito in cui è stato previsto un impianto fotovoltaico da circa 270 MW ed eolico da 110 MW, abbinato ad un sistema di accumulo con capacità pari a 720 MWh.

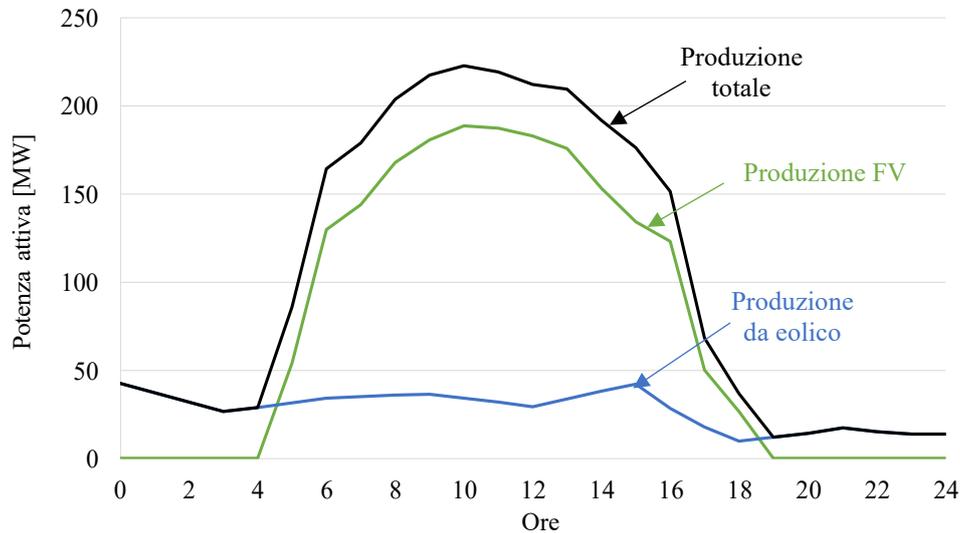


Figura 4-39: Massimizzazione dell'autoconsumo, profili giornalieri di produzione da fonti rinnovabili con elevata irradiazione solare e modesta velocità del vento, sito #7

La Figura 4-40 mostra i corrispondenti profili energetici al bus CA: la produzione eolica aiuta ad alimentare i carichi durante le prime ore del giorno e della notte, mentre durante le ore di luce le batterie vengono caricate sfruttando il surplus di generazione. La dimissione della produzione fotovoltaica inizia nel pomeriggio ($\approx 16:30$), il carico viene quindi soddisfatto per la maggior parte dalla scarica del sistema di accumulo a cui si aggiunge il contributo della generazione eolica. In questa giornata si raggiunge il livello teorico del 100% di autosufficienza, l'assorbimento di energia è nullo, gli unici scambi con la rete sono rappresentati da una ridotta iniezione in rete nelle ore di alta produzione.

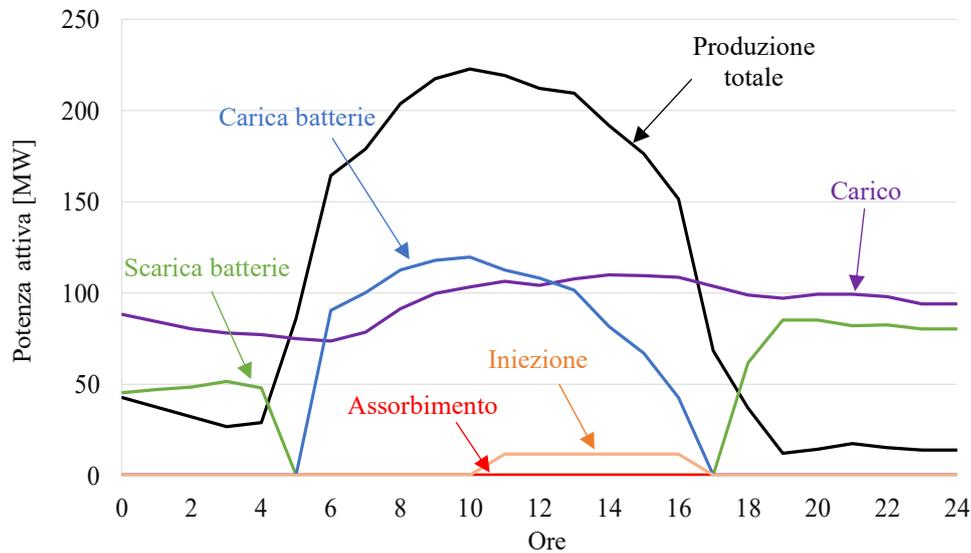


Figura 4-40: Massimizzazione dell'autosufficienza, profili energetici relativi ad una giornata con elevata produzione da fotovoltaico e da eolico, sito #7

Un caso diverso è descritto nella Figura 4-41, in cui sono riportati i profili di generazione, e nella Figura 4-42 in cui sono riportati gli scambi energetici con la rete relativi ad una giornata tipica di Ottobre. Quest'ultima è caratterizzata da una bassa produzione da fotovoltaico ed elevata da eolico. Il carico è abbastanza piatto, rispetto al profilo di generazione fotovoltaica, quindi il surplus viene immagazzinato nelle ore centrali della giornata (dalle 5:00 alle 14:00) per poi essere utilizzato a partire dal primo pomeriggio, a causa della rapida riduzione di produzione fotovoltaica, per soddisfare il carico. Quando il sistema di accumulo è scarico, il consumo viene soddisfatto mediante l'assorbimento dalla rete (nelle prime ed ultime ore della giornata).

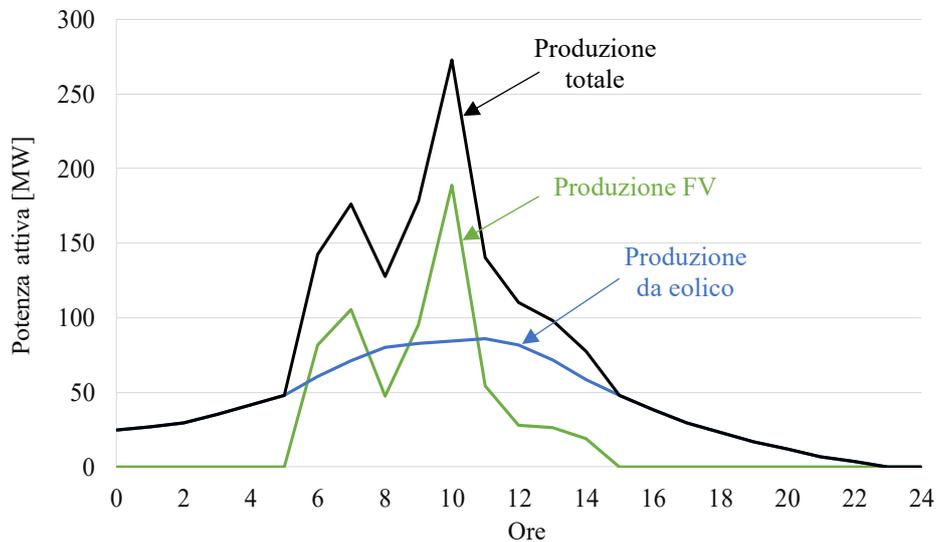


Figura 4-41: Massimizzazione dell'autoconsumo, profili giornalieri di produzione da fonti rinnovabili con basso irradiazione solare e alta velocità del vento, sito #7

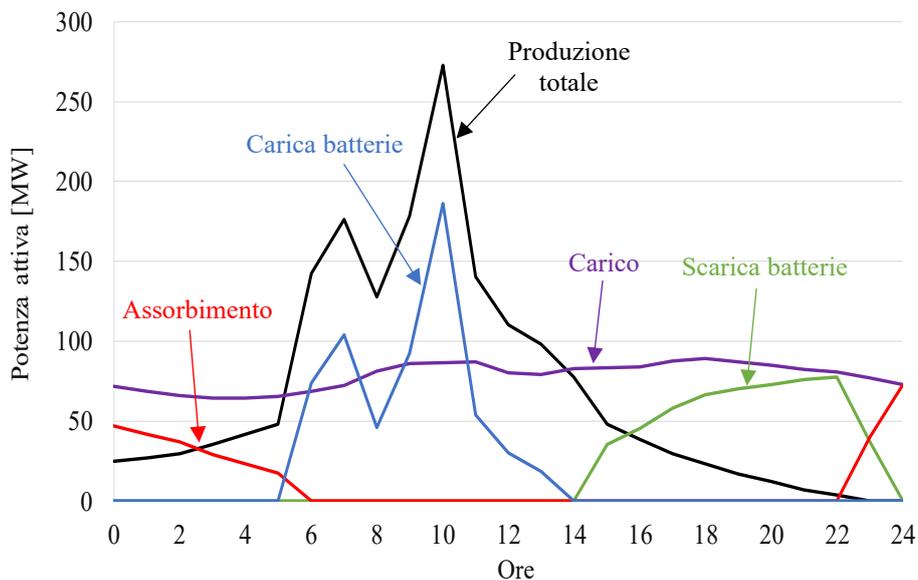


Figura 4-42: Massimizzazione dell'autosufficienza, profili energetici relativi ad una giornata con bassa produzione da fotovoltaico ed elevata da eolico, sito #7

Nella Figura 4-43 vengono riportati i profili energetici annuali del sito #7. La produzione da rinnovabili risulta più elevata in estate rispetto agli altri mesi, grazie all'elevata generazione da fotovoltaico e dal contributo dell'eolico. I picchi si hanno

a Luglio e ad Agosto. Tuttavia, nei mesi caratterizzati da alta produzione non si verifica il minimo livello di assorbimento dalla rete, in quanto il carico in questi mesi è elevato, bensì a Giugno. Di contro, Gennaio è il mese in cui la produzione raggiunge il valore minimo mensile, in questo caso l'assorbimento rispetto al consumo è pari a circa il 50%. Mediamente, a livello annuale, l'assorbimento è pari al 14% del consumo annuo in quanto nei mesi che vanno da Febbraio a Novembre risulta minore del 10%. Come è possibile osservare dalla Figura 4-43 l'iniezione in rete è pressoché nulla, diretta conseguenza dell'installazione di un sistema di accumulo di grandi dimensioni. Nella figura si è voluto rappresentare anche l'andamento mensile dell'autosufficienza, nell'arco dell'anno si è raggiunto un soddisfacente intervallo di autosufficienza che va dal 48% a Gennaio fino al 95% a Luglio.

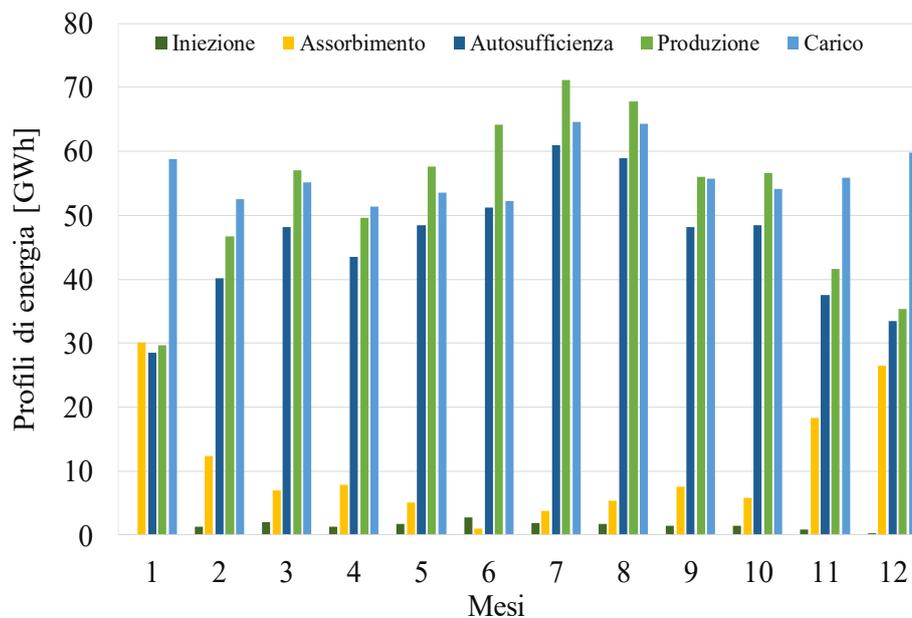


Figura 4-43: Massimizzazione dell'autosufficienza, profili energetici mensili, sito #7

La Tabella 4-13 e la Tabella 4-14 riportano i risultati del dimensionamento in ogni singolo sito di installazione, con le seguenti condizioni al contorno:

- Il valore attuale netto deve essere positivo ($VAN > 0$);
- L'energia annua immessa in rete non può superare il 50% del carico;
- Il TIR deve essere superiore o pari al 6%.

	SITO #1	SITO #2	SITO #3	SITO #4	SITO #5
<i>Risultati del dimensionamento</i>					
FV fisso (MW)	50	50	45	45	45
FV ad inseguimento (MW)	2400	2300	540	510	360
Eolico (MW)	6	0	0	0	0
Capacità accumulo (MWh)	5100	3500	1100	880	800
<i>Prestazioni dei generatori al bus CC</i>					
Producibilità FV fisso (MWh/MW/anno)	1500	1200	1530	1300	1500
Producibilità FV ad inseguimento (MWh/MW/anno)	2000	1600	2000	1620	2000
Producibilità eolico (MWh/MW/anno)	1400	100	100	50	300
<i>Flussi di energia al bus CA</i>					
Produzione da rinnovabili (GWh/anno)	4050	3050	980	760	700
Consumo (GWh/anno)	5250	5000	1240	1140	900
Iniezione nella rete (GWh/anno)	650	450	160	110	110
Assorbimento dalla rete (GWh/anno)	2000	2400	450	500	310
Produzione / consumo (%)	77%	62%	78%	67%	80%
Autoconsumo / produzione (%)	80%	82%	80%	82%	80%
<u>Autosufficienza / consumo (%)</u>	<u>62%</u>	<u>53%</u>	<u>63%</u>	<u>55%</u>	<u>64%</u>
Iniezione / consumo (%)	13%	10%	13%	10%	13%
Assorbimento / consumo (%)	38%	47%	37%	45%	36%
<i>Parametri economici</i>					
VAN dopo 25 anni (M€)	735	660	170	150	120
Investimento iniziale (M€)	3500	3000	810	720	560
TIR (%)	6,2%	6,15%	6,18%	6,2%	6,1%

Tabella 4-13: Risultati della massimizzazione dell'autosufficienza, siti da 1 a 5

	SITO #6	SITO #7	SITO #8	SITO #9	SITO #10
<i>Risultati del dimensionamento</i>					
FV fisso (MW)	40	40	30	30	25
FV ad inseguimento (MW)	280	230	180	150	70
Eolico (MW)	0	110	8	80	0
Capacità accumulo (MWh)	640	720	420	520	140
<i>Prestazioni dei generatori al bus CC</i>					
Producibilità FV fisso (MWh/MW/anno)	1600	1500	1500	1500	1400
Producibilità FV ad inseguimento (MWh/MW/anno)	2100	2000	2000	2000	1800
Producibilità eolico (MWh/MW/anno)	200	2250	1800	2200	130
<i>Flussi di energia al bus CA</i>					
Produzione da rinnovabili (GWh/anno)	550	610	400	420	130
Consumo (GWh/anno)	670	600	470	415	180
Iniezione nella rete (GWh/anno)	90	36	62	64	23
Assorbimento dalla rete (GWh/anno)	230	85	160	62	80
Produzione / consumo (%)	81%	102%	85%	102%	70%
Autoconsumo / produzione (%)	80%	83%	81%	82%	80%
<u>Autosufficienza / consumo (%)</u>	<u>65%</u>	<u>86%</u>	<u>65%</u>	<u>85%</u>	<u>55%</u>
Iniezione / consumo (%)	13%	6%	13%	16%	13%
Assorbimento / consumo (%)	35%	14%	35%	15%	45%
<i>Parametri economici</i>					
VAN dopo 25 anni (M€)	93	110	68	80	25
Investimento iniziale (M€)	445	540	320	380	120
TIR (%)	6,1%	6%	6,2%	6%	6,25%

Tabella 4-14: Risultati della massimizzazione dell'autosufficienza, siti da 6 a 10

Così come svolto nel precedente caso studio (Turchia) si definiscono e riportano tutti i parametri per eseguire l'analisi economica completa, come mostrato nella Tabella 4-15. Dopo circa 18 anni viene recuperato il costo dell'investimento iniziale e al venticinquesimo anno di attività dell'impianto si ottiene un guadagno di circa 110 M€.

Nella Tabella 4-15 è messa in evidenza la composizione dei flussi di cassa con il VAN, è evidente l'enorme esborso iniziale e un valore dei flussi di cassa circa costanti negli anni. La variabilità dei valori di questi ultimi è giustificata dall'impiego di dati meteo specifici per ogni anno, di conseguenza variano i flussi energetici e i flussi di cassa a loro relativi. L'intersezione della caratteristica del VAN con l'asse delle ascisse, mostra invece il punto di pareggio. Nell'analisi non si tiene conto della possibile evoluzione del costo dell'energia nel tempo. Valutando il Tasso Interno di Rendimento (TIR), quest'ultimo valore risulta essere pari al 6% in un arco di 25 anni.

La Figura 4-44 mostra l'andamento del VAN durante la vita dell'investimento (25 anni) relativo al sito #7. Il punto di bilancio si raggiunge alla fine del diciassettesimo anno e dopo 25 anni il rendimento corrisponde al 21% dell'investimento iniziale. La quota più elevata dei flussi di cassa positivi derivano dall'assorbimento dalla rete evitato grazie all'autosufficienza, un contributo minore invece è attribuibile alle iniezioni in rete, seppur ridotte. I flussi di cassa negativi sono determinati dai costi di esercizio e manutenzione dell'impianto fotovoltaico, contributo costante per ogni anno e direttamente proporzionale alla taglia dei generatori FV, e di quelli dell'impianto eolico, variabili annualmente. A questi si aggiunge il costo di sostituzione del sistema di accumulo. Quest'ultimo può essere sostituito quando raggiunge il numero massimo di cicli dichiarato dal costruttore (10000) o, in maniera cauzionale, ogni 10 anni di attività per garantire la funzionalità del sistema di accumulo.

Anno	Flussi di cassa Positivi		Flussi di cassa Negativi		Flussi di cassa Totali		VAN
	Autoconsumo	Iniezione	Investimento iniziale	O&M	F.d.c.	F.d.c.attualizzati	Valore Attuale Netto
	* M€/anno						
0	0	0	-534	0	-534	-534	-534
1	52	5,1		-9	48	46,3	-488,4
2	53,7	5,7		-9,8	49,6	45,9	-422,5
3	55	5,6		-9,7	51	45,3	-397
4	53	5,3		-9	49,2	42	-355
5	55	5,7		-9,6	51,2	42	-312,9
6	57	6,2		-10,9	54	42,6	-270,3
7	56,5	5,3		-9,6	52	39,6	-230,7
8	59,5	5,8		-10,5	54,8	40	-190,6
9	57,8	5,2		-9,9	53	37,3	-153,2
10	58,5	5,27		-154	-90,3	-61	-214,3
11	53,3	3,8		-8	49	31,8	-182,5
12	55,2	4,2		-8,8	50,6	31,6	-150,8
13	56,5	4,2		-8,7	52	31,2	-120
14	54,4	4		-8,1	50,2	29	-90,5
15	56,5	4,2		-8,6	52	28,9	-61,6
16	60	4,4		-9,6	55	29,4	-32,2
17	57,7	3,9		-8,6	53	27,3	-4,9
18	60,7	4,2		-9,3	55,6	27,5	22,5
19	58,8	3,7		-8,7	53,8	25,5	48
20	59,5	3,9		-153	-89,7	-40,9	7,1
21	53,7	2,7		-7,1	49	21,6	28,7
22	55,6	2,9		-7,7	50,7	21,4	50,1
23	56,8	3		-7,7	52	21,2	71,3
24	55	2,7		-7,2	50,3	19,6	90,9
25	56,5	2,9		-7,6	52	19,5	110,5

Tabella 4-15: Massimizzazione dell'autosufficienza, distinzione dei flussi di cassa per il sito #7

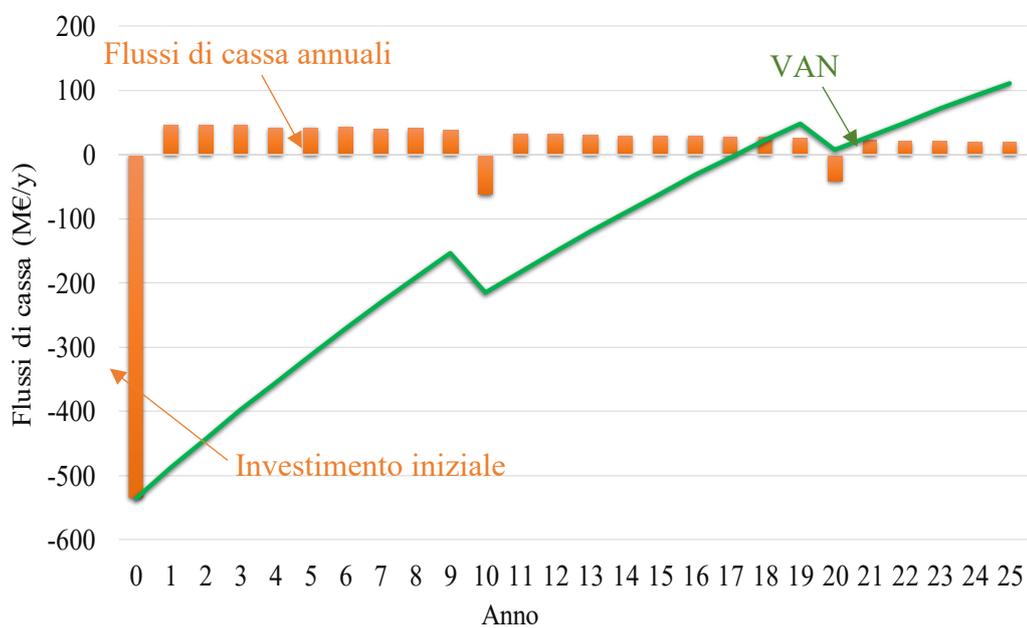


Figura 4-44: Massimizzazione dell'autosufficienza, andamento del VAN per il sito #7

4.2.8 Massimizzazione del ritorno economico

Il secondo obiettivo da raggiungere è la massimizzazione del massimo ritorno economico, ovvero ottenere un valore più elevato possibile del VAN riferito all'ultimo anno di vita utile dell'impianto. Per far ciò è necessario attribuire un'elevata importanza al livello dell'autosufficienza derivante dalle fonti rinnovabili. Questo aspetto è giustificato, dal punto di vista economico, in quanto il soddisfacimento del consumo mediante energia prodotta in loco risulta redditizio, mentre le immissioni in rete hanno un prezzo basso e lo stoccaggio è costoso.

Dalle ottimizzazioni svolte e descritte in seguito risulta che il massimo ritorno economico si ottiene installando impianti di generazione sottodimensionati rispetto al carico annuo. Rispetto al caso della massimizzazione dell'autoconsumo, il punto di pareggio si raggiunge prima (alla fine del quarto anno), tuttavia la dipendenza energetica dalla rete è superiore, infatti l'autosufficienza media si riduce molto rispetto alla stessa del precedente caso studio.

La Figura 4-45 mostra i profili energetici al bus CA di una giornata con elevata produzione da fotovoltaico e da eolico relativa al sito #7. Questi risultati sono stati ottenuti massimizzando il ritorno economico dell'investimento del sito #7 in cui è stato previsto un impianto fotovoltaico da circa 100 MW e un parco eolico da 40 MW senza nessun sistema di accumulo.

Come osservabile dalla Figura 4-46, la produzione rinnovabile consente di soddisfare il fabbisogno elettrico durante le ore centrali della giornata (dalle 7:00 alle 16:00) tuttavia, in assenza di un sistema di accumulo, il surplus di energia viene immesso in rete, seppur di modesta entità. La riduzione della produzione da fotovoltaico inizia nel pomeriggio ($\approx 17:00$), per le restanti ore della giornata una quota del consumo viene soddisfatta dalla produzione eolica, la restante parte dalla rete, in quanto non si dispone della scarica delle batterie.

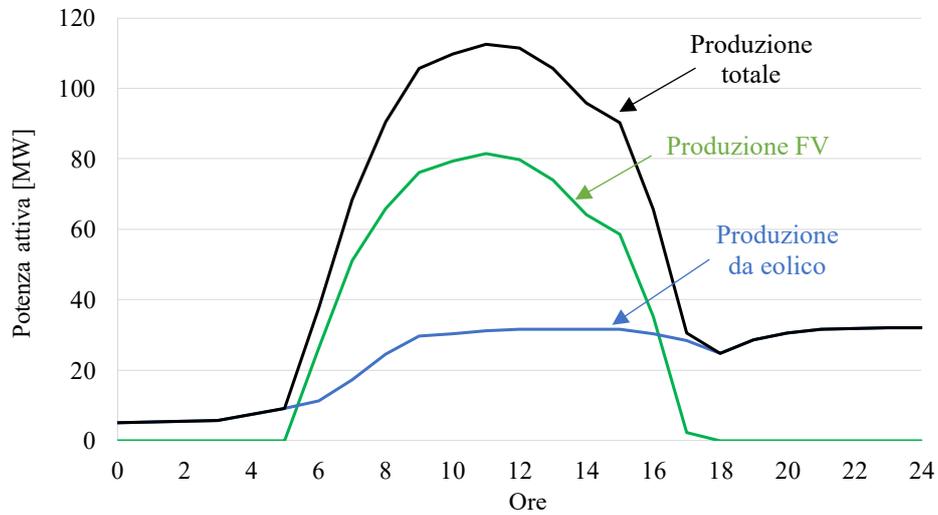


Figura 4-45: Massimizzazione del ritorno economico, profili giornalieri di produzione da fonti rinnovabili con elevato irradiazione solare e velocità del vento, sito #7

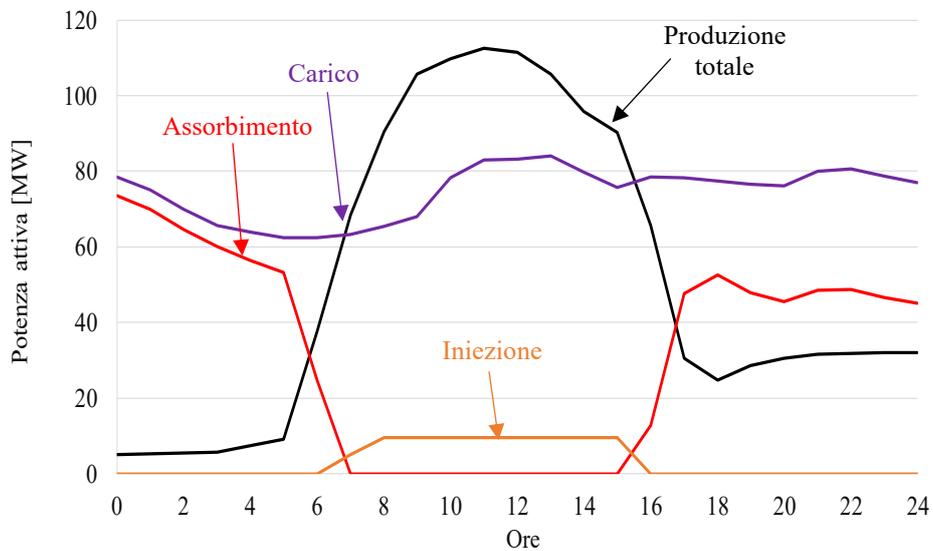


Figura 4-46: Massimizzazione del ritorno economico, profili energetici relativi ad una giornata con elevata produzione da fotovoltaico e da eolico, sito #7

Un caso diverso è descritto nella Figura 4-47 e nella Figura 4-48, in cui sono riportati i profili di generazione e di scambi energetici con la rete relativi ad una giornata festiva di Ottobre. Quest'ultima è caratterizzata da un carico elevato e un profilo di irradianza non omogeneo nell'arco della giornata, dovuto

presumibilmente alla variabilità delle condizioni meteorologiche e alla riduzione delle ore di luce rispetto ad Aprile. Il carico giornaliero risulta superiore alla produzione totale per la maggior parte della giornata, di conseguenza è presente un elevato assorbimento di energia dalla rete. Solo per poche ore il consumo viene soddisfatto dalla produzione (dalle 10:00 alle 14:00), il surplus generato, anche se ridotto, viene immesso nella rete.

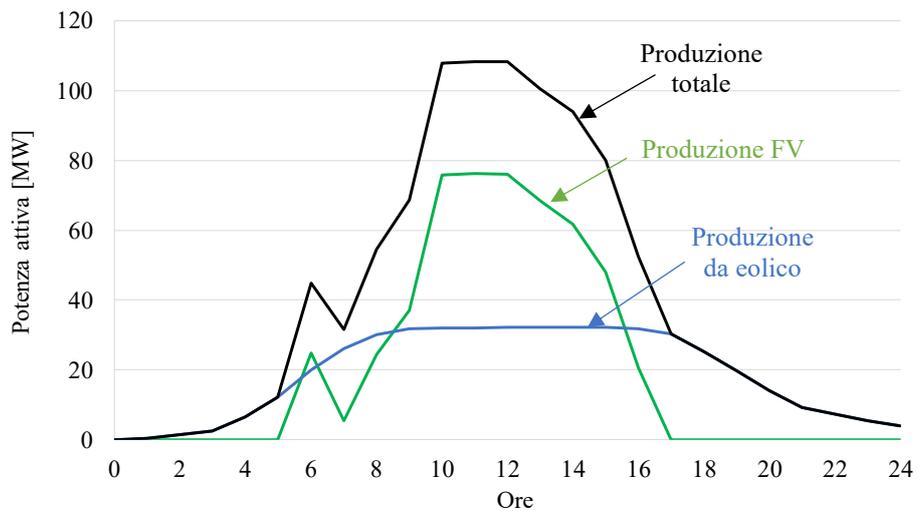


Figura 4-47: Massimizzazione del ritorno economico, profili giornalieri di produzione con modesto irradiazione solare e velocità del vento, sito #7

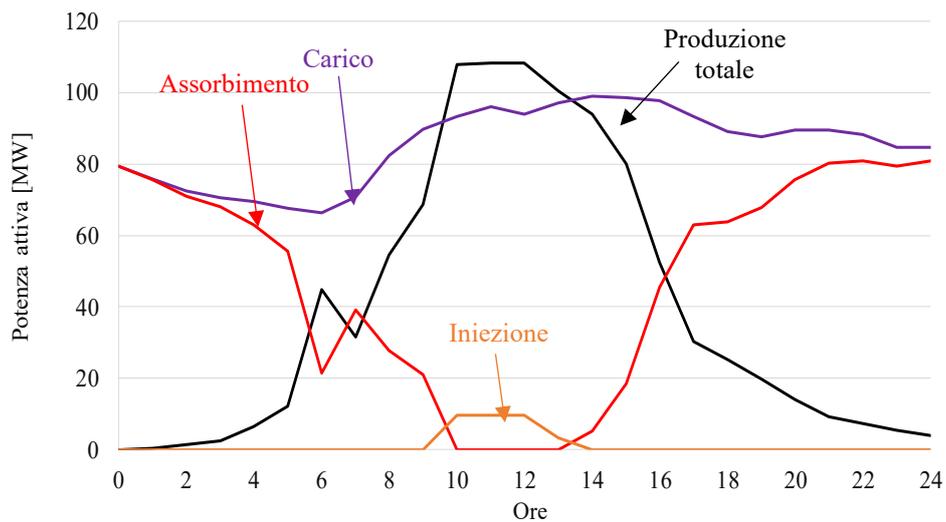


Figura 4-48: Massimizzazione del ritorno economico, profili energetici relativi ad una giornata con modesta produzione da fotovoltaico e da eolico, sito #7

Nella Figura 4-49 vengono riportati i profili energetici annuali del sito #7. La produzione da fotovoltaico risulta più elevata in estate, i picchi si hanno a Giugno Luglio, mentre l'eolico garantisce un livello minimo di produzione per tutti i restanti mesi dell'anno. L'andamento mensile dell'autosufficienza presenta dei picchi nei mesi estivi, raggiungendo un soddisfacente valore ($\approx 43\%$), tenendo conto che l'impianto di generazione è fortemente sottodimensionato rispetto al consumo annuo. Tuttavia i livelli di assorbimento sono nettamente superiori rispetto agli stessi nel caso della massimizzazione dell'autoconsumo. Le iniezioni in rete sono automaticamente limitate dalla dimensione dell'impianto di generazione, in quanto la maggior parte dell'energia prodotta viene consumata localmente, infatti il livello annuo di energia autoconsumata è del 91%.

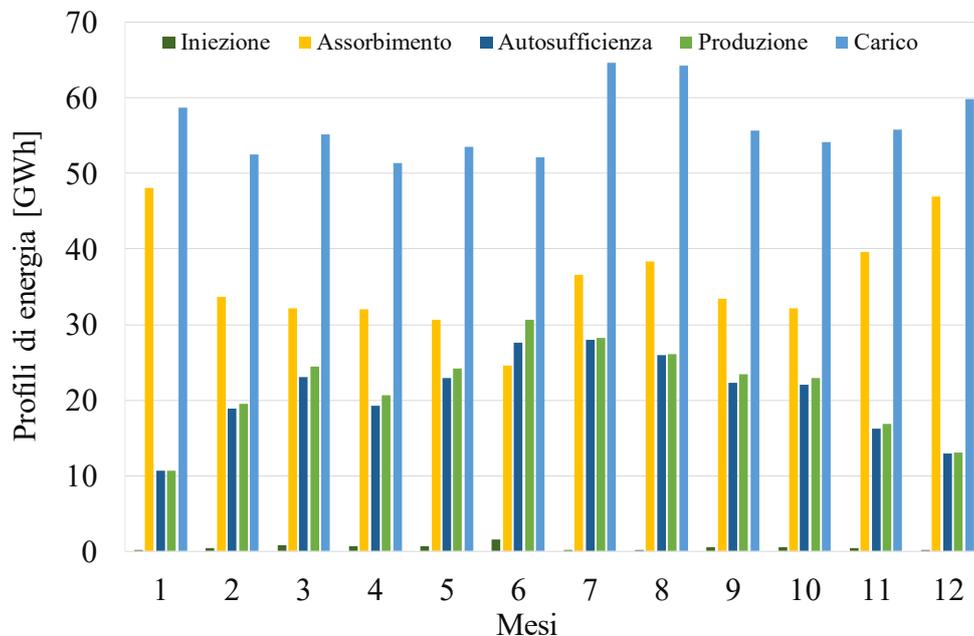


Figura 4-49: Massimizzazione del ritorno economico, profili energetici mensili, sito #7

La Tabella 4-16 e la Tabella 4-17 riportano i risultati del dimensionamento in ogni singolo sito di installazione, con le seguenti condizioni al contorno:

- Il valore attuale netto deve essere positivo ($VAN > 0$);
- Nessuna limitazione sul valore dell'iniezione in rete;

	SITO #1	SITO #2	SITO #3	SITO #4	SITO #5
<i>Risultati del dimensionamento</i>					
FV fisso (MW)	40	40	20	20	15
FV ad inseguimento (MW)	1700	1600	380	350	260
Eolico (MW)	0	0	0	0	0
Capacità accumulo (MWh)	0	0	0	0	0
<i>Prestazioni dei generatori al bus CC</i>					
Producibilità FV fisso (MWh/MW/anno)	1500	1200	1530	1300	1500
Producibilità FV ad inseguimento (MWh/GMW/anno)	2000	1600	2000	1620	2000
Producibilità eolico (MWh/MW/anno)	1400	100	100	50	300
<i>Flussi di energia al bus CA</i>					
Produzione da rinnovabili (GWh/anno)	3050	2300	740	560	530
Consumo (GWh/anno)	5260	4900	1240	1140	870
Iniezione nella rete (GWh/anno)	1040	675	252	170	180
Assorbimento dalla rete (GWh/anno)	3250	3300	755	750	530
Produzione / consumo (%)	58%	46%	59%	49%	60%
Autoconsumo / produzione (%)	66%	70%	66%	69%	66%
Autosufficienza / consumo (%)	38%	33%	39%	34%	40%
Iniezione / consumo (%)	20%	14%	20%	15%	20%
Assorbimento / consumo (%)	62%	67%	61%	66%	60%
<i>Parametri economici</i>					
<u>VAN dopo 25 anni (M€)</u>	<u>3826</u>	<u>2880</u>	<u>857</u>	<u>700</u>	<u>610</u>
Investimento iniziale (M€)	1754	1650	415	385	290
TIR (%)	19,7%	16,9%	19,1%	17,3%	19,3%

Tabella 4-16: Risultati della massimizzazione del ritorno economico, siti da 1 a 5

	SITO #6	SITO #7	SITO #8	SITO #9	SITO #10
<i>Risultati del dimensionamento</i>					
FV fisso (MW)	20	40	20	20	15
FV ad inseguimento (MW)	190	60	60	55	30
Eolico (MW)	0	40	10	10	0
Capacità accumulo (MWh)	0	0	0	0	0
<i>Prestazioni dei generatori al bus CC</i>					
Producibilità FV fisso (MWh/MW/anno)	1600	1500	1500	1500	1400
Producibilità FV ad inseguimento (MWh/MW/anno)	2100	2000	2000	2000	1800
Producibilità eolico (MWh/MW/anno)	200	2250	1800	2200	130
<i>Flussi di energia al bus CA</i>					
Produzione da rinnovabili (GWh/anno)	413	270	183	102	100
Consumo (GWh/anno)	670	600	366	154	185
Iniezione nella rete (GWh/anno)	141	24	38	29	31
Assorbimento dalla rete (GWh/anno)	405	351	220	81	115
Produzione / consumo (%)	61%	45%	50%	66%	53%
Autoconsumo / produzione (%)	66%	91%	79%	71%	67%
Autosufficienza / consumo (%)	40%	41%	40%	48%	36%
Iniezione / consumo (%)	21%	4%	10%	19%	17%
Assorbimento / consumo (%)	60%	59%	60%	52%	64%
<i>Parametri economici</i>					
<u>VAN dopo 25 anni (M€)</u>	<u>480</u>	<u>385</u>	<u>241</u>	<u>108</u>	<u>111</u>
Investimento iniziale (M€)	230	136	93	78	64
TIR (%)	19,3%	24,8%	23%	14,6%	16,9%

Tabella 4-17: Risultati della massimizzazione del ritorno economico, siti da 6 a 10

Come effettuato nel caso studio precedente, si definiscono tutti i parametri per eseguire l'analisi economica completa, come mostrato nella Tabella 4-18.

Nella tabella è messa in evidenza la composizione dei flussi di cassa con il VAN, in questo caso l'enorme esborso iniziale è nettamente inferiore allo stesso nel caso della massimizzazione dell'autoconsumo, essendo l'impianto di produzione sottodimensionato rispetto al consumo annuo del sito. La variabilità dei flussi di cassa positivi è giustificata dall'impiego di dati meteo specifici per ogni anno, di conseguenza variano i flussi energetici e i guadagni a essi associati. L'intersezione della caratteristica del VAN con l'asse delle ascisse, mostra invece il punto di pareggio. Nell'analisi non si tiene conto della possibile evoluzione del costo dell'energia nel tempo. Valutando il Tasso Interno di Rendimento (TIR), quest'ultimo valore risulta essere pari al 24,8% in un arco di 25 anni.

La Figura 4-50 mostra l'andamento del VAN durante la vita dell'investimento (25 anni) relativo al sito #7. Il punto di bilancio si raggiunge alla fine del quarto anno e dopo 25 anni il rendimento corrisponde al 280% dell'investimento iniziale. La quota più elevata dei flussi di cassa positivi derivano dall'assorbimento dalla rete evitato grazie all'autosufficienza, un contributo minore invece è attribuibile alle iniezioni in rete, seppur ridotte. I flussi di cassa negativi sono determinati dai costi di esercizio e manutenzione dell'impianto fotovoltaico, contributo costante per ogni anno e direttamente proporzionale alla taglia dei generatori FV, e di quelli dell'impianto eolico, variabili annualmente.

Anno	Flussi di cassa Positivi		Flussi di cassa Negativi		Flussi di cassa Totali		VAN
	Autoconsumo	Iniezione	Investimento iniziale	O&M	F.d.c.	F.d.c. attualizzati	Valore Attuale Netto
	<i>* M€/anno</i>						
0	0	0	-136	0	-136	-136	-136
1	22,7	1,4		-3,1	32,5	31,2	-104,7
2	22,7	1,5		-3,5	33,9	31,3	-73,4
3	23,5	1,4		-3,5	34,6	30,8	-42,6
4	23,3	1,3		-3,2	33,1	28,3	-14,3
5	23,5	1,5		-3,4	34,4	28,3	14
6	23,9	1,6		-3,9	36,8	29,1	43
7	24,2	1,3		-3,5	35,2	26,7	69,9
8	24,3	1,2		-3,7	36,6	26,7	96,6
9	23,7	1,1		-3,5	34,9	24,5	121
10	24,5	1,2		-3,5	35,7	24,1	145,3
11	22,7	0,6		-2,9	30,8	20,1	165,3
12	22,8	0,6		-3,1	32,2	20,1	185,4
13	23,6	0,6		-3,1	32,8	19,7	205,2
14	23,1	0,6		-2,8	31,4	18,1	223,3
15	23,5	0,6		-3	32,6	18	241,4
16	23,8	0,6		-3,4	34,7	18,5	259,9
17	24	0,5		-3,1	33,2	17	276,9
18	24	0,4		-3,3	34,3	16,9	293,8
19	23,4	0,4		-3,1	32,6	15,5	309,3
20	24,1	0,4		-3,1	33,5	15,2	324,6
21	22,2	0,2		-2,6	28,7	12,6	337,2
22	22,1	0,2		-2,7	30	12,6	349,8
23	22,9	0,18		-2,7	30,4	12,3	362,2
24	22,5	0,18		-2,5	29	11,3	373,6
25	22,8	0,17		-2,6	30,1	11,3	384,9

Tabella 4-18: Massimizzazione del ritorno economico, distinzione dei flussi di cassa per il sito #7

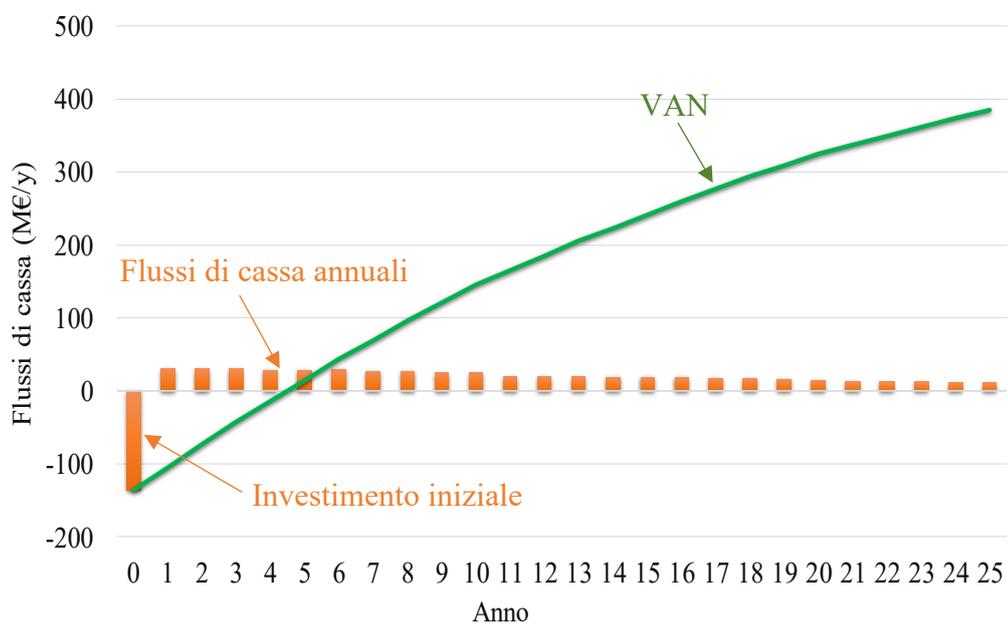


Figura 4-50: Massimizzazione del ritorno economico, andamento del VAN per il sito #7

4.2.9 Aggregazione dei carichi con stoccaggio centralizzato

Struttura del sistema

Dopo aver effettuato l'analisi energetica ed economica dei siti di installazione presi singolarmente, viene simulato il caso di studio relativo all'aggregazione di carichi e generatori di ogni singolo sito. I generatori sono raggruppati e devono corrispondere alla totalità dei carichi. In particolare, il simulatore calcola quanto è l'autonomia del sistema analizzato rispetto alla generazione tradizionale utilizzando combustibili fossili: la penetrazione delle rinnovabili è limitata dagli stessi vincoli utilizzati nei precedenti casi studio. La rete elettrica e le relative problematiche non sono simulate (rete CA ideale), perché il primo obiettivo è definire il bilancio energetico. I risultati dell'aggregazione vengono confrontati con il bilancio energetico medio dei 10 casi studio, perché il secondo obiettivo è quantificare i benefici dell'aggregazione. La generazione aggregata corrisponde alla somma dei generatori installati nei dieci casi studio precedenti; allo stesso modo, il carico totale è la somma di tutti e dieci i carichi. Non esistono sistemi di stoccaggio privato, ma solo centralizzato, cioè di proprietà del gestore della rete

Massimizzazione dell'autosufficienza

L'autoconsumo massimo, in caso di generazione e carichi aggregati, è calcolato seguendo la seguente procedura:

- sommando tutti i diversi profili di produzione da sistemi fotovoltaici e parchi eolici come se fossero dati da un unico generatore. La taglia del generatore totale è data dalla somma dei generatori scelti per massimizzare l'autoconsumo in ogni sito, presi separatamente;
- sommando tutti i diversi profili di carico come un carico unico;
- simulando un sistema di accumulo centralizzato: la sua capacità corrisponde alla somma delle capacità locali nei singoli siti.

I risultati del confronto tra siti non aggregati e aggregazione sono presentati nella Tabella 4-19, in cui in entrambi i casi l'obiettivo è massimizzare l'autoconsumo. L'aggregazione non consente di ottenere risultati sensibilmente migliori rispetto ai singoli casi: i risultati economici ed energetici sono simili. Le ragioni principali sono due. Innanzitutto, il profilo di carico in tutti e dieci i siti di installazione è simile, a causa della definizione del carico orario per la singola località partendo dal profilo di consumo nazionale. Inoltre, anche il profilo

stagionale è simile: in ogni sito di installazione, il consumo è maggiore durante l'estate a causa dei sistemi di raffreddamento. Probabilmente, in caso di aggregazione con differenti tipologie di carichi si avrebbero risultati migliori.

	Senza aggregazione	Con aggregazione
<i>Taglie generatori e accumulo</i>		
FV (GW)	6	6
Eolico (GW)	0,2	0,2
Capacità accumulo (GWh)	8	8
<i>Bilanci energetici</i>		
Produzione da rinnovabili / carico (%)	80%	82%
Autosufficienza (%)	65%	66%
Autoconsumo (%)	85%	86%
<i>Parametri economici</i>		
VAN dopo 25 anni (G€)	2,2	2,5
Investimento iniziale (G€)	10,4	10,4
TIR (%)	6.3	6.4

Tabella 4-19: Massimizzazione dell'autoconsumo, confronto tra siti non aggregati e aggregati

Per il calcolo del TIR relativo all'investimento "senza aggregazione" è stata applicata una media pesata dei singoli TIR rispetto al VAN.

Massimizzazione del ritorno economico

L'autoconsumo massimo, in caso di generazione e carichi aggregati, è calcolato utilizzando la seguente procedura:

- la taglia del generatore totale è la somma dei generatori scelti per massimizzare il tirone economico in ogni sito, presi separatamente;
- unendo tutti i diversi profili di carico in un carico unico.

Il sistema di accumulo di tipo centralizzato non viene simulato, perché per massimizzare il VAN nei singoli siti, non viene mai utilizzato. I risultati del confronto tra siti non aggregati e l'aggregazione sono presentati nella Tabella 4-20.

In questo caso l'aggregazione permette di ottenere risultati migliori rispetto ai singoli casi. I risultati economici ed energetici sono maggiori: l'autosufficienza aumenta dal 34% al 36%, e l'autoconsumo dal 71% al 75%. Significa che il surplus prodotto da un altro punto della rete locale viene utilizzato immediatamente in un'altra parte della stessa rete locale, dove, ad esempio, la produzione potrebbe essere inferiore a causa delle diverse condizioni meteorologiche.

	Senza aggregazione	Con aggregazione
<i>Taglie generatori e accumulo</i>		
FV (GW)	4,5	4,5
Eolico (GW)	≈0	≈0
Capacità accumulo (GWh)	0	0
<i>Bilanci energetici</i>		
Produzione da rinnovabili / carico (%)	54,7%	54,7%
Autosufficienza (%)	34%	36%
Autoconsumo (%)	71%	75%
<i>Parametri economici</i>		
VAN dopo 25 anni (G€)	10,2	11,7
Investimento iniziale (G€)	5	5
TIR (%)	19,1%	20,3%

Tabella 4-20: Massimizzazione del ritorno economico, confronto tra siti non aggregati e aggregati

4.3 Caso studio nazionale: Kazakhstan

Il Kazakistan è un importante produttore di carbone, petrolio greggio e gas naturale ed è uno degli stati con il maggiore livello di esportazioni di energia. Mentre il carbone domina il mix energetico del paese, le fonti energetiche rinnovabili sono una quota piccola ma crescente della produzione di elettricità del Kazakistan. Paese noto per la ricchezza delle risorse di petrolio e carbone, ha tuttavia un significativo potenziale anche per lo sviluppo delle energie rinnovabili, a partire dai settori solare ed eolico (grazie alla presenza di ampie regioni esposte ad elevata insolazione annuale e di una velocità media del vento sul 50% del territorio tra i 4 e gli 8 metri al secondo).

Il motivo principale per cui la quota di energia prodotta tramite fonti rinnovabili è esigua è dato dall'abbondanza e disponibilità a prezzi contenuti di carbone fossile. Basti confrontare a questo proposito un impianto a carbone di media dimensione, che vende elettricità a 17 c€/kWh, con un qualsiasi impianto eolico, le cui tariffe si aggirano attorno ai 44 c€/kWh [54]. Il problema principale dello sviluppo dell'energia eolica è dato dal trasporto delle apparecchiature, dall'installazione e manutenzione delle stesse, con temperature che possono arrivare a -50°. Queste condizioni accrescono il costo di produzione dell'energia eolica rendendola meno competitiva rispetto alle fonti di generazione tradizionali.

Uno studio pilota condotto in Kazakhstan da parte dell'International Energy Found [55] riguardo le potenzialità per lo sviluppo delle energie rinnovabili all'interno del Paese mostra che (Figura 4-51):

Tecnologia	Risorsa	Opportunità di mercato	Maturità tecnologica	Costo	stato
Grandi sistemi fotovoltaici	***	***	****	***	Pronto per lo sviluppo
Grandi sistemi a concentrazione solare	***	***	***	**	Pronto per lo sviluppo
Sistemi eolici	***	***	****	***	Pronto per lo sviluppo
Sistemi geotermici	n\	n\	****	n\	Necessità di ulteriore valutazione
Sistemi idroelettrici	**	***	***	**	Pronto per lo sviluppo

(*=punteggio basso, ****=punteggio eccellente)

Figura 4-51: Stato dell'arte delle tecnologie in Kazakhstan, basata su [55]

Il governo ha promosso numerosi piani per un maggior utilizzo nella produzione di energia di risorse rinnovabili, primi tra tutti il Green economy Concept e Strategy 2050. Questi prevedono il raggiungimento del 3% nel 2020, 10% nel 2030 e 50% nel 2050 della produzione totale di energie tramite risorse rinnovabili. In particolare l'installazione di 1040 MW di capacità tramite fonte rinnovabile entro il 2020. Per esempio nel 2016 è stato annunciato che altri 2 miliardi di euro verranno investiti in tre impianti solari nelle regioni di Shymkent, Turketan e Kentau [56].

Oltre alle problematiche già descritte, sono presenti altri ostacoli relativi alla progettazione e realizzazione di sistemi per la produzione di energia rinnovabile:

- Opposizione e lobbying a favore della produzione tradizionale da parte di alcune imprese (in primis del gruppo ERG - Eurasian Resources Group, attivo nel settore minerario) [54];
- Costo molto basso per la produzione di energia tramite fonti comuni in Kazakhstan, quali carbone e gas e conseguente disincentivo nello sviluppo delle energie rinnovabili [54];
- Incertezza riguardo al tasso di inflazione e al tasso di cambio del Tenge. Un deprezzamento valutario di quasi il 50% nel 2016 ha comportato una caduta reale della tariffa per le energie rinnovabili [54].

In definitiva, nel quadro energetico attuale, non esiste un beneficio economico tale da incentivare la conversione di impianti nel segno dell'energia rinnovabile.

4.3.1 Ubicazione e peculiarità morfologiche del caso studio

Al fine di definire le zone adatte all'installazione di impianto fotovoltaici ed eolici, sono stati utilizzati diversi criteri che variano da quelli morfologici alla presenza di infrastrutture. Nei seguenti paragrafi saranno descritti in dettaglio i criteri utilizzati.

Con una superficie di 2.7 milioni di chilometri quadrati il Kazakistan è la nona nazione più grande al mondo; situata nell'Asia centrale, confina a est con la Cina, a sud con il Kirghizistan, l'Uzbekistan e il Turkmenistan, a ovest si affaccia sul Mar Caspio, a ovest e a nord confina con la Russia (Figura 4-52).

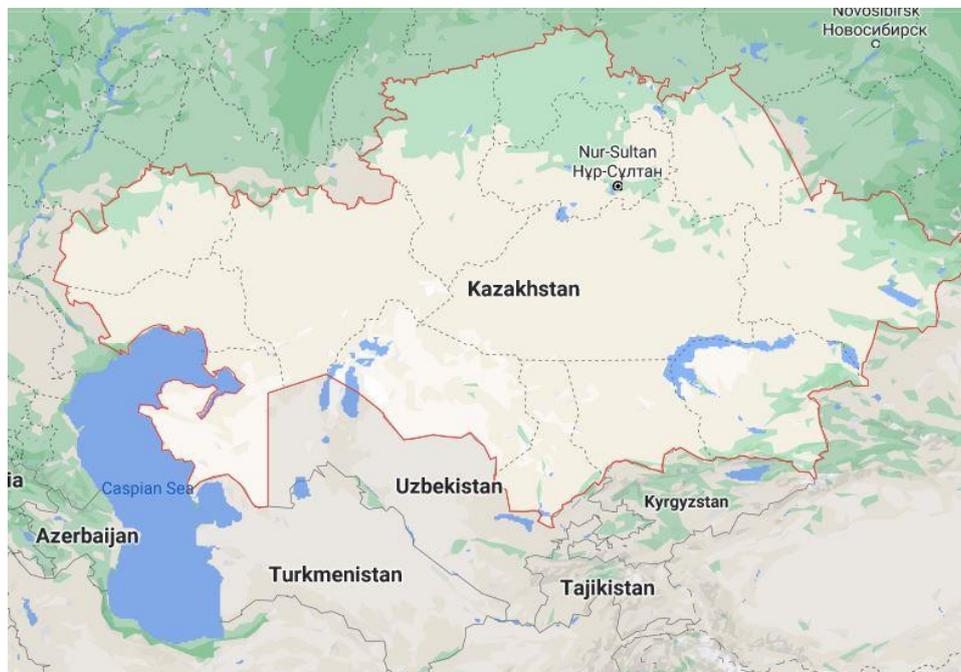


Figura 4-52: Ubicazione del caso studio: Kazakistan

Accessibilità alle reti elettriche in prossimità dei siti

Il sistema di trasmissione ad alto voltaggio consiste in 224 nodi di rete e 277 linee di energia con tre livelli di voltaggio differenti, 1150 kV in verde, 500 kV in rosso e 220 kV in nero (Figura 4-53). Ci sono due sistemi di trasmissione: la parte ad ovest è isolata dal resto del paese mentre la parte ad est e nord è connessa bene con il sistema russo. La parte centrale è stata rinforzata con una linea a 500kV nel 2010. La rete a sud ha connessione anche con la rete kirghisa e uzbeka. La parte a

nord ha un eccesso di produzione di energia, la parte ad ovest invece è costretta a importare energia dalla Russia a causa di una mancanza di questa [54].

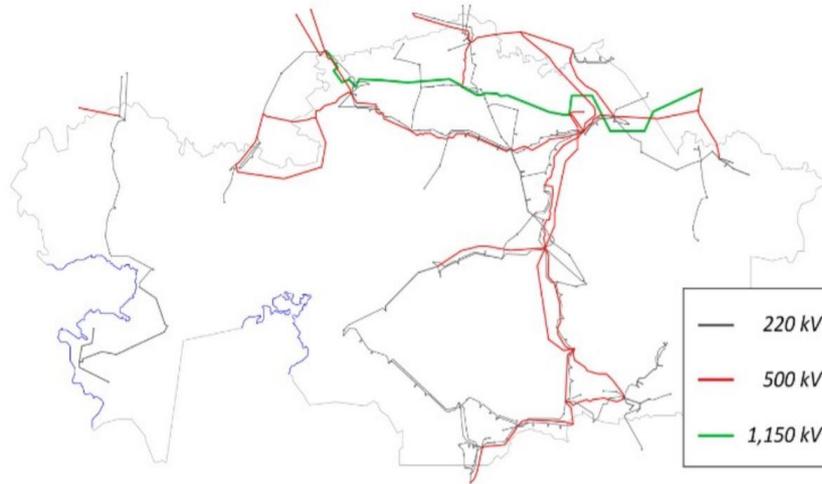


Figura 4-53: Mappa delle reti di trasmissione, caso studio: Kazakhstan

Proprietà morfologiche del terreno

Il secondo criterio utilizzato si basa sulla valutazione delle proprietà morfologiche del terreno (Figura 4-54). A tal proposito, sono state utilizzate due diverse fonti: *Google Maps* [43] e *Global Wind Atlas* [44].

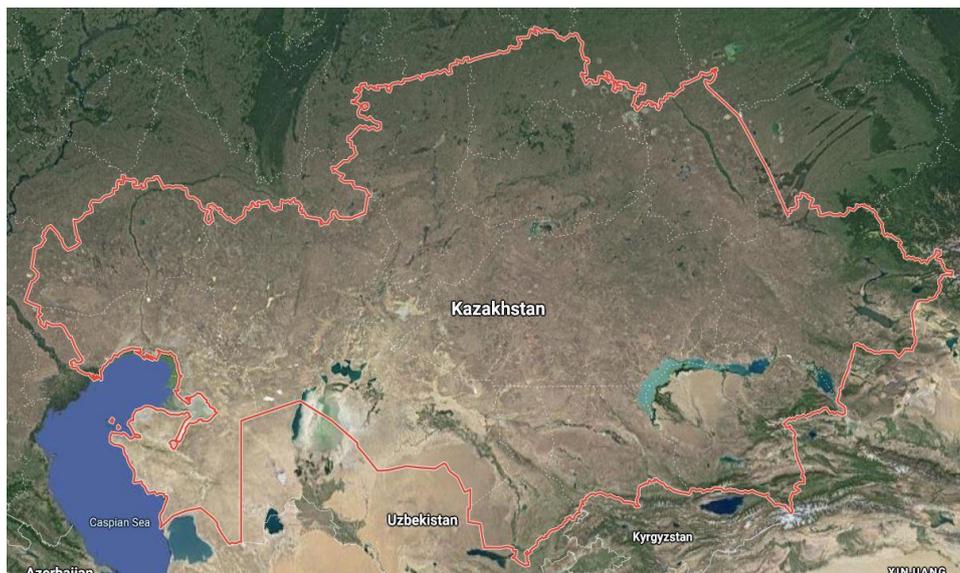


Figura 4-54: Caratteristiche morfologiche del paese, caso studio: Kazakhstan

I bassopiani costituiscono un terzo dell'immenso territorio del Kazakhstan, altopiani collinari e pianure ne occupano quasi la metà, e regioni montuose non troppo elevate costituiscono un quinto del territorio. Le catene montuose più imponenti si trovano a ridosso di una parte dei confini, in particolare con Kirghizistan e Cina, dove proprio nel punto di incontro delle tre Nazioni si innalza il Khan Tengri (6.995 m.) nella catena del Tian Shan, maggior vetta kazaka; fra i 4.000-5.000 metri invece le cime principali di Altaj e Alatau. Nella Figura 4-55 si fornisce un dettaglio del territorio tipico del Kazakhstan.



Figura 4-55: Dettaglio del territorio del paese, caso studio: Kazakhstan

L'analisi morfologica del territorio effettuata tramite immagini satellitari deve essere completata con la valutazione del livello di irregolarità del terreno e della presenza di rilievi, in questo lavoro di tesi è stato sfruttato il sito web Global Wind Atlas.

- *Lunghezza di rugosità* (Figura 4-56), che permette di valutare eventuali irregolarità del terreno. La rugosità ha un notevole impatto, soprattutto per quanto concerne la fonte eolica. Ad esempio, in prossimità di centri abitati e di foreste la lunghezza di rugosità è elevata, causando di conseguenza il rallentamento del vento e una bassa producibilità da eolico.

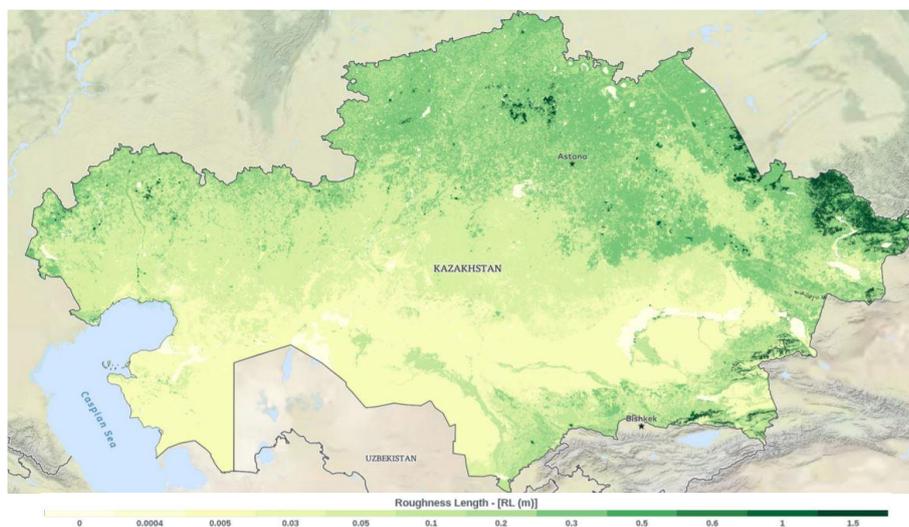


Figura 4-56: Andamento della lunghezza di rugosità del paese, caso studio: Kazakhstan

I siti di installazione scelti sono caratterizzati da una lunghezza di rugosità che assume un valore massimo pari a 0,2 m, mediamente è inferiore a 0,1 m.

- *Orografia* (Figura 4-57), che rappresenta la variazione in altezza del terreno considerato. Questa ha, come la rugosità, un importante impatto sulla fonte eolica. Infatti colline, valli, scogliere, scarpate e creste influenzano il profilo di velocità e di direzione del vento.

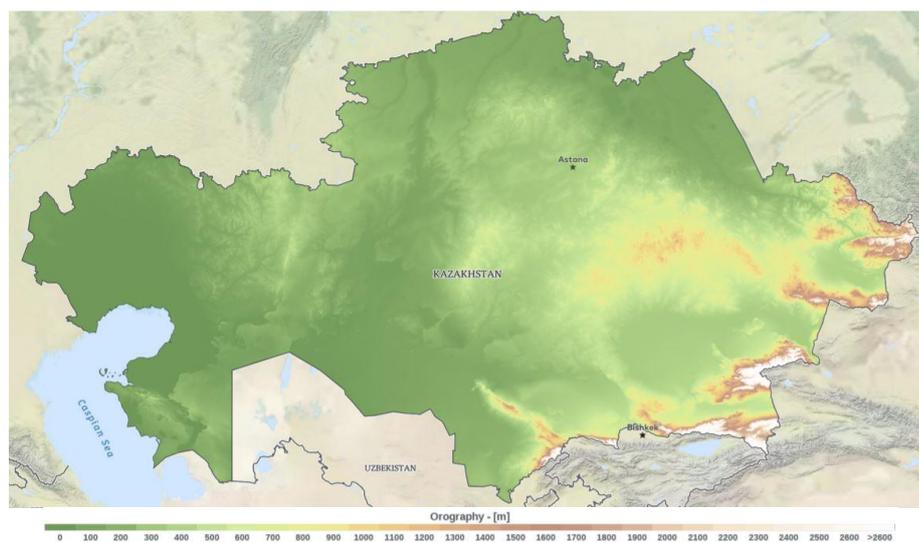


Figura 4-57: Variazione in altezza del terreno, caso studio: Kazakhstan

Il territorio del paese è idoneo sia all'installazione degli impianti solari che eolici essendo caratterizzato da ampie zone pianeggianti con una ridotta altezza di rugosità. È da tenere presente che lo sviluppo di grandi impianti solari è potenzialmente in competizione con l'utilizzo del suolo per scopi agricoli. Tuttavia in Kazakhstan le maggiori estensioni agricole sono concentrate nel nord nel paese, che già si presta meno allo sviluppo energetico data l'inferiorità dell'insolazione media.

4.3.2 Dati di radiazione per il FV

La conoscenza della disponibilità di fonte solare nei paesi presi in esame è di fondamentale importanza per effettuare una corretta pianificazione della generazione da fotovoltaico. I dati relativi ai paesi analizzati sono stati ricavati tramite il sito web *Global Solar Atlas*. [44] [45]

Di seguito vengono riportate le mappe disponibili per l'Uzbekistan raffiguranti la distribuzione sul territorio dell'irradiazione annuale (Figura 4-58) e della producibilità da fotovoltaico (Figura 4-59).

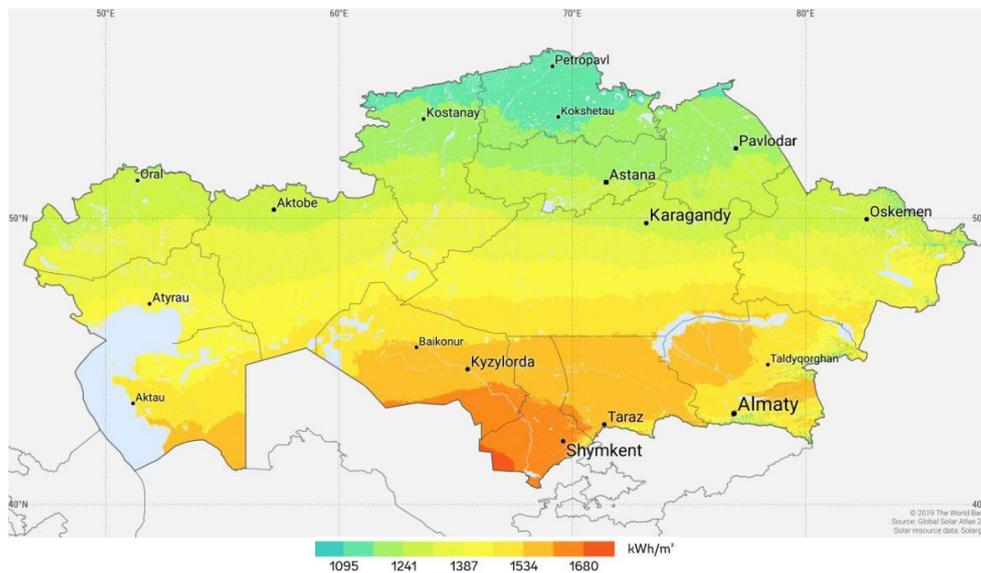


Figura 4-58: Distribuzione sul territorio dell'irradiazione annuale, caso studio: Kazakhstan

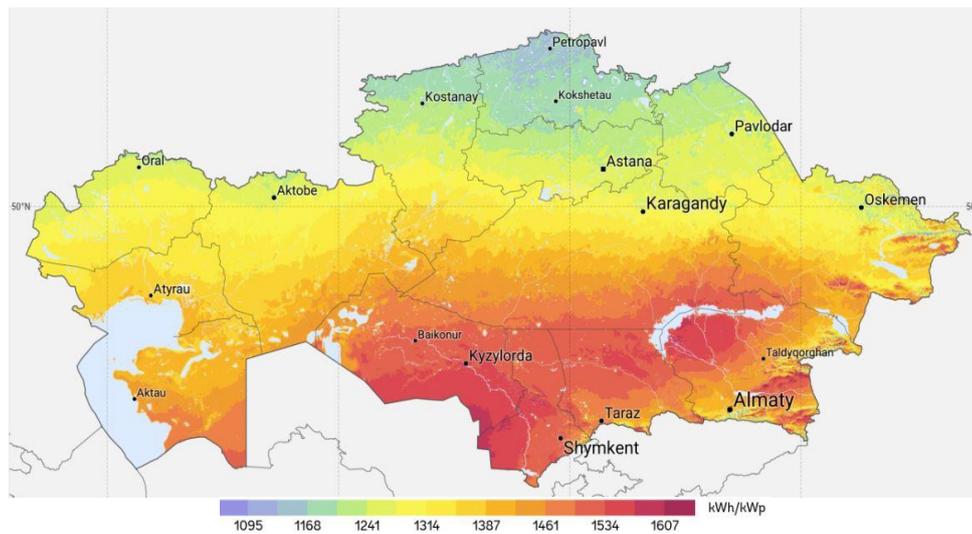


Figura 4-59: Distribuzione sul territorio della producibilità annuale da fotovoltaico

Dalla Figura 4-58 e Figura 4-59 è possibile osservare come la zona meridionale del paese è caratterizzata da un'elevata irradianza e di conseguenza gli impianti fotovoltaici installati in questa zona restituiscono ottimi valori di producibilità annui. In generale l'Uzbekistan è un paese idoneo all'installazione di campi solari.

4.3.3 Dati di velocità del vento per l'eolico

La ricerca della disponibilità della fonte eolica è stata effettuata tramite il sito web *Global Wind Atlas*, in modo da ottenere la valutazione delle ventosità nelle diverse zone (Figura 4-60). La geografia kazaka si mostra adatta per lo sviluppo dell'energia eolica. Circa il 50% del territorio del paese ha una velocità media del vento pari al 7,5 metri al secondo, adatta per la generazione di energia [44]. Le regioni più promettenti sono le regioni nordiche, centrali e quelle vicine al Mar Caspio.

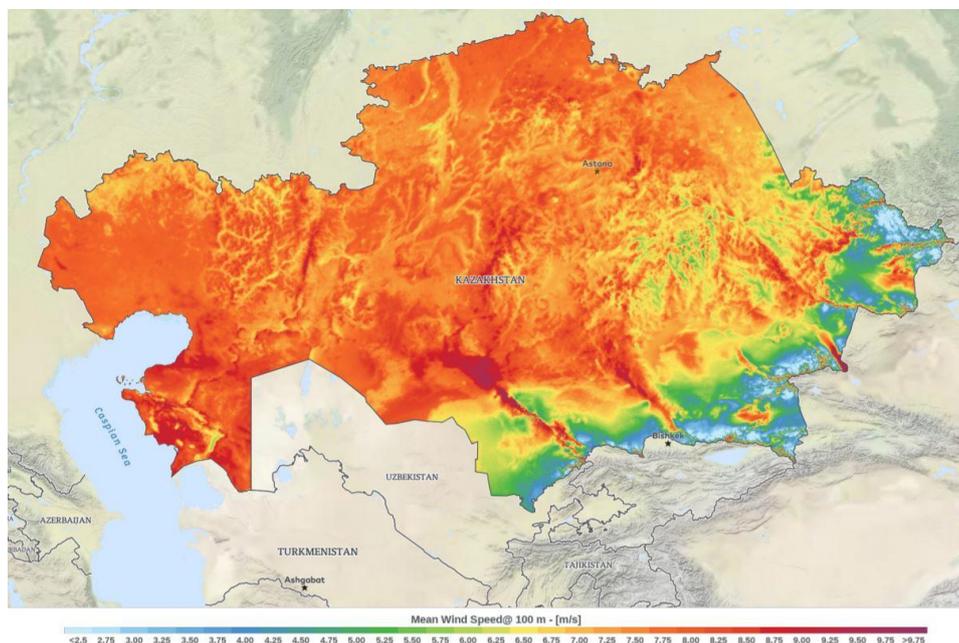


Figura 4-60: Distribuzione sul territorio della velocità del vento, caso studio: Kazakhstan

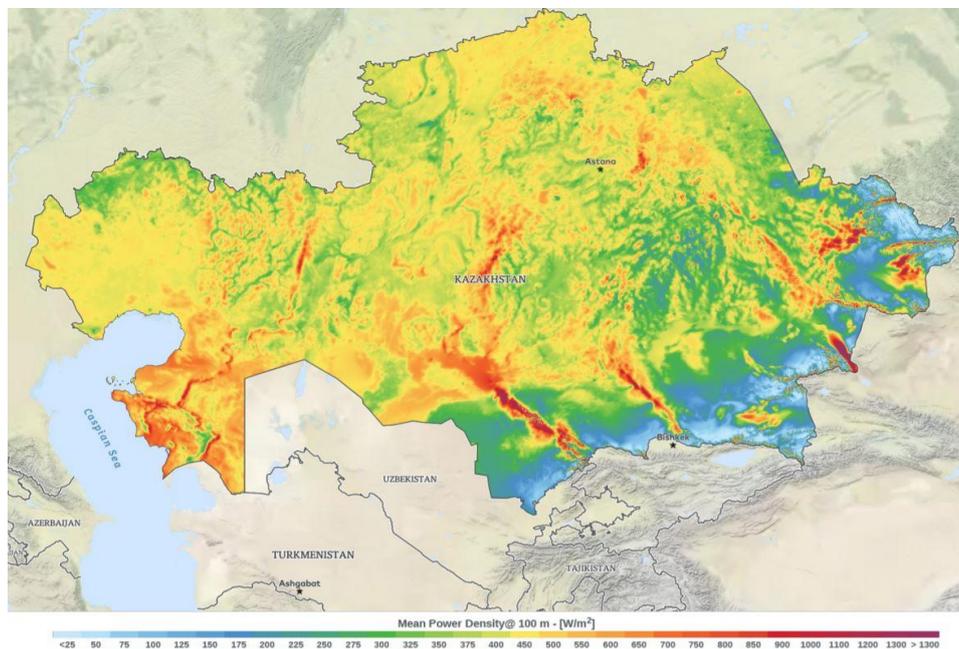


Figura 4-61: Distribuzione sul territorio della densità di produzione da eolico, caso studio: Kazakhstan

4.3.4 Analisi della contemporaneità delle due fonti rinnovabili: irradianza solare e velocità del vento

Nel caso studio è stata analizzata la possibile contemporaneità di irradianza e velocità del vento, questo perché l'installazione delle turbine eoliche è limitata da due fattori principali. Il primo limite è dovuto alla loro imprevedibile produzione anche di notte, quando i carichi sono generalmente al minimo. Picchi di produzione improvvisi si verificano molte volte durante la notte in tutti i siti. Pertanto, per rispettare i vincoli di rete non possono essere consentite iniezioni troppo elevate, di conseguenza un parco eolico sovradimensionato viene automaticamente escluso o è richiesto l'uso di un adeguato sistema di accumulo per mitigare le iniezioni. Di conseguenza, in ogni scenario, la capacità fotovoltaica è superiore alla potenza nominale eolica, anche in quei siti dove la resa annuale della prima fonte è inferiore. Il secondo limite è dovuto alla contemporaneità del sole e del vento. Se le produzioni eoliche e fotovoltaiche sono contemporanee, è preferibile il fotovoltaico. Il numero di ore di funzionamento dei generatori è indipendente dalle dimensioni degli impianti: i sistemi fotovoltaici sono modulari e gli impianti eolici sono composti da turbine eoliche con le stesse specifiche. Nel sito #7, il numero di ore in cui entrambe le fonti rinnovabili sono disponibili raggiunge un picco del 94%, mentre le ore in cui non avviene produzione sono solamente il 6% delle ore annuali. I dati di contemporaneità sono presentati nella Tabella 4-21.

Nella prima e nella seconda riga è riportato il numero di ore in cui ciascun generatore potrebbe produrre, indipendentemente dall'altro. Nella terza riga è presente il numero di ore in cui possono lavorare contemporaneamente entrambi i generatori rinnovabili. Quindi, viene mostrato quante ore ciascuna tecnologia potrebbe funzionare, quando l'altra non è produttiva. Nelle ultime righe c'è il numero di ore in cui è presente almeno una fonte rinnovabile (unione delle ore fotovoltaiche e eoliche), è espresso in percentuale rispetto all'intero anno. È importante notare che la produzione reale sarà inferiore: la presenza di fonti rinnovabili non garantisce la produzione: ad esempio, la produzione eolica può essere influenzata dalle turbolenze e ci sono limiti di *cut-in* e *cut-out* per la velocità del vento.

(Ore/anno)	SITO #7
Fotovoltaico	4122
Eolico	6511
F ∩ E (contemporanei)	2963
Solo fotovoltaico	1154
Solo eolico	3544
F U E (almeno una delle due fonti)	87%*
Produzione assente	≈13%*

*rispetto alle ore annuali

Tabella 4-21: Numero di ore in cui è presente produzione da fotovoltaico o da eolico

I risultati forniti nella precedente tabella sono stati espressi mensilmente nella Figura 4-62, dalla quale è possibile osservare la simultaneità delle fonti rinnovabili nel SITO #8. Ovviamente, la produzione fotovoltaica è maggiore durante l'estate, mentre la produzione eolica è omogenea durante l'anno in quanto il sito è una zona molto ventosa. Il mese più sfavorevole per il fotovoltaico è Dicembre, con 248 ore sulle 744 disponibili, rispetto Giugno in cui circa il 60% delle ore è disponibile la produzione fotovoltaica. Per l'eolico si ha il numero minimo di ore di produzione a Febbraio con 412 ore mentre a Luglio si ha per quasi tutto il mese la generazione da eolico (≈85% del tempo). A Dicembre non c'è generazione per più del 25% del tempo mentre a Settembre si ha la produzione per quasi tutto il mese (Figura 4-63). Ovviamente la reale produzione di energia non dipende solo dal numero di ore in cui sono presenti radiazione solare e vento, ma anche dalla loro intensità. Le produzioni reali sono quantificate nel paragrafo successivo.

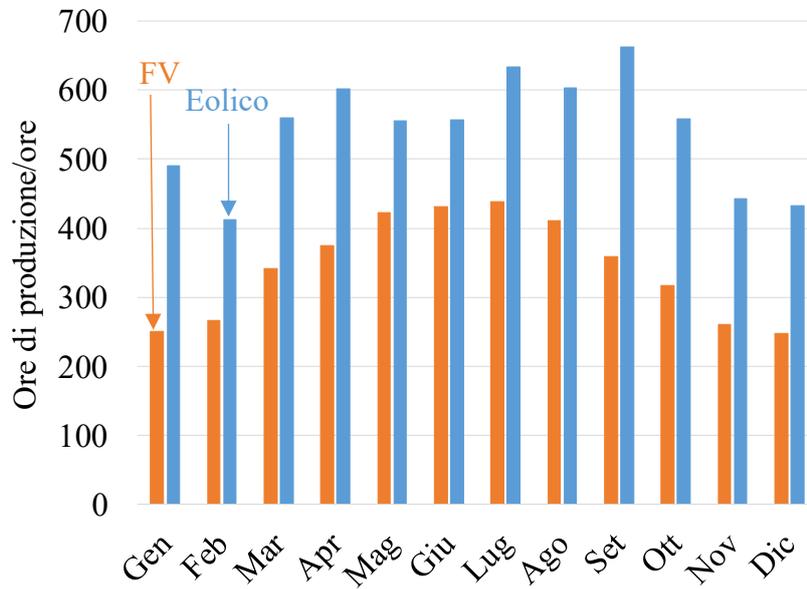


Figura 4-62: Ore di produzione di energia da impianti fotovoltaici e parchi eolici, sito #8

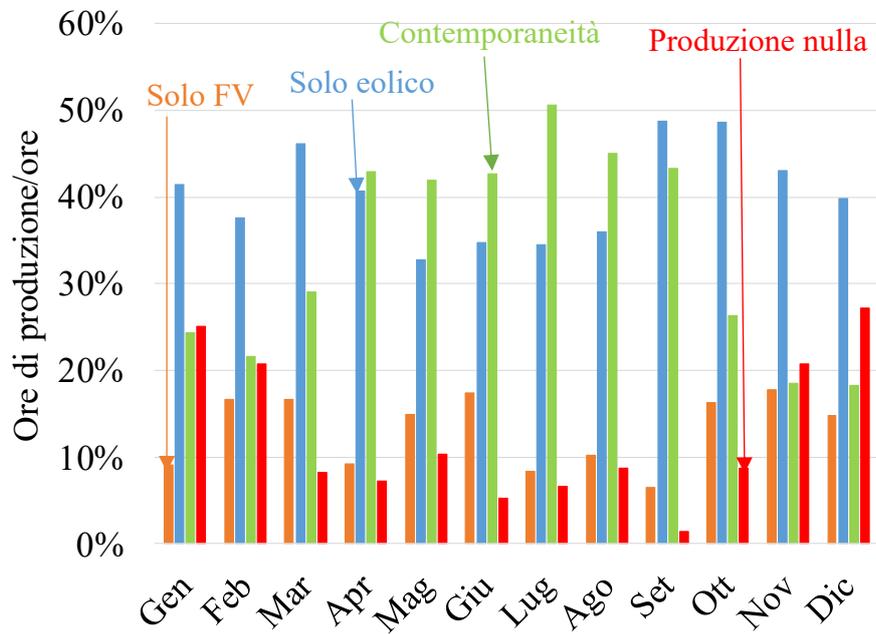


Figura 4-63: Simultaneità delle fonti rinnovabili, sito #8

4.3.5 Massimizzazione dell'autosufficienza

Il primo obiettivo che si è voluto raggiungere è quello di massimizzazione il livello di autosufficienza del Kazakhstan. Di seguito sono riportati i risultati delle ottimizzazioni, ottenuti con la stessa metodologia impiegata negli precedenti casi studio (Tabella 4-22).

	SITO #1	SITO #2	SITO #3	SITO #4	SITO #5
FV fisso (MW)	45	36	10	36	40
FV ad inseguimento (MW)	110	90	80	90	80
Eolico (MW)	120	50	0	0	100
Capacità accumulo (MWh)	640	480	210	230	650
Producibilità FV fisso (MWh/MW/anno)	1500	1400	1300	1300	1400
Producibilità FV ad inseguimento (MWh/MW/anno)	2000	1900	1700	1800	2000
Producibilità eolico (MWh/MW/anno)	3300	1700	350	850	3100
<i>Flussi di energia al bus CA</i>					
Produzione da rinnovabili (GWh/anno)	710	310	205	196	570
Consumo (GWh/anno)	1500	510	400	300	1350
Iniezione nella rete (GWh/anno)	0	6,1	12	23	0
Assorbimento dalla rete (GWh/anno)	860	215	210	135	810
Produzione / consumo (%)	45%	51%	51%	65%	41%
Autoconsumo / produzione (%)	100%	96%	91%	85%	100%
<u>Autosufficienza / consumo (%)</u>	<u>45%</u>	<u>58%</u>	<u>46%</u>	<u>55%</u>	<u>44%</u>
Iniezione / consumo (%)	0%	1%	3%	8%	0%
Assorbimento / consumo (%)	55%	42%	54%	45%	56%
<i>Parametri economici</i>					
VAN dopo 25 anni (M€)	65	32	18	18	53
Investimento iniziale (M€)	860	360	190	200	700
TIR (%)	6,1%	6,25%	6,2%	6,3%	6,25%

Tabella 4-22: Risultati della massimizzazione dell'autosufficienza

4.3.6 Massimizzazione del ritorno economico

Il secondo obiettivo da raggiungere è la massimizzazione del massimo ritorno economico, ovvero ottenere un valore più elevato possibile dell’NVP riferito all’ultimo anno di vita utile dell’impianto. Di seguito sono riportati i risultati delle ottimizzazioni (Tabella 4-23).

	SITO #1	SITO #2	SITO #3	SITO #4	SITO #5
FV fisso (MW)	30	30	10	5	10
FV ad inseguimento (MW)	80	90	50	90	35
Eolico (MW)	30	15	0	0	25
Capacità accumulo (MWh)	0	0	0	0	0
Producibilità FV fisso (MWh/MW/anno)	1500	1400	1300	1300	1400
Producibilità FV ad inseguimento (MWh/GMW/anno)	2000	1900	1700	1800	2000
Producibilità eolico (MWh/MW/anno)	3300	1700	350	850	3100
Flussi di energia al bus CA					
Produzione da rinnovabili (GWh/anno)	205	240	95	160	140
Consumo (GWh/anno)	1200	510	400	300	290
Iniezione nella rete (GWh/anno)	≈0	48	0	53	11
Assorbimento dalla rete (GWh/anno)	1000	320	290	190	160
Produzione / consumo (%)	18%	47%	24%	53%	48%
Autoconsumo / produzione (%)	100%	80%	94%	87%	92%
Autosufficienza / consumo (%)	20%	37%	28%	36%	44%
Iniezione / consumo (%)	0%	9%	0%	17%	4%
Assorbimento / consumo (%)	80%	63%	72%	64%	56%
Parametri economici					
<u>VAN after 25 anni (M€)</u>	<u>330</u>	<u>380</u>	<u>280</u>	<u>223</u>	<u>226</u>
Investimento iniziale (M€)	140	130	110	97	70
TIR (%)	25%	27,6%	24%	23%	28%

Tabella 4-23: Risultati della massimizzazione del ritorno economico

4.4 Caso studio domestico

Nei successivi sotto paragrafi vengono descritte le caratteristiche del fabbisogno elettrico annuo e la procedura di acquisizione dei dati meteorologici della zona. Segue poi lo svolgimento delle simulazioni con differenti condizioni al contorno, come descritto nell'introduzione di questo capitolo. L'analisi del caso studio si conclude con delle tabelle riassuntive dei risultati

4.4.1 Dati di input relativi al carico elettrico

In questo caso studio è stata presa in analisi un'utenza residenziale situata in Piemonte, nel nord Italia. I consumi annui delle abitazioni con nuclei famigliari composti da 3 o 4 persone presentano un'ampia variabilità, per il 2018 vanno da un minimo di 1100 kWh/anno a un massimo di 6000 kWh/anno, con una media di circa 3000 kWh [57].

L'utenza considerata in questo caso studio presenta invece un fabbisogno energetico pari a circa 7000 kWh in quanto ai consumi delle classiche apparecchiature elettriche domestiche, si aggiungono un piano cottura ad induzione e una pompa di calore elettrica per ridurre l'approvvigionamento di gas metano. L'elevato fabbisogno energetico richiesto dall'utenza è coperto in gran parte dalla produzione da fotovoltaico, soprattutto da Aprile a Settembre.

Il piano cottura ad induzione è l'unico concorrente della tradizionale cucina a gas avendo un'efficienza molto più elevata, all'incirca del 70%-80% rispetto al 40%-50% della cucina a gas. Dal punto di vista dei consumi giornalieri, l'uso della tecnologia ad induzione per la cottura presenta picchi di consumo nella fascia oraria 12-14 e 18-20, in concomitanza del pranzo e della cena, tuttavia queste fasce orarie possono variare in funzione delle abitudini e della composizione del nucleo famigliare.

La gestione dell'acqua calda sanitaria è effettuata da una pompa di calore, inoltre contribuisce in piccola parte al riscaldamento degli ambienti durante la stagione invernale, per temperature dell'ambiente superiori a 5°C.

Nella Figura 4-64 vengono mostrati i fabbisogni elettrici per ogni mese dell'anno.

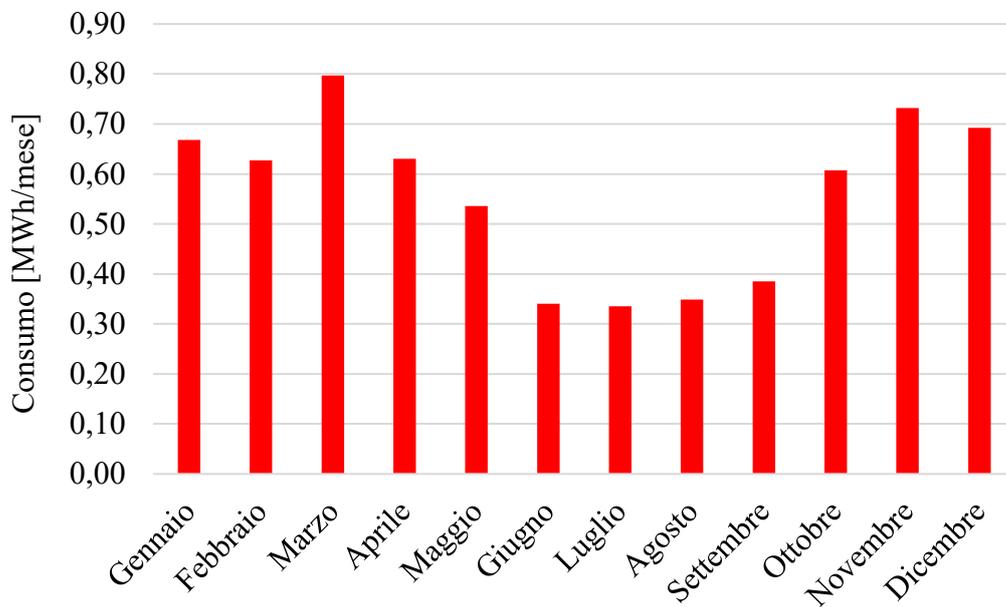


Figura 4-64: Consumi elettrici mensili dell'utenza domestica

Il fabbisogno elettrico stagionale dell'utenza risulta elevato durante la stagione invernale e autunnale, con un valore medio di circa 0.7 MWh/mese, a causa dell'uso intenso della pompa di calore per il riscaldamento e produzione dell'acqua calda sanitaria. Durante la stagione estiva il consumo mensile è relativamente basso, mediamente si aggira su 0.35 MWh/mese. In particolare, si registra un consumo elevato durante le cosiddette mezze stagioni, soprattutto nel mese di Marzo (0.8 MWh/mese) e di Novembre (0.7 MWh/mese).

Nella Figura 4-65 e nella Figura 4-66 vengono mostrati i profili di consumo elettrico relativi a due giornate feriali tipo rispettivamente del mese di Febbraio e di Giugno.

In una tipica giornata feriali di Febbraio si può osservare che il consumo di base è approssimativamente di 6 kWh, pari al 23% del consumo giornaliero totale di 26 kWh. Il carico di base è dovuto principalmente al funzionamento continuo del frigorifero-congelatore e ai servizi ausiliari mentre nelle ore centrali della giornata è presente un picco di consumo generato dall'utilizzo della cucina ad induzione, della pompa di calore e dall'illuminazione degli ambienti.

Dopo una riduzione nelle prime ore del pomeriggio, dalle 16 il consumo torna a crescere a causa dell'utilizzo degli elettrodomestici e degli apparecchi elettronici. Nelle ore serali si ha un consumo elevato dalle 18 alle 22, giustificabile dall'utilizzo della cucina ad induzione per la cena (18-20) e dal funzionamento della pompa di calore che fornisce l'acqua alla temperatura richiesta dalla lavatrice.

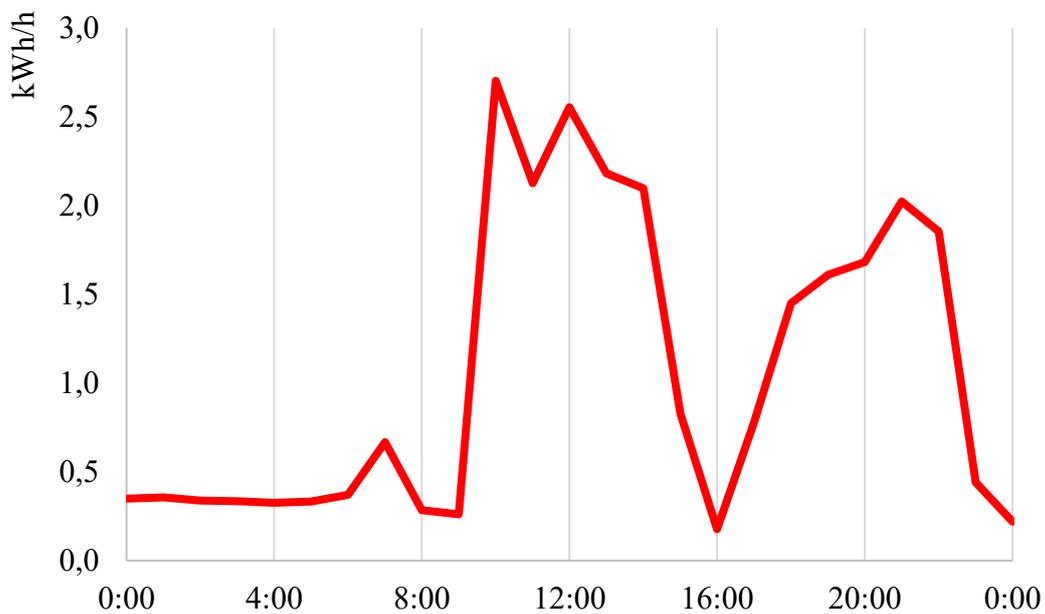


Figura 4-65: Profilo di consumo relativa a una giornata invernale

Nella Figura 4-66, relativa a una giornata feriale tipo del mese di Giugno, si può osservare un consumo base di circa 5 kWh, pari al 40% del carico totale giornaliero di 13 kWh. Il picco del consumo si registra alle ore 10, pari a 2.7 kW, dovuto al funzionamento della lavatrice programmabile e della pompa di calore. Nelle ore serali è presente un minimo incremento del consumo dovuto agli apparecchi elettronici e audiovisivi.

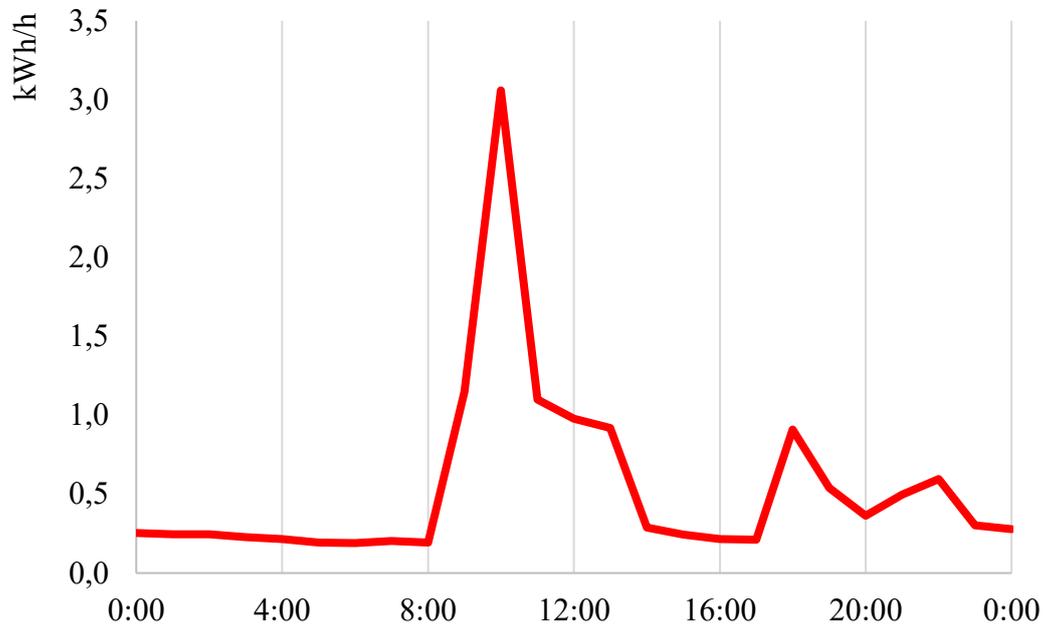


Figura 4-66: Profilo di consumo relativa a una giornata estiva

4.4.2 Dati di radiazione e temperatura per il FV

I dati sull'irradiazione solare e sulla velocità del vento vengono analizzati e forniti da PVGIS. L'irradiazione viene fornita per una superficie orientata a sud ed inclinata di 30°. Per la stima dell'irradiazione solare che arriva sulla superficie terrestre vengono impiegati metodi che utilizzano dati provenienti da satelliti meteorologici geostazionari. Lo svantaggio dell'utilizzo dei satelliti geostazionari è che la stima della radiazione solare a livello del suolo necessita di algoritmi matematici complicati che considerano anche i dati relativi alla composizione chimica dell'atmosfera. Tuttavia, l'accuratezza dei dati sull'irradiazione solare basata su questo metodo è attualmente molto elevata.

In Figura 4-67 vengono riportati i valori mensili di irradianza solare riguardanti la località selezionata.

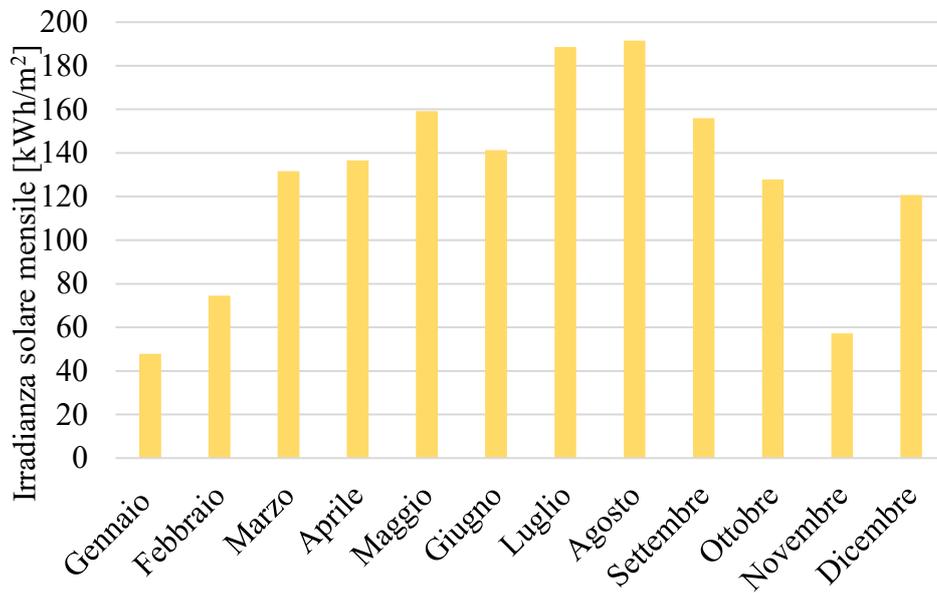


Figura 4-67: Livelli di irradianza solare mensili per la località scelta

Nella Figura 4-68 sono riportati i valori di producibilità mensile di energia per kW di fotovoltaico installato.

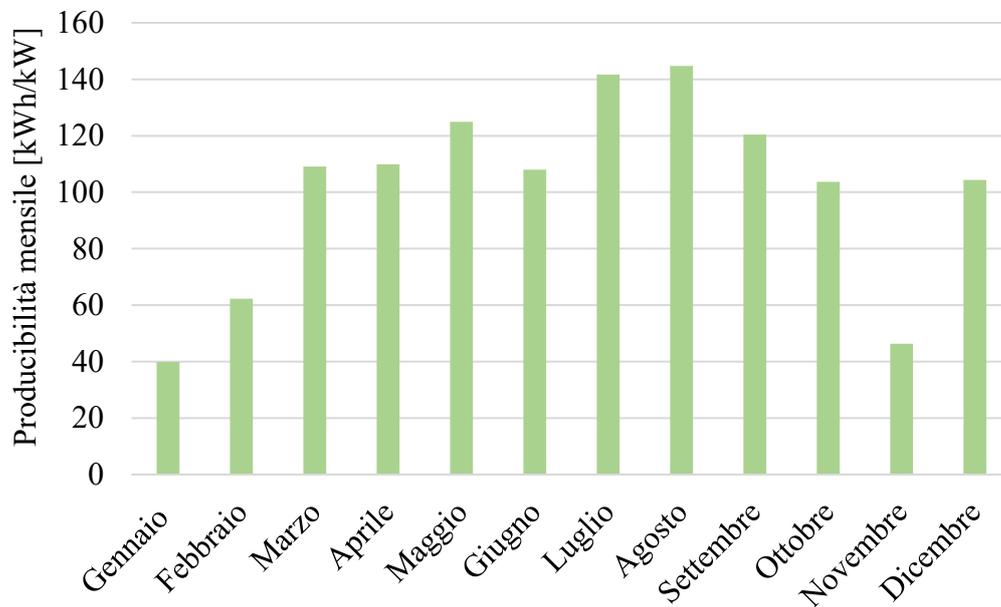


Figura 4-68: Livelli di producibilità mensili per la località scelta

Nella Tabella 4-24 sono riportati i valori di inclinazione, di producibilità annuale di energia per ogni kW di fotovoltaico installato e la sua tecnologia

Database usato	PVGIS-SARAH
Tecnologia del FV	Silicio cristallino
FV installato	1 kWp
Inclinazione	30°
Azimuth	0°
Producibilità annuale	1215 kWh/kW
Irradiazione annuale in piano	1530 kWh/m ²

Tabella 4-24: Parametri principali per il calcolo dell'irradianza solare

La Figura 4-69 e la Figura 4-70 mostrano degli esempi di profili di irradiazione solare per due giornate tipiche della stagione estiva ed autunnale e l'andamento della temperatura dell'aria nelle rispettive giornate. I dati relativi alla temperatura e umidità dell'aria sono ottenuti tramite un termo-igrometro.

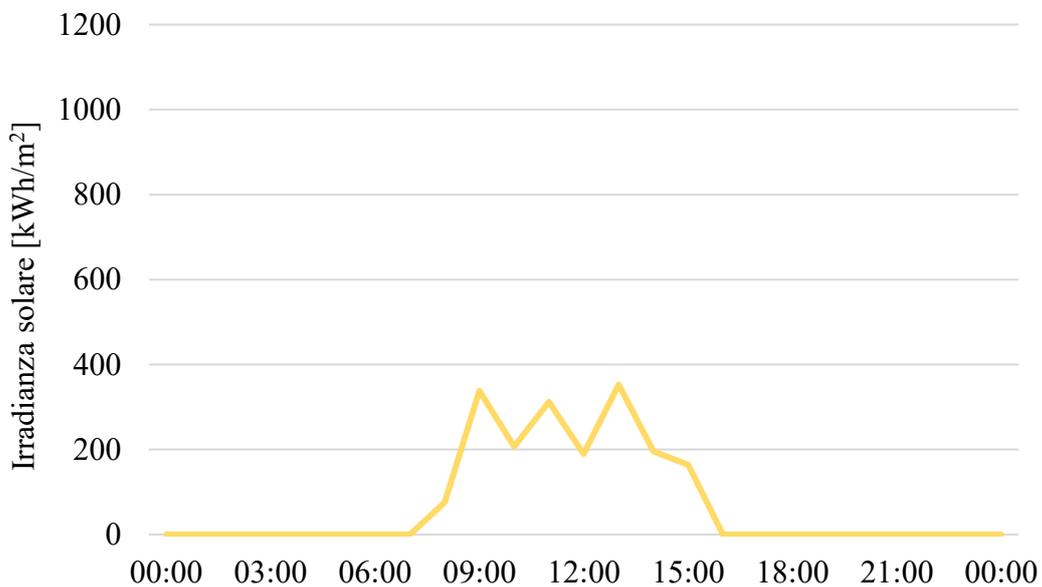


Figura 4-69: Profilo di irradiazione solare per una giornata invernale

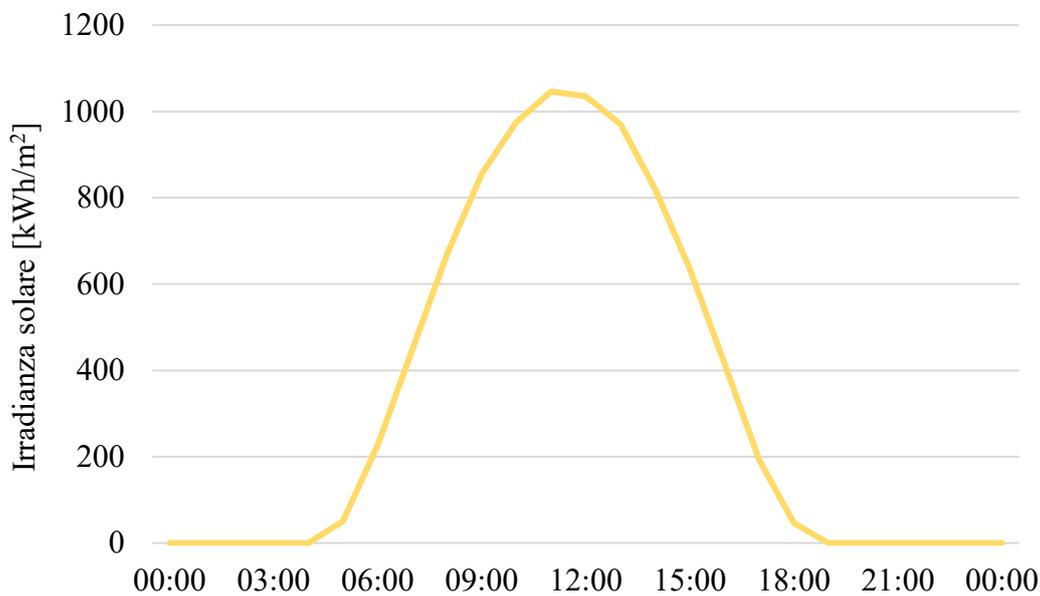


Figura 4-70: Profilo di irradiazione solare per una giornata estiva

4.4.3 Risultati delle simulazioni

Caso studio: generazione fotovoltaica senza sistema di accumulo

Il caso studio di riferimento consiste nell'analizzare gli effetti della limitazione dell'iniezione sul processo di massimizzazione dell'autosufficienza o del ritorno economico. La scelta dell'impianto di generazione rinnovabile è ricaduta su una soluzione caratterizzata da solo fotovoltaico senza l'utilizzo di sistemi di accumulo elettrochimico. In assenza di limitazioni, il dimensionamento dell'impianto di generazione è tale da garantire una copertura totale del consumo annuo richiesto.

Nel caso di un'utenza domestica, la limitazione dell'energia iniettata in rete è un aspetto fondamentale nella logica di massimizzazione dell'autosufficienza. Nella Figura 4-71 sono rappresentati gli andamenti dell'autosufficienza e del TIR in funzione dell'entità della limitazione della massima iniezione oraria e di diverse taglie di fotovoltaico. Questa analisi è vincolata dal raggiungimento di un TIR minimo del 6%, così come indicato in figura.

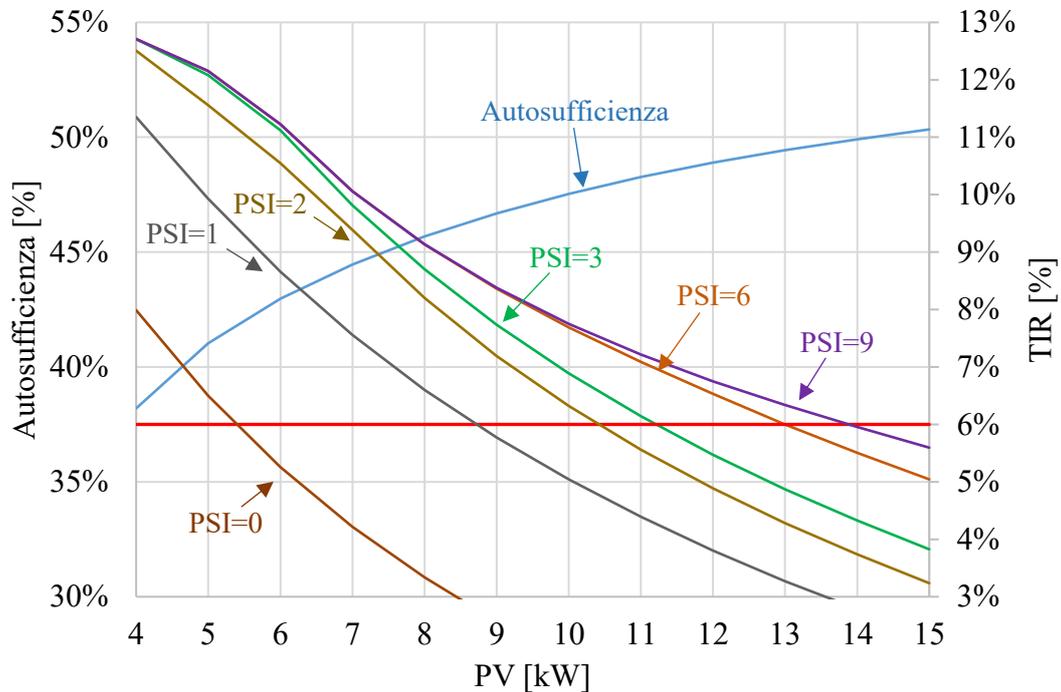


Figura 4-71: Andamenti dell'autosufficienza e TIR al variare della limitazione dell'iniezione (PSI [kWh])

Per valutare gli effetti dei diversi livelli di limitazione sugli indicatori economici è necessario effettuare inoltre un'analisi economica tramite il calcolo del VAN a 25 anni, pari alla vita utile dell'impianto fotovoltaico. Il modo migliore per massimizzare il ritorno economico è quello di incrementare l'autosufficienza riducendo al minimo le iniezioni senza l'impiego di un sistema di accumulo. Il costo degli scambi energetici con la rete è un parametro fondamentale da considerare in questa analisi in quanto l'energia iniettata in rete ha un prezzo di vendita ridotto e lo stoccaggio di energia è troppo costoso per essere attuato.

Nella Figura 4-72 sono visibili gli effetti dei diversi livelli di limitazione dell'iniezione sugli andamenti del VAN a 25 anni.

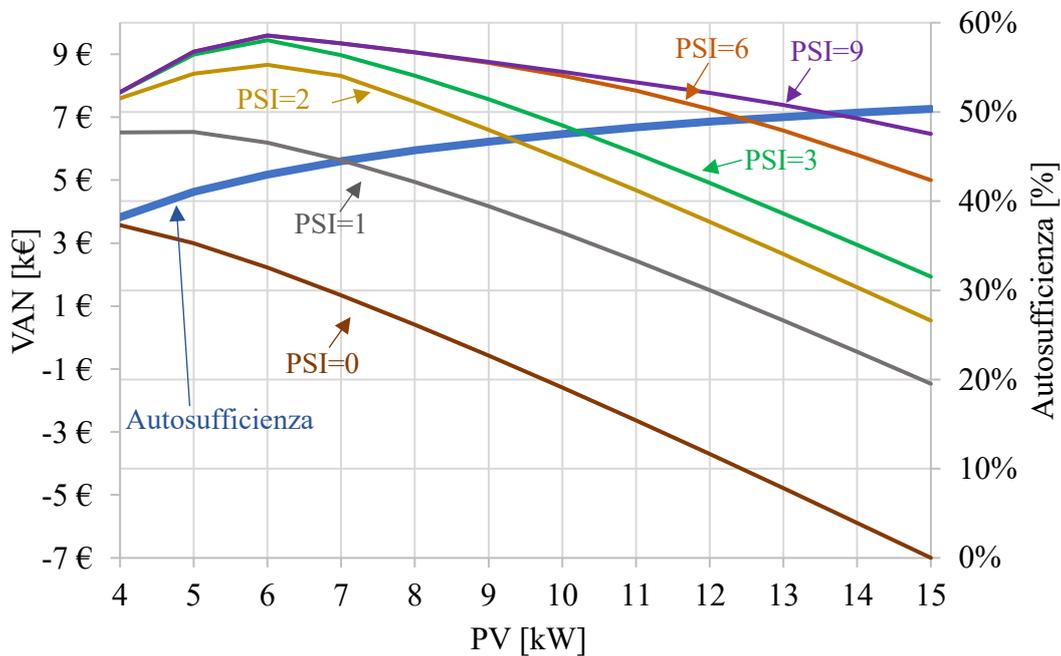


Figura 4-72: Andamento del VAN al variare della limitazione dell'iniezione (PSI [kWh])

Per vincoli sull'iniezione non stringenti si osserva un massimo globale del VAN per una taglia di fotovoltaico pari a 6 kW, con un'autosufficienza del 43% e un TIR attorno all'11%.

Nel caso di limitazione del picco di iniezione oraria pari a 9 kW si osserva come la soluzione che consente di soddisfare il TIR minimo accettabile è caratterizzata da una taglia di fotovoltaico pari a 14 kW con un'autosufficienza pari al 50%. Risulta chiaro come, nonostante il valore di autosufficienza possa essere accettabile, l'impianto di generazione risulti sovradimensionato rispetto al consumo, il ridotto valore del VAN conferma ciò.

Limitando la massima iniezione oraria a 6 kW, per ottenere un TIR pari al 6%, è possibile installare 13 kW di fotovoltaico con un livello di autosufficienza pari al 48%.

Considerando una limitazione dell'iniezione oraria pari a 1 kW il VAN presenta un massimo in corrispondenza della taglia di fotovoltaico pari a 5 kW, quindi per un impianto di generazione sottodimensionato rispetto al carico. Il passaggio a 6 kW di fotovoltaico, con lo stesso vincolo sull'iniezione, non consente di ottenere

vantaggi economici in quanto a fronte di un incremento dell'autosufficienza del 2% si registra una riduzione degli indicatori economici.

Dalle figure riportate è possibile affermare che, per un impianto di generazione costituito da solo fotovoltaico in assenza di un sistema di accumulo, il vincolo della limitazione dell'iniezione non è molto stringente rispetto al valore dell'autosufficienza. Considerando infatti un limite di iniezione pari a 1 kW, la soluzione economicamente accettabile consiste nell'installare fino a 8 kW di fotovoltaico con un'autosufficienza massimo pari al 46%, quindi non di molto inferiore al 50% ottenibile con un limite di iniezione pari a 9 kW.

Nelle simulazioni svolte è stato analizzato l'effetto dell'esclusione delle iniezioni in rete sui parametri economici e di autosufficienza. In questo caso la soluzione economicamente accettabile consente di installare fino a 5 kW di fotovoltaico con un'autosufficienza massimo del 41%.

I risultati ottenuti confermano quanto detto in precedenza, la massimizzazione del ritorno economico in presenza di vincoli sull'iniezione è ottenuta dimensionando l'impianto di generazione per soddisfare il carico tramite il solo autosufficienza, limitando al minimo le iniezioni in rete. A conferma di ciò si analizzi il confronto tra la soluzione ottimale di 6 kW con un impianto fotovoltaico sovradimensionato, a parità di vincolo sull'iniezione oraria pari a 3 kW. Le soluzioni risultano economicamente accettabili fino a 11 kW come visibile nella Figura 4-73, a fronte di un incremento dell'autosufficienza del 12% (dal 43% al 48%) si ha una notevole riduzione percentuale del VAN pari al 39%. (da 9445 € a 5849 €) (Figura 4-74). Questo confronto dimostra come un livello elevato di iniezione in rete non consente di ottenere il migliore compromesso tra il valore economico dell'autosufficienza e quello dell'iniezione.

Massimizzazione autosufficienza o ritorno economico con fotovoltaico e sistema di accumulo

Nel precedente caso studio è stato osservato come fino a 5 kW di fotovoltaico non è necessario un sistema di accumulo in quanto l'impianto di generazione è

sottodimensionato rispetto al carico e quindi gran parte dell'energia prodotta viene autoconsumata.

L'utilizzo di un sistema di accumulo, in questo caso di tipo elettrochimico, comporta sicuramente la riduzione degli indicatori economici ma permette di incrementare notevolmente l'autosufficienza. Per ottenere livelli di autosufficienza dell'ordine del 50% - 60% è necessario installare un'elevata capacità di stoccaggio, in questo modo è possibile sia usare molti generatori fotovoltaici che ridurre sensibilmente i livelli di iniezione in rete. Questa considerazione deriva dal fatto che il potenziale risparmio ottenibile dall'autosufficienza è di gran lunga superiore al guadagno derivante dalla vendita di energia alla rete. Tuttavia l'elevato attuale costo dei sistemi di accumulo limita la capacità installabile.

Nelle simulazioni descritte in questo sotto paragrafo saranno considerate accettabili solo le soluzioni che consentono di avere un VAN positivo e un TIR maggiore del 6%.

La prima simulazione descritta riguarda il dimensionamento dell'impianto di produzione rinnovabile e del sistema di accumulo che consente di massimizzare l'autosufficienza.

La Figura 4-75 mostra gli andamenti mensili di produzione fotovoltaica, del consumo e dell'autosufficienza. Durante la stagione estiva la produzione fotovoltaica è elevata, i picchi si hanno a Luglio e ad Agosto. L'autosufficienza ha valori elevati nei mesi in cui è presente un buon accoppiamento tra produzione e consumo.

La Figura 4-76 mostra i profili di generazione fotovoltaica e di consumo per una tipica giornata estiva caratterizzata da un'elevata irradiazione solare e da un carico ridotto. Questi profili sono stati ottenuti massimizzando l'autosufficienza dell'utenza domestica considerata: la soluzione ottenuta è caratterizzata da 6 kW di fotovoltaico e da una capacità di accumulo pari a 7 kWh.

Le figure Figura 4-77 e Figura 4-78 mostrano i corrispondenti profili energetici di assorbimento, iniezione, carica e scarica della batteria. Durante le ore di luce avviene la carica del sistema di accumulo mentre quest'ultimo soddisfa il carico nel tardo pomeriggio e durante le ore notturne. L'assorbimento di energia dalla rete avviene per poche ore della giornata (dalle 0:00 alle 5:00), questo perché la produzione fotovoltaica è interdetta e il sistema di accumulo è scarico.

Dalla Figura 4-78 è possibile osservare come la dipendenza dalla rete è molto ridotta ma il livello di iniezione è elevato durante le ore di maggiore produzione. Questa considerazione è la diretta conseguenza della stagionalità della fonte fotovoltaica: per essere completamente indipendenti dalla rete sarebbe necessario installare elevatissime capacità di accumulo che possano stoccare il surplus di energia nei mesi ad alta produzione per poi scaricarsi durante i periodi ad elevato consumo. Tuttavia questa soluzione non è economicamente accettabile.

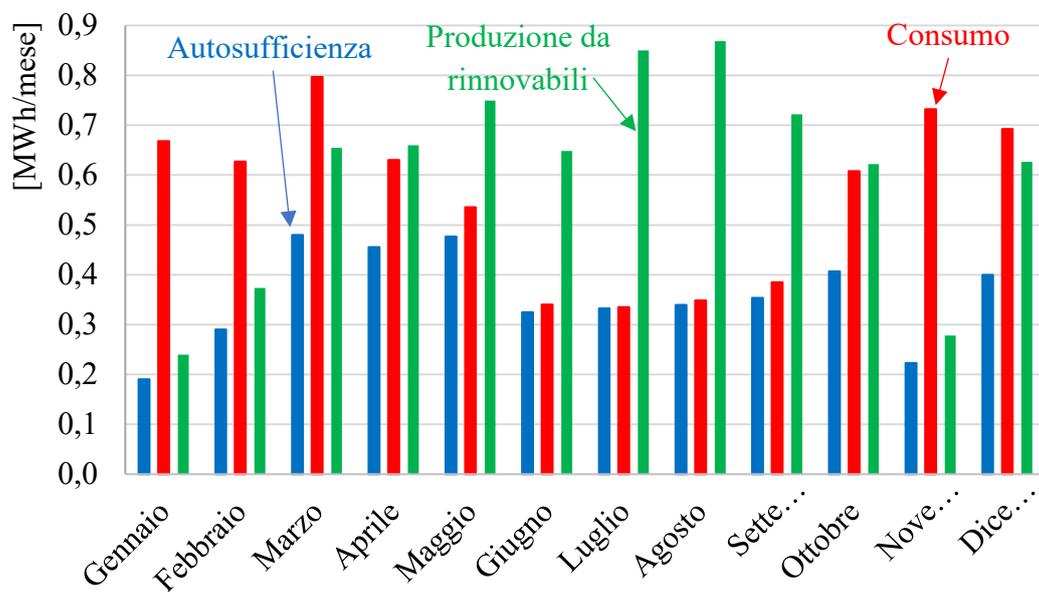


Figura 4-73: Massimizzazione dell'autosufficienza, esempio di flussi energetici mensili

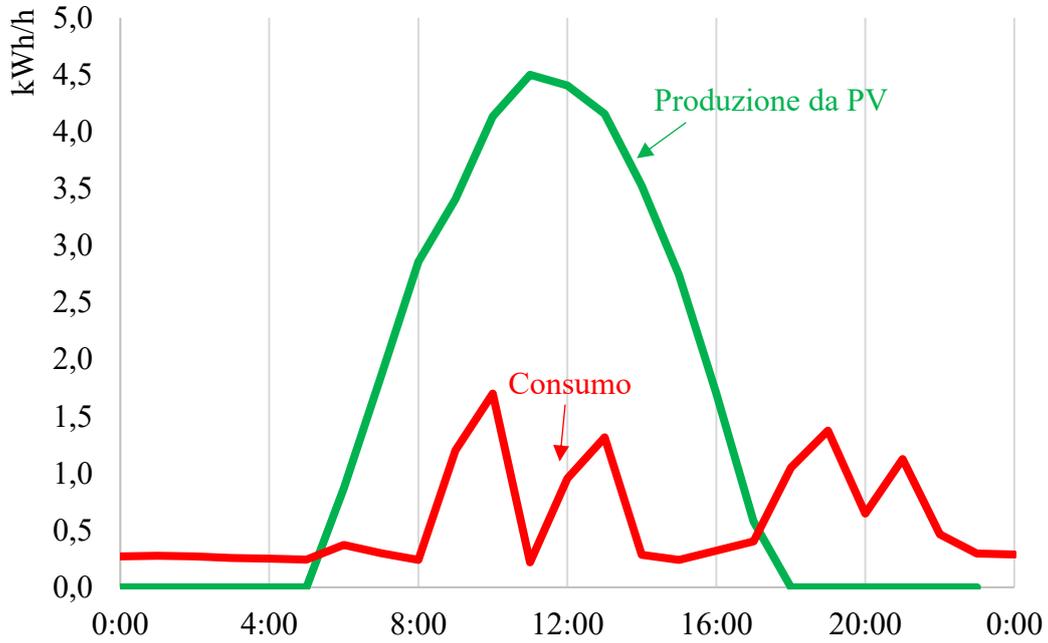


Figura 4-74: Profili di produzione e consumo per una giornata con elevata produzione da FV e basso carico

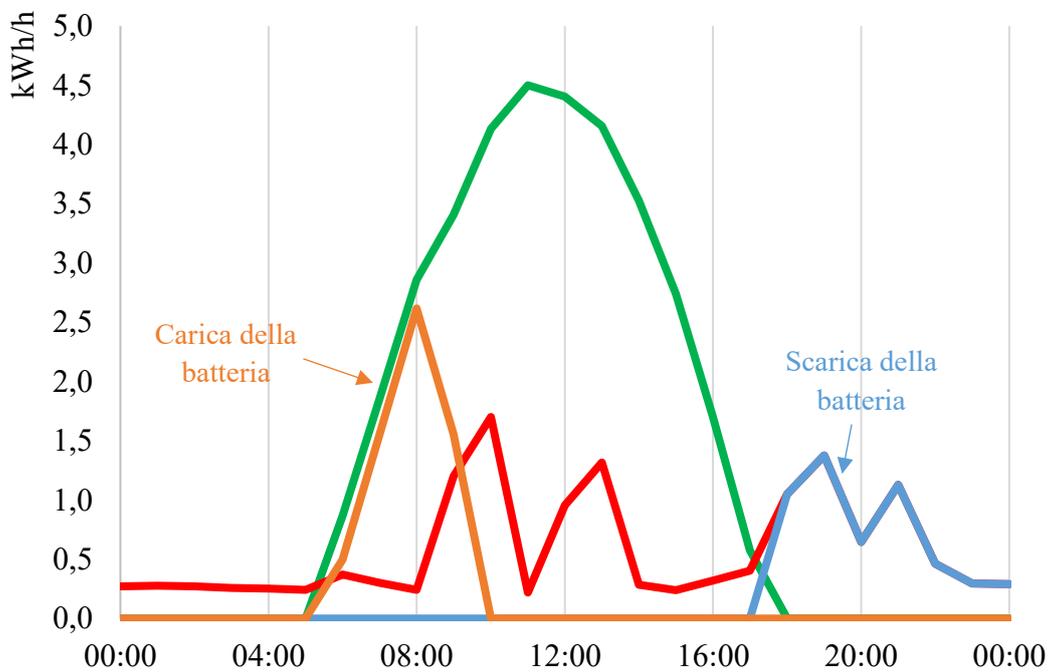


Figura 4-75: Flussi energetici del sistema di accumulo

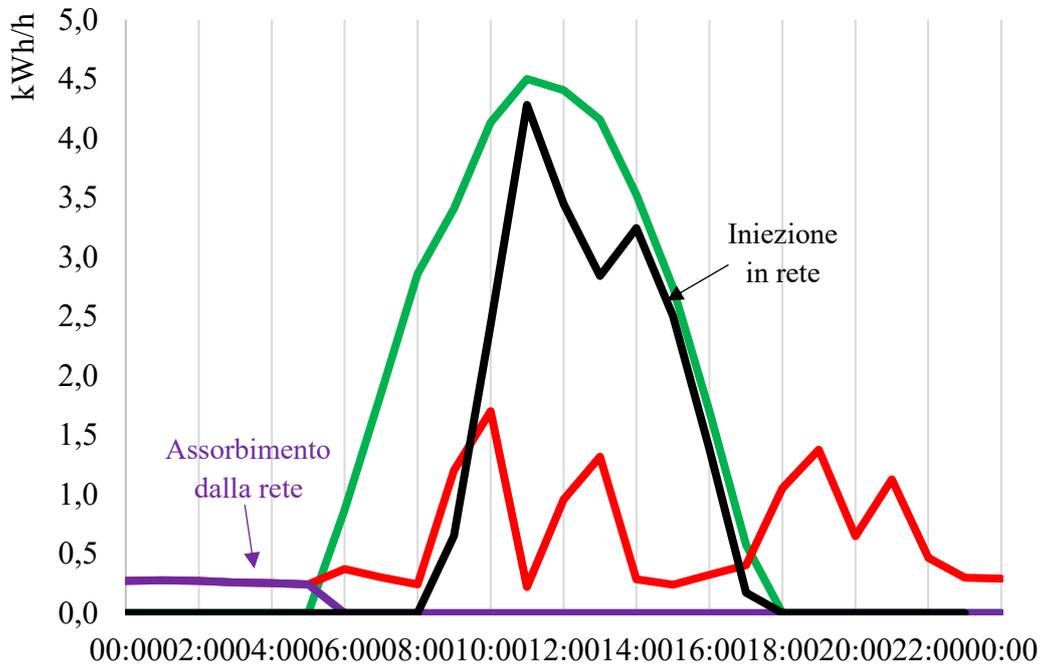


Figura 4-76: Scambi energetici con la rete

Le figure Figura 4-77 e Figura 4-78 mostrano i flussi energetici relativi ad una giornata autunnale caratterizzata da un elevato consumo.

Si può osservare come nelle prime ore della giornata e della sera il carico è soddisfatto dalla rete, il surplus di energia presente nelle ore centrali della giornata viene stoccato dal sistema di accumulo per poi essere usato per soddisfare il consumo pomeridiano. Come constatato in precedenza, non è conveniente raggiungere la totale indipendenza dalla rete, perciò ogni giorno la rete soddisfa il carico durante una parte della notte e al mattino presto fino all'incremento della produzione fotovoltaica.

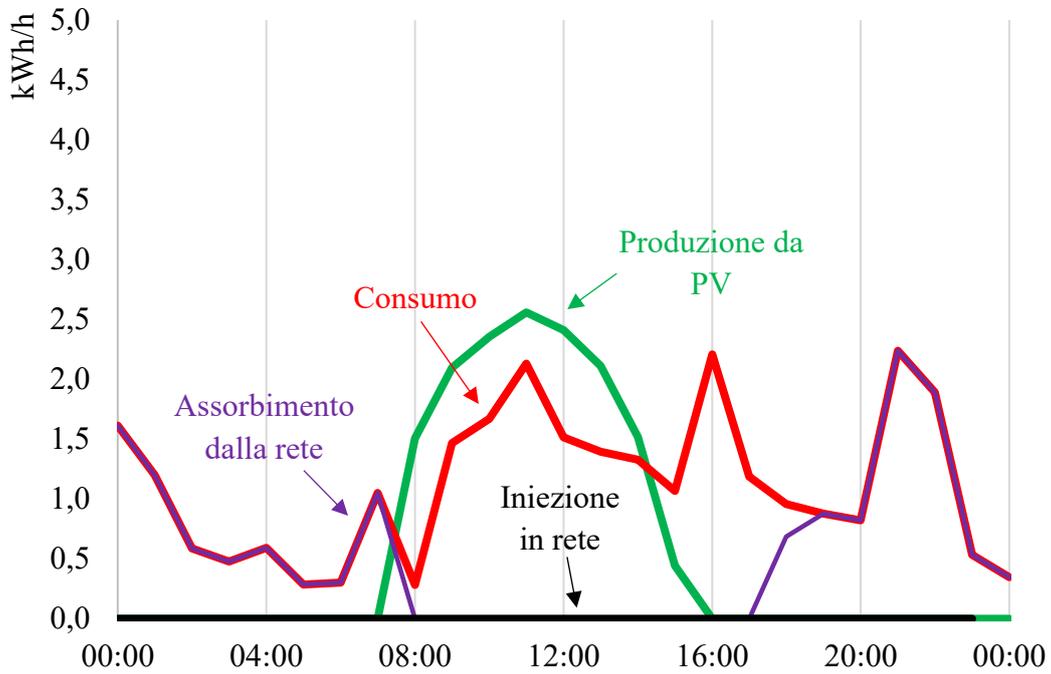


Figura 4-77: Scambi energetici con la rete per una giornata caratterizzata da consumo elevato e modesta irradianza

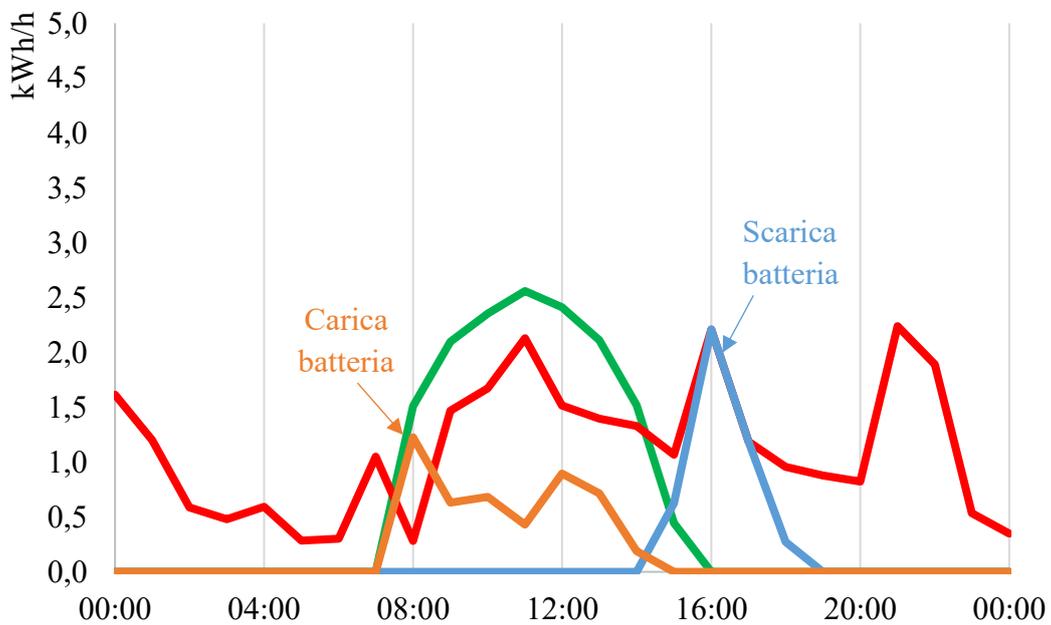


Figura 4-78: Flussi energetici per una giornata caratterizzata da consumo elevato e modesta irradianza

Massimizzando l'autosufficienza, rispetto al caso di sola produzione fotovoltaica senza sistema di accumulo, la dipendenza energetica dalla rete è ridotta al minimo: l'assorbimento dalla rete diminuisce grazie alla maggiore penetrazione fotovoltaica e l'iniezione è notevolmente ridotta dal sistema di accumulo.

La seconda simulazione presa in esame ha come obiettivo la massimizzazione del ritorno economico. I risultati ottenuti confermano quanto detto nel paragrafo precedente, per massimizzare il ritorno economico non conviene installare alcun sistema di accumulo. La soluzione che consente di ottenere il migliore compromesso tra ritorno economico e autosufficienza è un impianto di generazione fotovoltaica da 6 kW senza accumulo.

Effetto del peak shaving sulla massimizzazione dell'autosufficienza o della convenienza economica con sistemi fotovoltaico - storage elettrochimico

Nella Figura 4-79 è riportato l'andamento dell'autosufficienza applicando una limitazione variabile della massima iniezione oraria, ogni soluzione ottenuta è accettabile se è caratterizzata da un TIR superiore o pari al 6 %. Al variare dell'entità della limitazione, nella figura 2-17 sono indicate la taglia di fotovoltaico e la capacità del sistema di accumulo da utilizzare che permettono di massimizzare l'autosufficienza.

Nel caso di iniezione in rete nulla, il massimo autosufficienza ottenibile è pari al 51 % con 4 kW di FV e una capacità di 4 kWh. La soluzione che consente di avere l'autosufficienza più elevato, pari al 64 %, è caratterizzata da 6 kW di FV e da una capacità di 7 kWh.

Dalla Figura 4-80 è possibile osservare che una capacità pari a 7 kWh del sistema di accumulo rappresenta l'ottimo dal punto di vista energetico, almeno per l'entità del consumo riguardante l'utenza domestica considerata in queste simulazioni.

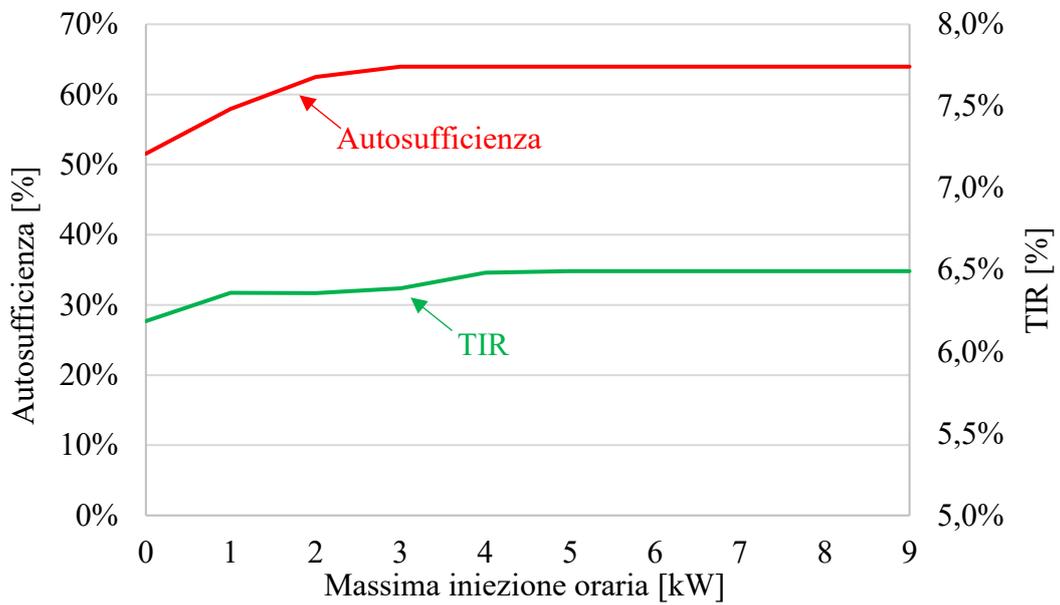


Figura 4-79: Risultati della massimizzazione dell'autosufficienza al variare della limitazione dell'iniezione

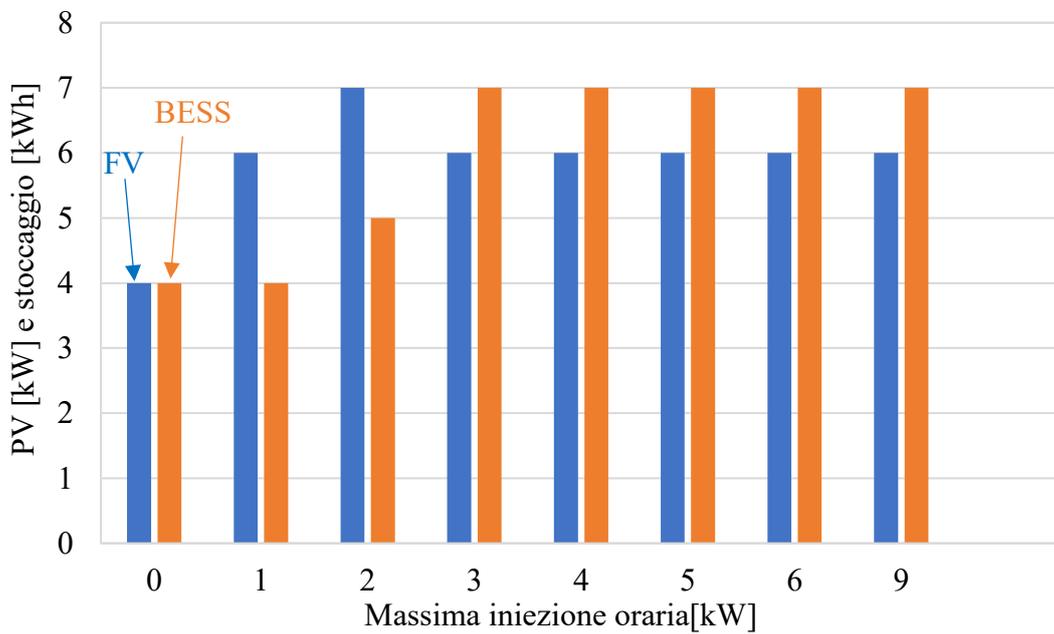


Figura 4-80: Variazione della taglia di FV e accumulo in funzione della massimizzazione dell'autosufficienza

Considerando la soluzione che permette di ottenere il più elevato valore di autosufficienza (64% con 6 kW di PV e 7 kWh di accumulo), al fine di apprezzare l'effetto della limitazione dell'iniezione sui flussi, nella Figura 4-81 e nella Figura 4-82 si mostrano gli andamenti dei flussi energetici e degli scambi con la rete per una giornata caratterizzata da elevata produzione e basso consumo.

Nel caso di un consumo ridotto, il massimo autosufficienza si ottiene durante le ore centrali del giorno essendo il carico completamente soddisfatto dall'energia prodotta localmente. La carica completa del sistema di accumulo avviene in concomitanza del picco di produzione (10:00). L'elevata capacità del sistema di accumulo permette, tramite la sua scarica, di soddisfare completamente il carico nelle ore serali della giornata, durante la quali la produzione fotovoltaica risulta ridotta. È possibile osservare come la limitazione dell'iniezione consente di ridurre notevolmente l'entità degli scambi con la rete.

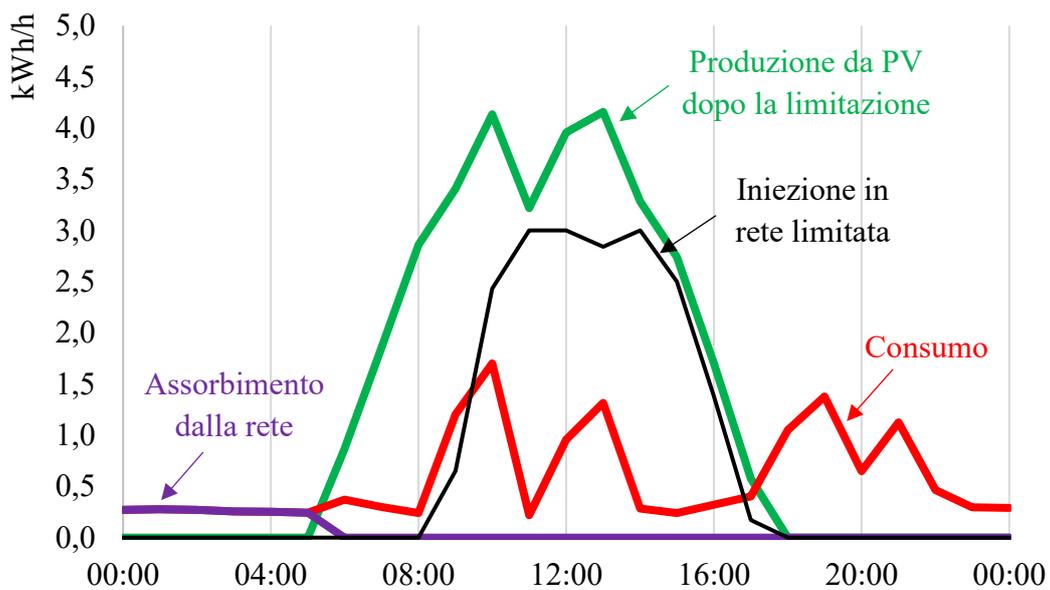


Figura 4-81: Configurazione ottimale per la massimizzazione dell'autosufficienza, effetto del PS sugli scambi energetici con la rete per una giornata con basso consumo

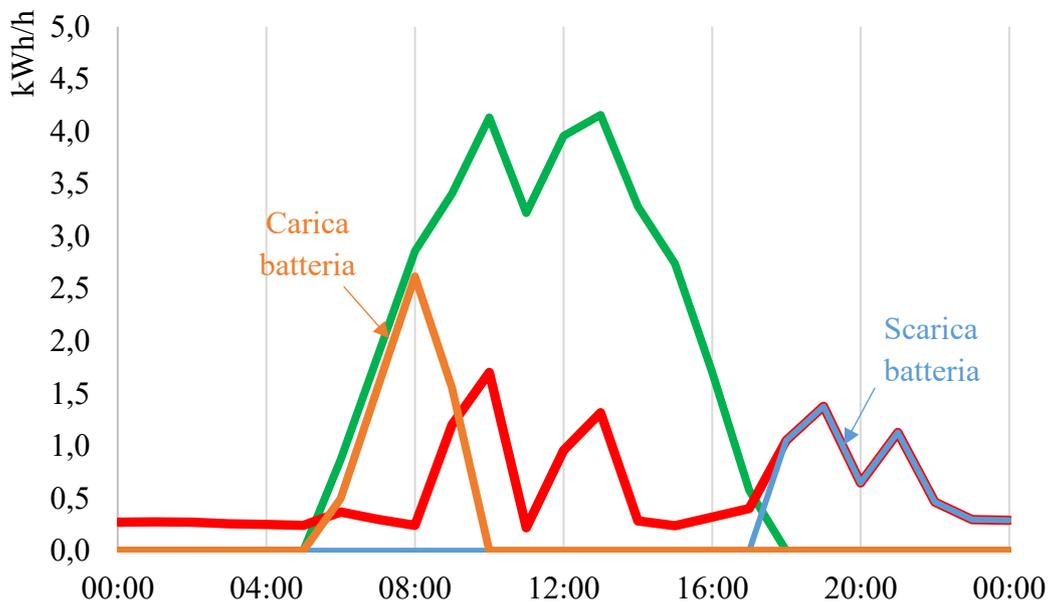


Figura 4-82: Configurazione ottimale per la massimizzazione dell'autosufficienza, effetto del PS sui flussi energetici per una giornata con basso consumo

Nel caso di massimizzazione del ritorno economico il costo degli scambi energetici con la rete assume un ruolo chiave. Il modo migliore per raggiungere questo obiettivo è quello di massimizzare l'autosufficienza in assenza di accumulo, rendendo minime le iniezioni in rete.

Nella Figura 4-83 è possibile osservare gli andamenti del VAN, calcolato su un periodo di 25 anni, e dell'autosufficienza al variare della limitazione sulla massima iniezione oraria. Nella Figura 4-84 sono riportate le taglie di fotovoltaico e di accumulo elettrochimico relative ad ogni valore della limitazione.

È possibile osservare come gli effetti delle limitazioni dell'iniezione oraria siano apprezzabili, sia in termini di ritorno economico che di autosufficienza, da 0 kW a 4 kW. Un vincolo sull'iniezione oraria superiore a 4 kW non determina nessuna variazione sulle grandezze di interesse.

A conferma di ciò, con la massima iniezione oraria di 4 kW, si ottiene il massimo ritorno economico, pari a 9600 €, con una configurazione di 6 kW di fotovoltaico e una capacità di accumulo nulla, l'autosufficienza risultante è del 43 %.

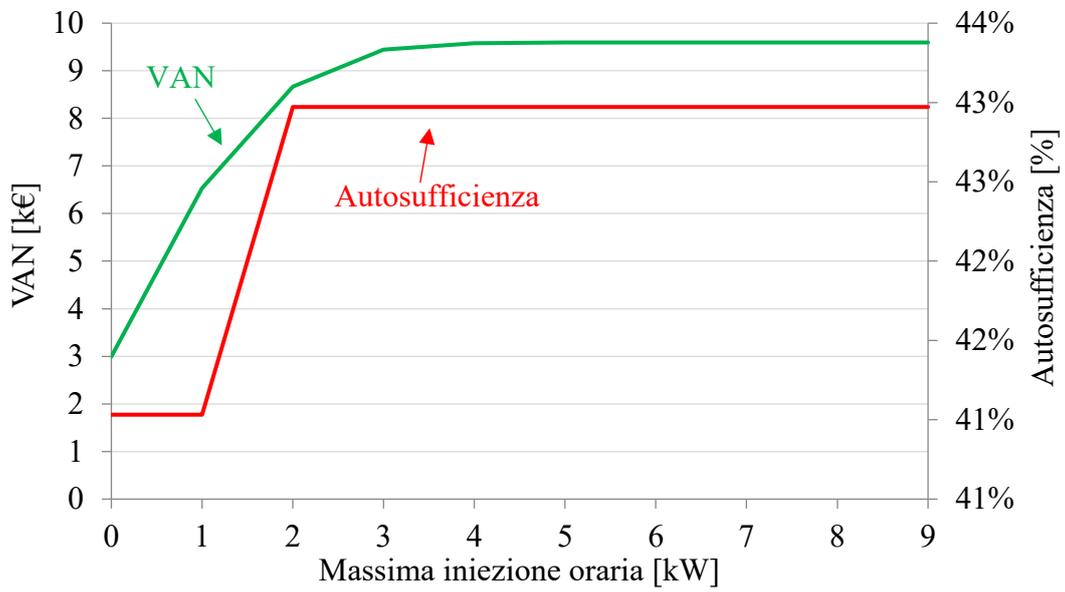


Figura 4-83: Massimizzazione del ritorno economico, andamento dell'autosufficienza al variare della limitazione dell'iniezione

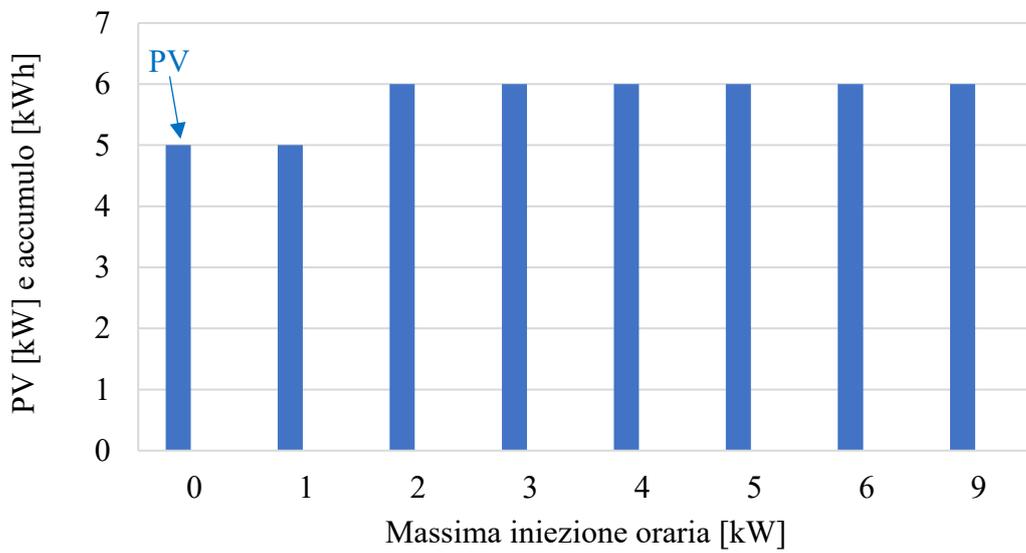


Figura 4-84: Massimizzazione dell'autosufficienza, andamento della taglia di fotovoltaico al variare della limitazione sull'iniezione

Tabella riassuntiva dei risultati, massimizzazione autosufficienza e ritorno economico nel caso di solo FV

	<i>Max autosufficienza</i>	<i>Max ritorno economico</i>
Limitazione dell'iniezione oraria [kW]	3	3
Taglia degli impianti		
FV [kW]	11	6
Capacità di accumulo [kWh]	0	0
Flussi energetici		
Produzione da FV [MWh/anno]	10	7.1
Consumo [MWh/anno]	6.7	6.7
Autosufficienza / consumo [%]	48 %	43 %
Assorbimento dalla rete / consumo [%]	52 %	57 %
Iniezione nella rete / consumo [%]	71 %	62 %
Indicatori economici		
Investimento iniziale [k€]	19.8	10.8
VAN a 25 anni [k€]	5.8	12.5
TIR [%]	6.1%	11.1 %

Tabella 4-25: Risultati della massimizzazione dell'autosufficienza e del ritorno economico per il caso con solo FV

Tabella riassuntiva dei risultati, massimizzazione autosufficienza e ritorno economico nel caso di FV e accumulo elettrochimico

	<i>Max autosufficienza</i>	<i>Max ritorno economico</i>
Limitazione dell'iniezione oraria [kW]	3	3
Taglia degli impianti		
FV [kW]	6	6
Capacità di accumulo [kWh]	7	0
Flussi energetici		
Produzione da FV [MWh/anno]	7.1	7.1
Consumo [MWh/anno]	6.7	6.7
Autosufficienza / consumo [%]	64 %	43 %
Assorbimento dalla rete / consumo [%]	36 %	57 %
Iniezione nella rete / consumo [%]	40 %	62 %
Indicatori economici		
Investimento iniziale [k€]	12.9	10.8
VAN a 25 anni [k€]	3.8	12.5
TIR [%]	6.4 %	11.1%

Tabella 4-26: Risultati della massimizzazione dell'autosufficienza e del ritorno economico per il caso con FV e sistema di accumulo

Massimizzazione dell'autosufficienza al variare del costo della batteria

Come già spiegato nei precedenti paragrafi, per poter ottenere un alto livello di autosufficienza è necessario installare elevate capacità di accumulo al fine di limitare quanto più possibile la dipendenza dalla rete.

Attualmente l'elevato costo dei sistemi di accumulo elettrochimici rappresenta un ostacolo in quanto, per poter ottenere un ritorno economico accettabile, è possibile installare solo una modesta capacità di accumulo. In previsione di notevoli investimenti e sviluppi nel settore della mobilità elettrica, è auspicabile che il costo dei sistemi di accumulo elettrochimici possa subire una forte riduzione nei prossimi anni.

L'analisi svolta ha l'obiettivo di investigare la variazione del massimo autosufficienza ottenibile per differenti costi unitari del sistema di accumulo. Nella Figura 4-85 è possibile osservare come con un costo molto ridotto dell'accumulo, pari a 90 €/kWh sia possibile ottenere un livello di autosufficienza del 75 %. Questo risultato è senza dubbio influenzato dalla previsione troppo ottimistica della riduzione del costo dell'accumulo ma fornisce un dato interessante: con questa configurazione si avrebbe un assorbimento della rete, rispetto al consumo annuo, solo del 26%.

La massima autosufficienza ottenibile con il costo attuale dei sistemi di accumulo elettrochimici (300 €/kWh) è pari al 64%, ipotizzando un dimezzamento del costo si potrebbe ottenere un livello di autosufficienza pari al 70 %, con un TIR leggermente inferiore rispetto al caso di riferimento ma pur sempre superiore al minimo accettabile del 6%.

Nella Figura 4-86 sono riportate, al variare del costo dell'accumulo, le taglie di fotovoltaico e delle capacità di accumulo installabili per massimizzare l'autosufficienza.

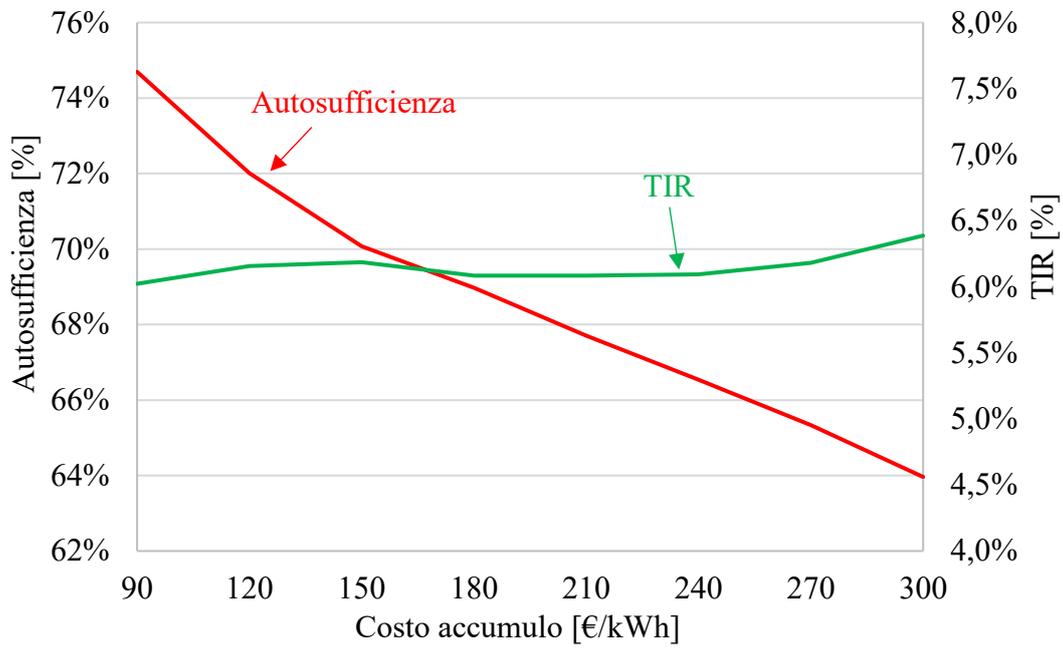


Figura 4-85: Massimizzazione dell'autosufficienza al variare del costo unitario dell'accumulo elettrochimico

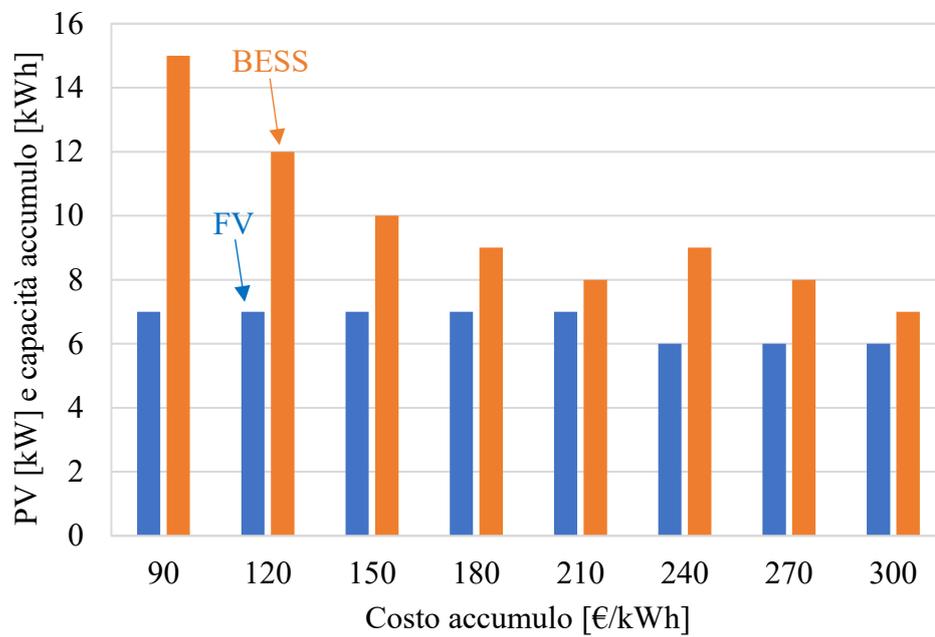


Figura 4-86: Massimizzazione dell'autosufficienza, andamento della taglia di FV e accumulo al variare del costo unitario dell'accumulo elettrochimico

Capitolo 5

Conclusioni

Nel presente lavoro di tesi magistrale, la pianificazione ottimale della generazione da impianti fotovoltaici ed eolici, integrata a sistemi di accumulo elettrochimico è stata determinata tenendo conto dei vincoli tecnici ed economici. Dal punto di vista tecnico, nel dimensionamento dei generatori per la massimizzazione dell'autosufficienza energetica, è stato imposto un limite di iniezione annuale pari al 50% del consumo nello stesso periodo. Questa necessità deriva sia dall'esigenza di essere quanto più indipendenti dalla rete elettrica sia dalla volontà di non contribuire al congestionamento delle linee di trasmissione. La simulazione di questi sistemi di generazione viene eseguita in tre differenti Stati (Turchia, Uzbekistan e Kazakhstan) aventi caratteristiche diverse tra di loro, sia per quanto riguarda la disponibilità delle risorse rinnovabili che per la visione politica di riforme del settore energetico. L'acquisizione dei dati meteo è stata effettuata tramite il sito PVGIS, con il quale è stato possibile valutare accuratamente sia la disponibilità che la stagionalità delle fonti rinnovabili nei diversi Stati.

Nei casi studio analizzati, i carichi sono costituiti da aggregati di utenze del settore terziario e residenziale: tali carichi si verificano principalmente durante le ore di luce e il generatore fotovoltaico può soddisfarli adeguatamente. Tuttavia, è presente un elevato carico di base anche nelle ore serali. Per soddisfare quest'ultimo e limitare l'assorbimento dalla rete, vengono installate, laddove possibile, turbine eoliche per aumentare le ore di produzione. Lo stoccaggio gestisce il surplus evitando iniezioni troppo elevate nella rete. In questo modo i consumatori diventano utenze attive, producendo parte della loro domanda elettrica e contribuendo al processo di transizione energetica.

Le simulazioni svolte nei tre casi studio forniscono indicazioni sul grado di redditività di generazione da rinnovabili. Esse dimostrano che l'installazione di energie rinnovabili può essere redditizia laddove il costo d'acquisto dell'energia

elettrica al dettaglio è elevato o in forte aumento, come nel caso della Turchia o dell'Uzbekistan, dove varia dai 10 c€/kWh ai 13 c€/kWh. In questi Stati risulta anche possibile installare capacità di stoccaggio elevate (anche se il loro utilizzo è più costoso degli scambi con la rete) e ottenere comunque rendimenti economici elevati (TIR superiore al 6%). I vantaggi sono molteplici: i sistemi di accumulo permettono di ridurre gli scambi con la rete e di sfruttare al meglio il profilo di generazione rispetto a quello di consumo, soprattutto in quei casi in cui la maggior parte del fabbisogno energetico avviene nelle ore di bassa produzione.

Per raggiungere il massimo ricavo economico o il più alto livello di autoconsumo, vengono ottimizzate le taglie di generatori fotovoltaici, eolici e di accumulo elettrochimici. In ogni caso, l'impatto negativo degli impianti di generazione rinnovabili è limitato da vincoli tecnici che evitano immissioni nella rete troppo elevate.

Attraverso l'acquisizione dei dati meteo relativi ai casi studio e la successiva stima delle producibilità annuali della fonte solare ed eolica è stato possibile definire il migliore mix energetico installabile in ogni Stato. Per quanto concerne la fonte eolica, il Kazakhstan è il paese in cui si ottiene il più alto livello di producibilità media annuale, pari a circa $1750 \frac{kWh}{kW}$, seguito dall'Uzbekistan ($\approx 1500 \frac{kWh}{kW}$) e dalla Turchia ($\approx 1150 \frac{kWh}{kW}$). Considerando invece la fonte solare, l'Uzbekistan è lo Stato in cui risulta più conveniente, dal punto di vista energetico, l'installazione di campi solari in quanto è caratterizzata da una producibilità media annuale pari a circa $1930 \frac{kWh}{kW}$, seguito dalla Turchia ($\approx 1790 \frac{kWh}{kW}$) e dal Kazakhstan ($\approx 1730 \frac{kWh}{kW}$). Su questi risultati è stata basata la scelta di non considerare l'installazione di parchi eolici in Turchia, mentre negli altri due Stati il mix energetico è composto da fotovoltaico ed eolico.

Caso studio: Turchia. Il massimo livello di autosufficienza ottenuto è pari al 68,5% del carico, mentre nel caso peggiore, è del 53,8%. Dei livelli così elevati di autosufficienza energetica sono stati raggiunti installando ingenti capacità di accumulo. In questo modo è stato così possibile utilizzare impianti di generazione rinnovabile di grandi dimensioni. Di conseguenza risultano limitate notevolmente le iniezioni nella rete nei diversi siti, mediamente quantificabili attorno al 11% del consumo annuale, pari a circa 13 TWh.

Caso studio: Uzbekistan. In questo caso studio si ottiene il più alto valore di autosufficienza rispetto agli altri casi studio. Il massimo livello di autosufficienza ottenuto è pari all'86% del carico, mentre nel caso peggiore, è del 53%. Livelli così elevati di autosufficienza energetica sono stati raggiunti installando impianti solari ed eolici con ingenti capacità di accumulo, in modo da sfruttare al meglio il surplus di generazione, soprattutto derivante dall'eolico. Di conseguenza risultano limitate notevolmente le iniezioni nella rete nei diversi siti, mediamente quantificabili attorno al 13% del consumo annuale.

Caso studio: Kazakhstan. Risultati opposti sono stati ottenuti nel caso del Kazakhstan in cui, nel quadro energetico attuale, non esiste un beneficio economico tale da incentivare la conversione di impianti nel segno dell'energia rinnovabile. Il massimo livello di autosufficienza ottenuto è pari al 58% del carico, mentre nel caso peggiore, è del 44%. Rispetto ai precedenti casi studio, il massimo livello di autosufficienza raggiungibile risulta decisamente inferiore, di conseguenza la dipendenza dalla rete è più elevata: l'assorbimento sito migliore è pari al 42% del carico, in quello peggiore invece del 56%. Un dato interessante riguarda il livello di autoconsumo ottenuto, pari al 94% della produzione annuale, rispetto all'85% dell'Uzbekistan e dell'81% della Turchia. Il motivo principale per cui il massimo livello di autosufficienza risulta limitato è dato dall'abbondanza e la disponibilità, a prezzi contenuti, di carbone fossile. Basti confrontare, a questo proposito, il costo unitario di produzione dell'energia di un impianto a carbone e di un impianto eolico di media dimensione: nel primo caso risulta pari a 1,7 c€/kWh mentre nel secondo caso è pari a circa 4,5 c€/kWh (+160%). Il problema principale dello sviluppo dell'energia eolica è dato dal trasporto delle apparecchiature, dall'installazione e manutenzione delle stesse, con temperature ambientali che possono arrivare a -50 C°. Queste condizioni accrescono il costo di produzione dell'energia eolica rendendola meno competitiva rispetto alle fonti di generazione tradizionali.

Ottimizzate le taglie dei generatori e di sistemi di accumulo per ogni località, sono stati valutati gli effetti energetici dell'aggregazione sia dei profili di generazione che di consumo. L'aggregazione non consente di ottenere risultati sensibilmente migliori rispetto ai singoli casi: i risultati economici ed energetici sono simili, passando dal 62% di autosufficienza al 64% nel caso di aggregazione per la Turchia, dal 65% al 66% nel caso dell'Uzbekistan e dal 49% al 51% nel Kazakhstan. Questo lieve aumento dell'autosufficienza è giustificato dall'elevata capacità di accumulo installata: un'elevata capacità di accumulo installata in ogni

sito diminuisce gli scambi con la rete. Pertanto, nel caso di un unico sito, quasi tutta l'energia da fonti rinnovabili viene utilizzata a livello locale.

Se l'obiettivo è la massimizzazione del VAN, il valore economico degli scambi con la rete assume un ruolo chiave: l'accumulo è costoso e la vendita di energia alla rete è meno redditizia dell'autoconsumo. L'ottimo si raggiunge quindi massimizzando l'autoconsumo e minimizzando l'iniezione senza stoccaggio, installando impianti sottodimensionati rispetto al carico annuo. L'autoconsumo, infatti, va dal 33% al 45% per la Turchia, dal 34% al 48% per l'Uzbekistan, tuttavia le iniezioni sono superiori rispetto al caso precedente, passando dal valore medio del 12% al 22%; questo incremento è giustificato dall'assenza di sistemi di accumulo.

Nonostante si siano raggiunti ottimi livelli di autosufficienza, soprattutto nei primi due casi studio, la totale autonomia dalla rete non è attualmente ottenibile. Tuttavia in previsione futura, con la riduzione del costo dei sistemi di accumulo sarà possibile installare impianti di generazione di dimensioni maggiori raggiungendo livelli di autosufficienza ancora più elevati. In questo senso, l'attuazione del sistema di *demand response*, può contribuire a integrare una quota maggiore di rinnovabili in modo economicamente sostenibile e ad accelerare la decarbonizzazione del settore elettrico.

Riferimenti

- [1] «https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_20_17,» [Online].
- [2] C. Europea, «A clean planet for all, a European strategic long term vision,» 2018. [Online].
- [3] GSE, «Self-consumption schemes in Italy,» 2019. [Online].
- [4] C. Europea, «Best practices on Renewable Energy Self-consumption,» 2015. [Online].
- [5] ARERA, «Memoria dell'autorità di regolazione per energia reti e ambiente in merito all'affare sul sostegno alle attività produttive mediante l'impiego di sistemi di generazione, accumulo e autoconsumo di energia elettrica,» 2019. [Online].
- [6] S. Schoenung, «Energy storage systems cost update – a study for the DOE energy storage systems program».
- [7] E. Reihani, M. Motalleb, R. Ghorbani e L. S. Saoud, «Load peak shaving and power smoothing of a distribution grid with high renewable energy penetration,» *Renewable Energy*, 2016.

-
- [8] S. Son e H. Song, «Real-time peak shaving algorithm using fuzzy wind power generation curves for large-scale battery energy storage systems,» 2014.
- [9] J. Dejvise, «Energy storage system sizing for peak shaving in Thailand,» *ECTI Trans Electr Eng*, 2016.
- [10] G. Locatelli, E. Palermo e M. Mancini, «Assessing the economics of large Energy Storage Plants with an optimisation methodology,» *Energy*, 2015.
- [11] I. E. Agency, «Prospects for energy storage in decarbonised power grids,» 2009. [Online].
- [12] A. Ciocia, P. Di Leo, F. Spertino e F. Giordano, «Vehicle-to-Home Usage Scenarios for Self-Consumption Improvement of a Residential Prosumer With Photovoltaic Roof,» *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 56, n. 3, pp. 2945-2956, 2020.
- [13] F. Giordano, A. Ciocia, P. Di Leo e F. Spertino, «Self-Consumption Improvement for a Nanogrid with Photovoltaic and Vehicle-to-Home Technologies,» *IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering*, pp. 1-6, 2018.
- [14] R. Deng, Z. Yang, C. Mo-Yuen e J. Chen, «A Survey on Demand Response in Smart Grids: Mathematical Models and Approaches,» *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, 2015.
- [15] P. Balakumar e S. Sathiya, «Demand Side Management in Smart Grid Using Load Shifting Technique,» *IEEE International Conference on Electrical, Instrumentation and Communication Engineering*, 2017.
- [16] Farzambehboudi, Yasaman, E. Ozan, L. Uzun e B. Ali Rifat, «Economic Impact Analysis of Load Shifting in a Smart Household,» in

-
- International Conference on Smart Energy Systems and Technologies*, 2018.
- [17] S. Alpana e D. Mala, «Load Shifting Technique for Reduction of Peak Generation Capacity Requirement in Smart Grid,» in *IEEE 1st International Conference on Power Electronics, Intelligent Control and Energy Systems*, 2016.
- [18] Vagropoulos, I. Stylianos e I. M. Katsola, «Assessment of Load Shifting Potential on Large Insular Power Systems,» *IEEE*, pp. 1-6, 2015.
- [19] J. Weijia Liu, W. Qiuwei e W. Fushuan, «Day-Ahead Congestion Management in Distribution Systems Through Household Demand Response and Distribution Congestion Prices,» *IEEE*, 2014.
- [20] L. Benxi, R. Jay , L. Shengli e J. Xiaoyu, «Optimal power peak shaving using hydropower to complement wind and solar power uncertainty,» *Energy Conversion and Management*, 2020.
- [21] C. C. Thompson, P. K. Oikonomou e A. H. Etemadi, «Optimization of data center battery storage investments for microgrid cost savings, emissions reduction, and reliability enhancement,» *IEEE*, 2016.
- [22] B. Bereczki, B. Hartmann e S. Kertész, «Industrial Application of Battery Energy Storage Systems: Peak shaving,» in *7th International Youth Conference on Energy*, Bled, Slovenia, 2019.
- [23] J. Leadbetter e L. Swan, «Battery storage system for residential electricity peak demand shaving,» *Energy and Buildings*, vol. 55, pp. 685-692, 2012.
- [24] A. Oudalov, R. Cherkaoui e A. Beguin, «Sizing and optimal operation of battery energy storage system for peak shaving application,» *IEEE*, 2007.

-
- [25] O. Lavrova, F. Cheng, S. Abdollahy e H. Barsun H, «Analysis of battery storage utilization for load shifting and peak smoothing on a distribution feeder in New Mexico,» *IEEE*, 2012.
- [26] E. Telaretti E e L. Dusonchet, «Battery storage systems for peak load shaving applications,part 2: Economic feasibility and sensitivity analysis,» *IEEE*, 2016.
- [27] A. Purvins, T. I. Papaioannou e L. Debarberis, *Energy Conversion and Management*, vol. 65, pp. 272-284, 2013.
- [28] A. Purvins, «Effects of variable renewable power on a country-scale electricity system: high penetration of hydro power plants and wind farms in electricity generation,» *Energy*, vol. 43, pp. 225-236, 2012.
- [29] F. Califano, V. Silvestrini e G. Vitale, , «La progettazione di sistemi fotovoltaici,» *Liguori*, 1998.
- [30] A. Abete e F. Spertino, «Generatori e Impianti Fotovoltaici,» CELID, 2001.
- [31] F. Spertino, *Lezioni di "Sistemi per la produzione dell'energia elettrica" - Politecnico di Torino*, A.A. 2011/2012.
- [32] F. Spertino, *"Conversione Fotovoltaica dell'Energia", Dip. Ingegneria Elettrica, Politecnico di Torino, Dispensa 2010.*
- [33] A. Ciocia, *Doctoral Dissertation - "Optimal Power Sharing between Photovoltaic Generators, Wind turbines, Storage and Grid to Feed Tertiary Sector Users"*.
- [34] L. Barra e L. Pirazzi, *Energia Eolica: aspetti tecnici, ambientali e socio-economici*, 2000.

-
- [35] T. Ackermann e L. Söder, «Wind energy technology and current status: a review,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 4, pp. 315-374, 2000.
- [36] PVGIS, «<https://ec.europa.eu/jrc/en/pvgis>,» [Online].
- [37] «MATLAB».
- [38] IEA, «<https://www.iea.org/countries/turkey>,» [Online].
- [39] IRENA, «Renewable power generation costs in 2019».
- [40] IRENA, «Electricity storage and renewables: costs and markets to 2030».
- [41] IRENA, «Global Renewables Outlook: Energy transformation 2050».
- [42] ENTSO-E, «<https://www.entsoe.eu/data/map/>,» [Online].
- [43] Google, «<https://maps.google.it/>,» [Online].
- [44] G. W. Atlas, «<https://globalwindatlas.info/>,» [Online].
- [45] W. B. G. a. solargis, «<https://globalsolaratlas.info/map>,» [Online].
- [46] IEA, «<https://www.iea.org/countries/uzbekistan>,» [Online].
- [47] U. Aripdjanov e R. Adilov, «Uzbekistan, Global Legal Insights,» *Energy*, 2014.
- [48] IEA, «<https://www.iea.org/programmes/eu4energy>,» [Online].

-
- [49] «<https://eurasian-research.org/publication/alternative-energy-sources-of-uzbekistan/>,» [Online].
- [50] R. B. Eshchanov, M. G. Stultjes e R. A. Eshchanov, «Potential of renewable energy sources in Uzbekistan,» *Journal of Knowledge Management, Economics and Information Technology*, 2011.
- [51] W. Bank, *Uzbekistan: Energy/Power Sector Issues Note*, 2013.
- [52] «<https://www.global-energy.nl/>,» [Online].
- [53] «http://www.geni.org/globalenergy/library/national_energy_grid/central-asia/central-asian-electricitygrid.shtml,» [Online].
- [54] V. Checchi e A. Auteri, «“Future Energy”: stato e prospettive delle energie rinnovabili in Kazakhstan,» 2017.
- [55] S. Lekovic, «Clean Energy Technology Assessment Methodology Pilot Study, Kazakhstan.,» *IEA*, p. 26.
- [56] «Strategy2050.kz,» 2016. [Online].
- [57] Terna, «Statistiche regionali nel 2018,» [Online]. Available: <https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/statistiche/pubblicazioni-statistiche>.