



UNIVERSITÀ DEGLI STUDI DI CATANIA

DIPARTIMENTO DI MATEMATICA E INFORMATICA

CORSO DI LAUREA MAGISTRALE IN MATEMATICA

Tommaso Spadaro

Reti elettriche più efficienti con prosumer e microgrid:
un modello per l'ottimizzazione della compravendita

TESI DI LAUREA

Relatore: Gabriella Colajanni

Anno Accademico 2023 - 2024

Indice

1	Introduzione	9
1.1	Cambiamento climatico	9
1.1.1	Cause del cambiamento climatico	10
1.1.2	Effetti del cambiamento climatico	11
1.2	Descrizione tipologie di impianti	13
1.3	Le sfide dei produttori	14
1.4	Incentivi attuali europei e statali	16
1.5	La necessità di modelli per la pianificazione	17
1.6	Obiettivo della tesi	18
2	Modello di gestione ottimizzata della manutenzione per impianti di produzione elettrica	21
2.1	Modello	21
2.2	Parametri	23
2.3	Funzione obiettivo	25
2.4	Vincoli	26
2.5	Linearizzazione del modello	31
3	Modello elettrico di ottimizzazione della rete privata, pubblica e domestica con compravendita: Integrazione di Prosumer e Microgrid	35
3.1	Produttori	38
3.1.1	Parametri	38
3.1.2	Funzione obiettivo	39
3.1.3	Vincoli	40
3.1.4	Disequazione variazionale	44
3.2	Privati	44
3.2.1	Parametri	45

3.2.2	Funzione obiettivo	45
3.2.3	Vincoli	46
3.2.4	Disequazione variazionale	48
3.3	Disequazione variazionale del modello	48
4	Simulazione numerica	51
4.1	Simulazione del primo modello	51
4.1.1	CPLEX OPL IBM	51
4.1.2	Dati in input	52
4.1.3	Risultati	58
4.2	Simulazione del secondo modello	62
4.3	Il Software MATLAB	62
4.4	Dati in input	63
4.5	Risultati	64
4.5.1	Rilevanza degli incentivi green e carbon tax	65
4.5.2	Rilevanza delle caratteristiche dello storage	66
5	Conclusioni	69
5.1	Sviluppi futuri	70
5.2	Punti di forza del modello	71
5.3	Considerazioni finali	71

Abstract

La crescente domanda di energia, unita all'integrazione di fonti rinnovabili intermittenti, rende la gestione efficiente dell'elettricità una sfida cruciale per garantire un sistema energetico affidabile e sostenibile. Come sottolinea dall'Unione Europea, *"Investire nell'ottimizzazione energetica può ridurre i costi, le emissioni di carbonio e migliorare l'efficienza"*. In questo contesto, l'aumento dell'interesse per l'energia sostenibile e la diffusione di sistemi di produzione di elettricità a livello domestico pongono nuove sfide nella gestione della domanda e dell'offerta di energia.

Il presente lavoro si propone di sviluppare un modello ottimizzato per la gestione dell'elettricità in una rete che include sia produttori che consumatori. Il modello considera i seguenti aspetti:

- produttori: aziende con uno o più impianti di produzione di energia, da fonti rinnovabili e/o fossili, con possibilità di stoccaggio. L'obiettivo è massimizzare i profitti;
- privati: consumatori con una domanda giornaliera di elettricità e, potenzialmente, un impianto fotovoltaico o eolico con sistema di accumulo. L'obiettivo è minimizzare la spesa.

Il modello permette ai privati di vendere l'eccedenza di energia prodotta alle aziende. L'obiettivo generale è quello di determinare le quantità ottimali di compravendita per soddisfare gli obiettivi di tutti gli attori.

Nel secondo capitolo è stato sviluppato un modello preliminare per l'ottimizzazione della produzione delle aziende, individuando i momenti ottimali per la manutenzione degli impianti.

Nel terzo, invece, viene presentato il modello per l'ottimizzazione della gestione dell'elettricità, considerando i produttori, i privati, le loro diverse tecnologie di produzione e gli obiettivi di massimizzazione dei profitti e minimizzazione dei costi. Nel quarto verrà effettuata una simulazione del modello utilizzando MATLAB e un'analisi dettagliata dei risultati ottenuti. Particolare attenzione sarà rivolta all'impatto dei diversi parametri sulle soluzioni, evidenziando il ruolo cruciale delle politiche ambientali e delle caratteristiche degli impianti di immagazzinamento dell'elettricità.

Infine, nel quinto capitolo si discuteranno i risultati ottenuti, evidenziando il

contributo del lavoro alla gestione efficiente dell'elettricità e suggerendo possibili direzioni future di ricerca.

I risultati ottenuti da questo lavoro possono fornire utili indicazioni per lo sviluppo di sistemi energetici più efficienti, sostenibili e affidabili. In particolare, il modello di ottimizzazione sviluppato offre una guida per diverse aree di intervento nel settore energetico:

- **pianificazione strategica:** i risultati possono aiutare le aziende energetiche e i privati a pianificare strategie a lungo termine per l'implementazione di tecnologie rinnovabili e sistemi di stoccaggio. Questo include l'identificazione delle aree più promettenti per l'investimento e la progettazione di politiche che incentivino l'adozione di fonti energetiche pulite;
- **ottimizzazione operativa:** il modello fornisce strumenti per ottimizzare le operazioni quotidiane di produzione e distribuzione dell'energia, minimizzando i costi operativi e massimizzando l'efficienza. Questo è particolarmente rilevante in un contesto di crescente integrazione di fonti energetiche variabili come l'eolico e il fotovoltaico;
- **gestione delle risorse:** l'ottimizzazione dello stoccaggio dell'energia e la gestione intelligente delle risorse disponibili sono cruciali per garantire la stabilità e la resilienza della rete elettrica, soprattutto in scenari con elevata penetrazione di energie rinnovabili;
- **sostenibilità ambientale:** i risultati del modello evidenziano l'importanza degli incentivi per le energie rinnovabili e le politiche di carbon tax nel ridurre le emissioni di gas serra. Questo contribuisce a promuovere un sistema energetico più sostenibile e rispettoso dell'ambiente;
- **innovazione tecnologica:** il modello può essere utilizzato per valutare l'impatto di nuove tecnologie emergenti, come avanzati sistemi di stoccaggio dell'energia e soluzioni smart grid, facilitando la loro integrazione nel sistema energetico esistente.

In conclusione, i risultati di questo lavoro non solo migliorano la comprensione delle dinamiche complesse che governano i moderni sistemi energetici, ma forniscono anche strumenti pratici per migliorare l'efficienza, la sostenibilità,

l'affidabilità della produzione e la distribuzione di energia. Questa tesi mira ad un sistema energetico più verde e resiliente, capace di affrontare le sfide future del settore.

Capitolo 1

Introduzione

Il mondo si trova ad affrontare una duplice sfida energetica: da un lato, la domanda di energia è in costante crescita, trainata dall'aumento della popolazione e dallo sviluppo economico. Dall'altro, la lotta contro i cambiamenti climatici impone di ridurre le emissioni di gas serra, puntando su fonti energetiche rinnovabili.

L'integrazione di queste fonti, sebbene fondamentale per la sostenibilità, introduce una nuova complessità nel sistema energetico: la loro produzione è intermittente e variabile, dipendendo da fattori climatici non controllabili.

1.1 Cambiamento climatico

Secondo l'Organizzazione Mondiale della Sanità (OMS), il cambiamento climatico e il riscaldamento globale sono le più grandi sfide dell'umanità nel ventunesimo secolo. Il cambiamento climatico si caratterizza per la presenza di variazioni a lungo termine delle temperature e dei modelli meteorologici sulla Terra. Sebbene queste variazioni possano verificarsi naturalmente, negli ultimi due secoli le attività umane sono diventate il principale motore del cambiamento climatico. Ciò ha condotto ad un innalzamento progressivo della temperatura del pianeta e, quindi, dell'energia disponibile nell'atmosfera con il conseguente aumento di intensità dei fenomeni estremi.

L'aumento della temperatura aumenta verso i poli ed è minore vicino all'equatore. Accelera con il tempo e si prevede che sarà più veloce nei prossimi anni, potendo variare tra $+ 1,6$ e $+ 6$ °C[8].

1.1.1 Cause del cambiamento climatico

Le cause del cambiamento climatico (Figura (1.1)) sono molteplici ma, per semplicità espositiva, possono essere raggruppate nei seguenti macrogruppi:

- gas serra: la vita sul nostro pianeta è resa possibile dalla presenza di alcuni gas serra che assorbono le radiazioni emesse dalla superficie terrestre, dando una temperatura media globale di 15°C rispetto ad una stima di -18 gradi C , in assenza di atmosfera. Tale effetto è meglio conosciuto come “effetto serra”. Il più importante tra questi gas a effetto serra è sicuramente il vapore acqueo. Tuttavia, anche l’anidride carbonica (CO_2), il metano (CH_4) e il protossido d’azoto (N_2O) danno un contributo sostanziale. Si stima che l’aumento delle concentrazioni di questi gas possano aver sollevato la temperatura media globale di $0,5^{\circ}\text{C}$ e, le concentrazioni future potrebbero produrre un riscaldamento di circa $1,5^{\circ}\text{C}$;
- cause umane: industrializzazione, inquinamento e deforestazione hanno causato nel tempo un aumento del vapore acqueo, dell’anidride carbonica, del metano e del protossido di azoto; gas che, come precedentemente illustrato, sono in grado di trattenere il calore vicino alla superficie terrestre. Tali gas a effetto serra persistono nell’atmosfera per lunghi periodi e, anche eliminando tutte le emissioni generate in un giorno, ciò non sarebbe sufficiente ad interrompere il processo di surriscaldamento globale in atto. L’insieme di questi processi causati dall’uomo prendono il nome di cambiamento climatico antropogenico.

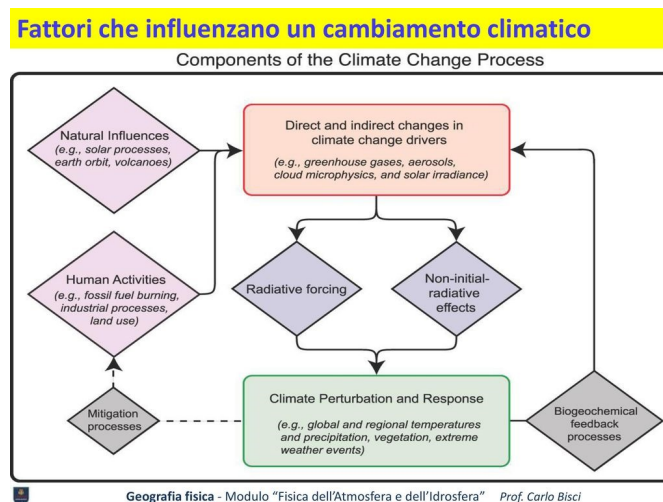


Figura 1.1: Cause del cambiamento climatico

1.1.2 Effetti del cambiamento climatico

Quale sarà l'impatto del cambiamento climatico sulla sostanza organica è una questione di considerevole discussione.

Come mostrato in Figura (1.2), da un lato si riconosce che il riscaldamento può favorire l'aumento di anidride carbonica nell'atmosfera con un aumento di crescita delle piante, che a sua volta potrebbe fornire più materia organica nel suolo. D'altra parte, un aumento della temperatura atmosferica e del suolo sarebbe coerente con un aumento della decomposizione e perdita di sostanza organica del suolo, aggiungendo ulteriore accumulo di anidride carbonica nell'atmosfera. Il clima è uno dei fattori più importanti che influenza la formazione dei suoli con importanti implicazioni per la loro prospettiva di sviluppo, uso e gestione. Con l'avanzare della storia della Terra, i parametri del clima come le temperature e le precipitazioni sono cambiati a livello globale. Numerosi studi sono stati condotti sugli effetti negativi dei cambiamenti climatici riguardo il cambiamento chimico, fisico e biologico di un suolo[9].

Tra gli effetti del cambiamento climatico, è stato riscontrato un aumento nella frequenza e nell'intensità di eventi estremi come uragani, ondate di calore, incendi boschivi, siccità e inondazioni.

Molti ecosistemi sono sotto pressione a causa di tali alterazioni climatiche. Esempio eclatante sono lo sbiancamento e la morte delle barriere coralline a causa dell'innalzamento delle temperature delle acque.

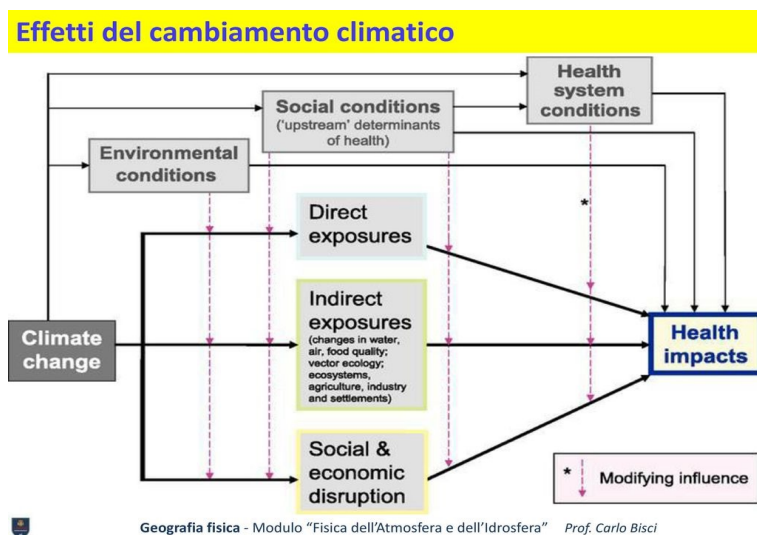


Figura 1.2: Effetti del cambiamento climatico

Infine, tutto ciò ha un impatto non indifferente anche sulla salute umana. Si sono, infatti, osservati un aumento delle malattie legate al calore e l'aggravamento delle condizioni di malattie croniche. Inoltre, dallo studio El-Sayed et al.[3] è emerso come fattori quali alterazioni delle temperature e dell'umidità, condurranno inevitabilmente ad effetti catastrofici sugli ecosistemi umani, animali ed ambientali. Si prevede che gli agenti patogeni, in particolare gli agenti patogeni tropicali trascurati, emergeranno e riemergeranno in diversi paesi, tra cui Europa e Nord America. La vita di milioni di persone, soprattutto nei paesi in via di sviluppo, sarà a rischio in modi diretti e indiretti.

Una delle minacce del riscaldamento globale assolutamente sottovalutate è lo scioglimento dello strato di ghiaccio esistente da migliaia di anni. Lo scioglimento dei ghiacciai non solo potrebbe portare alla scomparsa di molte città, ma riattiverà anche materiali biologici congelati immagazzinati nel terreno ghiacciato.

D'altro canto, alle medie latitudini il riscaldamento potrebbe ridurre il tasso di malattie correlate alle basse temperature (come polmonite, bronchite e artrite), ma è improbabile che questi benefici riequilibrino i rischi associati al riscaldamento[4].

Alla luce dei numerosi effetti negativi che tali cambiamenti potrebbero causare e stanno già causando, la ricerca di metodiche per la creazione di energia sostenibile, generata da risorse naturali limitate, è di primaria impor-

tanza; evitando una produzione basata sul consumo intensivo di altre energie e la conseguente formazione di scarti, che hanno un forte impatto negativo sull'ambiente.

1.2 Descrizione tipologie di impianti

Le tipologie di impianti energetici possono essere suddivise in due categorie principali: impianti rinnovabili e impianti non rinnovabili. Gli impianti rinnovabili includono fonti di energia come il solare, l'eolico, l'idroelettrico, la geotermia e la biomassa. Ogni tipo ha caratteristiche uniche e problematiche specifiche.

Gli impianti solari utilizzano pannelli fotovoltaici per convertire la luce solare in elettricità. Questa tecnologia è molto popolare grazie alla sua sostenibilità e alla riduzione dei costi dei pannelli. Tuttavia, la produzione di energia solare è intermittente e dipende dalle condizioni meteorologiche e dall'ora del giorno, richiedendo quindi soluzioni di stoccaggio energetico per garantire un approvvigionamento costante.

Gli impianti eolici sfruttano la forza del vento per generare elettricità attraverso turbine eoliche. Gli impianti eolici sono efficienti e possono generare grandi quantità di energia, soprattutto in aree ventose. Tuttavia, anche questa tecnologia è intermittente e può avere impatti negativi sull'ambiente, come l'inquinamento acustico e l'uccisione di uccelli e pipistrelli.

Gli impianti idroelettrici generano elettricità utilizzando la forza dell'acqua in movimento, come quella di fiumi o cascate. Questa tecnologia è una delle più antiche e stabili fonti di energia rinnovabile. Gli impianti idroelettrici possono fornire energia costante e regolabile, ma la costruzione di dighe e bacini può avere un impatto significativo sugli ecosistemi acquatici e sulle comunità locali.

Gli impianti geotermici sfruttano il calore naturale del sottosuolo per generare energia elettrica o per riscaldamento. Questa fonte di energia è molto efficiente e ha un basso impatto ambientale, ma è limitata a regioni geologicamente attive. Le perforazioni geotermiche possono causare sismicità indotta, rappresentando un rischio per le aree circostanti.

Gli impianti a biomassa utilizzano materiale organico, come legno, scarti agricoli e rifiuti organici, per produrre energia. Questa tecnologia può aiutare a ridurre i rifiuti e le emissioni di gas serra, ma la combustione della biomassa può rilasciare inquinanti nell'aria e richiede una gestione sostenibile delle risorse.

Gli impianti non rinnovabili includono centrali a carbone, a gas naturale, a petrolio e nucleari. Le centrali a carbone sono tra le più diffuse al mondo, ma sono anche le più inquinanti, contribuendo significativamente alle emissioni di CO₂ e ad altri inquinanti atmosferici. Le centrali a gas naturale sono più efficienti e meno inquinanti rispetto a quelle a carbone, ma l'estrazione e il trasporto del gas possono causare fughe di metano, un potente gas serra.

Le centrali a petrolio sono generalmente utilizzate per la produzione di picchi di energia e nelle aree remote, ma sono costose e altamente inquinanti. Infine, le centrali nucleari utilizzano la fissione nucleare per generare grandi quantità di energia con basse emissioni di CO₂. Tuttavia, presentano rischi significativi legati alla gestione dei rifiuti radioattivi e alla sicurezza, come dimostrato dagli incidenti di Chernobyl e Fukushima.

In sintesi, ogni tipo di impianto energetico presenta vantaggi e svantaggi specifici. Gli impianti rinnovabili offrono un potenziale significativo per la riduzione delle emissioni di gas serra e la sostenibilità a lungo termine, ma devono affrontare sfide legate all'intermittenza e all'impatto ambientale. Gli impianti non rinnovabili, sebbene attualmente dominanti, pongono problemi significativi in termini di inquinamento e sostenibilità, spingendo verso una transizione energetica globale verso fonti più pulite e rinnovabili.

La configurazione del mix energetico globale è in continua evoluzione, con una crescente attenzione verso la transizione energetica e lo sviluppo di tecnologie che possano mitigare gli effetti negativi sull'ambiente, promuovendo un futuro più sostenibile.

1.3 Le sfide dei produttori

In Italia, i moderni produttori di energia comprendono una varietà di attori che operano in diversi settori delle fonti energetiche rinnovabili e non rinnovabili. I principali produttori includono aziende come Enel, Edison, A2A e Terna, che sono impegnate nella produzione, distribuzione e gestione dell'energia elettrica su tutto il territorio nazionale. La transizione energetica verso fonti rinnovabili è una priorità per l'Italia, in linea con gli obiettivi europei di riduzione delle emissioni di gas serra e incremento della sostenibilità. Tuttavia, questa transizione presenta numerose difficoltà e sfide.

Una delle principali difficoltà nella produzione di energia in Italia è la dipendenza dalle importazioni di combustibili fossili. Sebbene il Paese abbia fatto significativi progressi nell'incremento della produzione di energia da fonti rinnovabili come il solare e l'eolico, la produzione di energia non rinnovabile, soprattutto da gas naturale, rimane predominante. La variabilità delle fonti rinnovabili, come l'intermittenza dell'energia solare ed eolica, richiede sistemi di stoccaggio efficienti e una rete elettrica flessibile per garantire un approvvigionamento costante di energia. Inoltre, la localizzazione geografica degli impianti rinnovabili, spesso situati in aree meno densamente popolate, comporta sfide nella distribuzione dell'energia verso i centri urbani e industriali.

La distribuzione dell'energia elettrica in Italia è gestita da Terna, che si occupa della rete di trasmissione nazionale. La rete elettrica italiana deve affrontare sfide significative legate all'integrazione delle energie rinnovabili. La necessità di aggiornare le infrastrutture esistenti per gestire flussi di energia più variabili e decentralizzati richiede investimenti sostanziali. Inoltre, l'espansione delle reti intelligenti (smart grids) è cruciale per migliorare l'efficienza e la resilienza del sistema elettrico. Queste reti intelligenti permettono una gestione più dinamica della domanda e dell'offerta di energia, ma richiedono tecnologie avanzate e una maggiore digitalizzazione.

La gestione della rete pubblica comporta anche difficoltà legate alla sicurezza e alla stabilità del sistema. L'aumento delle fonti rinnovabili comporta una maggiore complessità nel bilanciare la rete, poiché la produzione di energia può variare rapidamente in base alle condizioni meteorologiche. Terna deve garantire che la rete sia in grado di rispondere rapidamente a questi cambiamenti per evitare blackout e interruzioni del servizio. Inoltre, la sicurezza cibernetica è una preoccupazione crescente, poiché la digitalizzazione delle reti elettriche le rende vulnerabili agli attacchi informatici.

Un altro aspetto critico è l'accettazione pubblica delle nuove infrastrutture energetiche. La costruzione di nuovi impianti e linee di trasmissione spesso incontra resistenza da parte delle comunità locali, preoccupate per l'impatto ambientale e paesaggistico. Le procedure burocratiche e normative possono ritardare significativamente l'implementazione di progetti energetici, rendendo più difficile la realizzazione degli obiettivi di transizione energetica.

In conclusione, i moderni produttori di energia in Italia operano in un contesto complesso e dinamico, caratterizzato da sfide significative nella pro-

duzione, distribuzione e gestione della rete elettrica. La transizione verso fonti di energia più sostenibili richiede non solo innovazioni tecnologiche e ingenti investimenti, ma anche una gestione efficiente delle infrastrutture esistenti e una maggiore collaborazione tra i vari attori del settore energetico. La capacità di superare queste difficoltà determinerà il successo dell'Italia nel raggiungere un sistema energetico più sostenibile e resiliente.

1.4 Incentivi attuali europei e statali

Come afferma Jeremy Rifkin, il compito prioritario dell'Unione Europea nel ventunesimo secolo sarà "indicare la via per la Terza rivoluzione Industriale". Ridurre le emissioni di CO₂ è solo il primo passo, il successivo consisterà in una transizione verso un'economia a bassa intensità di carbonio[7].

Oltre che nei programmi quadri di ricerca e innovazione, l'Unione Europea, già nel documento del 1995 "Una politica energetica per l'Unione Europea" indica le fonti rinnovabili come strumento rilevante per raggiungere gli obiettivi di maggiore competitività, sicurezza dell'approvvigionamento e protezione dell'ambiente.

Due sono gli strumenti fondamentali sinora proposti per l'attuazione di tali strategie: uno riguarda la promozione dei biocombustibili, ancora nella fase di proposta di direttiva; l'altro, concretizzatosi a ottobre 2001 in una direttiva, riguarda la promozione dell'elettricità da fonti di energia rinnovabili (direttiva 2001/77/CE)[6].

Al fine di poter operare in coerenza con le indicazioni dell'Unione Europea, nei singoli Paesi membri, sono state attuate politiche ad hoc in favore dell'elettricità da fonti energetiche rinnovabili.

In Europa, tra gli strumenti di incentivazione alla produzione di energia rinnovabile adottati, figurano principalmente quattro tipi:

- sussidi;
- gare pubbliche per l'approvazione di progetti per la produzione di energia rinnovabile;
- misure fiscali (es. la tassa sugli agenti inquinanti);
- diritti negoziabili sul mercato (es. certificati verdi).

1.5 La necessità di modelli per la pianificazione

La pianificazione delle risorse da parte delle aziende elettriche è un processo cruciale per selezionare le fonti di generazione di energia e le misure di efficienza energetica necessarie per soddisfare la domanda dei clienti nel lungo periodo, tipicamente su un orizzonte di più decenni. Data la rilevanza degli investimenti richiesti, le aziende elettriche sono state tra le prime ad adottare metodi di ottimizzazione per affrontare questa complessa sfida. L'industria elettrica rappresenta oggi un terreno fertile per l'applicazione di metodologie di ricerca operativa, fornendo una ricca fonte di problemi stimolanti da risolvere. L'evoluzione delle esigenze dei pianificatori energetici, mutando in risposta alle crescenti preoccupazioni ambientali, deve fronteggiare un aumento della concorrenza e della variabilità sempre più presente[1]. Esistono diversi modelli di ottimizzazione sviluppati per rispondere a queste esigenze ed emerge chiaramente la necessità di sviluppare soluzioni di ottimizzazione avanzate in grado di affrontare le sfide contemporanee nel settore della pianificazione delle risorse energetiche[5]. Con il sorgere di nuovi produttori di elettricità, sorge la necessità di passare da un'industria altamente monopolizzata e verticalmente integrata a un approccio operativo più competitivo e decentralizzato. I mercati competitivi emergenti e l'aumento del numero di partecipanti al mercato hanno cambiato radicalmente non solo i modelli di gestione dell'elettricità, ma anche la struttura delle catene di approvvigionamento dell'energia elettrica. Questo nuovo quadro richiede nuovi modelli matematici e ingegneristici[2].

In questo contesto, si inserisce il progetto europeo "Energy Union Strategy," lanciato nel 2015. Questo ambizioso progetto ha l'obiettivo di sviluppare strategie e modelli di ottimizzazione per migliorare l'efficienza energetica e la gestione della rete elettrica in Europa. L'Energy Union Strategy mira a creare un mercato unico dell'energia in Europa, garantendo un approvvigionamento energetico sicuro, sostenibile e competitivo per tutti i cittadini europei. La strategia si basa su cinque dimensioni chiave: sicurezza energetica, integrazione del mercato interno dell'energia, efficienza energetica, decarbonizzazione dell'economia e ricerca, innovazione e competitività. Questi pilastri sono fondamentali per affrontare le sfide energetiche attuali e future, come la riduzione delle emissioni di gas serra, l'incremento della quota di energie rinnovabili e l'ottimizzazione delle infrastrutture di rete. Un aspetto cruciale dell'Energy Union Strategy è lo sviluppo di modelli di ottimizzazione avanzati per la ge-

stione della domanda e dell'offerta di energia. Questi modelli devono tenere conto delle variabilità delle fonti energetiche rinnovabili, della flessibilità della rete e della necessità di integrare nuove tecnologie come le reti intelligenti (smart grids) e i sistemi di accumulo energetico. Inoltre, la strategia promuove la cooperazione transfrontaliera tra gli Stati membri per migliorare la resilienza della rete elettrica europea e favorire un mercato dell'energia più integrato e interconnesso. Ad oggi, il progetto "Energy Union Strategy" ha compiuto significativi progressi verso la realizzazione dei suoi obiettivi. Tra le principali realizzazioni, vi è l'adozione di politiche e regolamenti volti a migliorare la sicurezza energetica e la diversificazione delle fonti di approvvigionamento energetico in Europa. L'iniziativa ha incentivato l'integrazione delle energie rinnovabili nel mix energetico europeo, promuovendo la crescita di fonti come l'eolico e il solare. La Commissione Europea ha anche lavorato per rafforzare la cooperazione tra gli Stati membri, facilitando gli scambi transfrontalieri di energia e creando un mercato unico dell'energia più integrato e competitivo. Inoltre, l'Energy Union Strategy ha posto una forte enfasi sulla ricerca e sull'innovazione, finanziando progetti che mirano a sviluppare nuove tecnologie energetiche e migliorare l'efficienza energetica. Sono stati lanciati programmi di finanziamento per sostenere le infrastrutture energetiche, come le reti intelligenti (smart grids) e i sistemi di accumulo, fondamentali per la transizione verso un sistema energetico sostenibile. Infine, la strategia ha contribuito a sensibilizzare l'opinione pubblica e a mobilitare risorse per affrontare le sfide legate ai cambiamenti climatici, promuovendo un modello di sviluppo energetico più verde e sostenibile per l'Europa.

1.6 Obiettivo della tesi

L'aumento dell'interesse per l'energia sostenibile e la diffusione di sistemi di produzione di energia a livello domestico (fotovoltaico, eolico) pongono nuove sfide:

- gestione della domanda e dell'offerta: è necessario bilanciare la produzione variabile da fonti rinnovabili con la domanda fluttuante dei consumatori;
- integrazione tra prosumer e aziende: i privati possono diventare produttori di energia, vendendo l'eccedenza alle aziende;

- sviluppo di modelli ottimizzati: strumenti matematici e computazionali per ottimizzare la gestione dell'elettricità in un sistema complesso con molteplici attori.

Questa tesi affronta una sfida cruciale per il futuro del nostro pianeta: la gestione efficiente dell'elettricità in un sistema energetico in evoluzione, con l'obiettivo di coniugare affidabilità, sostenibilità e accessibilità.

I risultati di questo lavoro possono contribuire allo sviluppo di un futuro energetico più sicuro, pulito e conveniente per tutti.

Capitolo 2

Modello di gestione ottimizzata della manutenzione per impianti di produzione elettrica

In questo capitolo si esamina il caso dei produttori di energia elettrica che necessitano di pianificare le attività di manutenzione per i loro impianti, distinguendo tra quelli alimentati da fonti rinnovabili e non rinnovabili. La scelta del momento per la manutenzione è fondamentale per ottimizzare la produzione di energia, ridurre i costi e garantire l'affidabilità degli impianti.

Di seguito, verrà illustrato il modello con le sue variabili, descrivendo tutti i parametri, la funzione obiettivo e i vincoli che collegano variabili e parametri. Infine, sarà effettuata una simulazione utilizzando CPLEX OPL IBM.

2.1 Modello

In questo contesto, è necessario decidere quando effettuare la manutenzione e gli interventi sugli impianti di produzione di energia elettrica, che possono essere classificati come segue:

- impianti di produzione di energia non rinnovabile;
- impianti di produzione di energia rinnovabile esclusi gli impianti fotovoltaici;
- impianti di tipo fotovoltaico.

Gli impianti di produzione da fonti fossili hanno la capacità di produrre elettricità in qualsiasi momento, fino a un limite determinato dalla tipologia e dalla grandezza dell'impianto stesso. Per questa tipologia di impianti, la scelta del momento per effettuare la manutenzione non influisce sulla produzione, ma è rilevante solo il numero delle manutenzioni effettuate.

Al contrario, per gli impianti di produzione di energie rinnovabili che dipendono da fenomeni naturali, come quelli eolici e fotovoltaici, il momento in cui viene effettuata la manutenzione è cruciale per la produzione, poiché questa varia nel tempo in base alle previsioni meteorologiche. Inoltre, un ulteriore svantaggio degli impianti fotovoltaici è che la produzione diminuisce nel tempo a causa dell'accumulo di polvere sui pannelli.

Per tutte e tre le tipologie di impianti, sono presenti squadre di operai dedicate alla manutenzione. Nonostante gli impianti di produzione da fonti non rinnovabili siano più facilmente gestibili rispetto alla loro controparte rinnovabile, i costi e il numero di manutenzioni richiesti sono superiori rispetto alle controparti rinnovabili. Questo è dovuto al fatto che, analogamente alle macchine a combustione rispetto a quelle elettriche, i primi sono soggetti a un maggior numero di avarie a causa della presenza di un numero superiore di componenti meccaniche, rendendoli quindi più costosi da mantenere. Si suppone di essere nella situazione dove si hanno:

- M produttori, indicando il generico produttore con m ;
- P impianti di produzione da fonti non rinnovabili, indicando il generico impianto non rinnovabile con p ;
- R impianti di produzione da fonti rinnovabili escluso il fotovoltaico, indicando il generico impianto green con r .
- S impianti fotovoltaici, indicando il generico impianto green con s .

Discretizzando l'intervallo temporale su cui si intende applicare il modello in $\{1, \dots, T\}$, si definiscono le seguenti variabili binarie:

- χ_{mpt} : stato dell'impianto p del produttore m nel momento t , definito come:

$$\chi_{mpt} = \begin{cases} 1 & \text{se al tempo } t \text{ l'impianto } p \text{ del produttore } m \text{ è in manutenzione} \\ 0 & \text{altrimenti} \end{cases} \quad (2.1)$$

$$\forall m = 1, \dots, M \quad \forall p = 1, \dots, P \quad \forall t = 1, \dots, T$$

- χ_{mrt} : stato dell'impianto r del produttore m nel momento t , definito come:

$$\chi_{mrt} = \begin{cases} 1 & \text{se al tempo } t \text{ l'impianto } r \text{ del produttore } m \text{ è in manutenzione} \\ 0 & \text{altrimenti} \end{cases} \quad (2.2)$$

$$\forall m = 1, \dots, M \quad \forall r = 1, \dots, R \quad \forall t = 1, \dots, T$$

- χ_{mst} : stato dell'impianto s del produttore m nel momento t , definito come:

$$\chi_{mst} = \begin{cases} 1 & \text{se al tempo } t \text{ l'impianto } s \text{ del produttore } m \text{ è in manutenzione} \\ 0 & \text{altrimenti} \end{cases} \quad (2.3)$$

$$\forall m = 1, \dots, M \quad \forall s = 1, \dots, S \quad \forall t = 1, \dots, T$$

Queste variabili binarie vengono utilizzate per modellare lo stato degli impianti ai fini della pianificazione delle manutenzioni.

2.2 Parametri

Nella (2.1) sono indicati la notazione e la descrizione di ciascun parametro che interviene nella formulazione del modello.

Parametro	Descrizione
μ_t	Prezzo unitario dell'elettricità al momento t ;
P_{mp}	Massima produzione possibile dell'impianto p del produttore m in un generico momento;
ρ_{mp}	Tempo necessario per effettuare la manutenzione nell'impianto p del produttore m ;
ξ_{mp}^{\max}	Tempo massimo che deve intercorrere tra la conclusione e l'inizio di due manutenzioni consecutive nell'impianto p del produttore m ;
ξ_{mp}^{\min}	Tempo minimo che deve intercorrere tra la conclusione e l'inizio di due manutenzioni consecutive nell'impianto p del produttore m ;
μ_{mp}	Costo di una manutenzione nell'impianto p del produttore m ;

$\xi_{mp}^{\min,1}$	Tempo minimo che deve intercorrere tra il momento iniziale $t = 1$ e la prima manutenzione effettuata nell'impianto p del produttore m ;
σ_m^P	Numero di squadre di operai che il produttore m ha a disposizione per la manutenzione dei propri impianti di energie non rinnovabili;
P_{mrt}	Produzione prevista dell'impianto r del produttore m in un generico momento t ;
ρ_{mr}	Tempo necessario per effettuare la manutenzione nell'impianto r del produttore m ;
ξ_{mr}^{\max}	Tempo massimo che deve intercorrere tra la conclusione e l'inizio di due manutenzioni consecutive nell'impianto r del produttore m ;
ξ_{mr}^{\min}	Tempo minimo che deve intercorrere tra la conclusione e l'inizio di due manutenzioni consecutive nell'impianto r del produttore m ;
μ_{mr}	Costo di una manutenzione nell'impianto r del produttore m ;
$\xi_{mr}^{\max,1}$	Tempo massimo che deve intercorrere tra il momento iniziale $t = 1$ e la prima manutenzione effettuata nell'impianto r del produttore m ;
$\xi_{mr}^{\min,1}$	Tempo minimo che deve intercorrere tra il momento iniziale $t = 1$ e la prima manutenzione effettuata nell'impianto r del produttore m ;
σ_m^R	Numero di squadre di operai che il produttore m ha a disposizione per la manutenzione dei propri impianti di energie rinnovabili;
P_{mst}	Produzione prevista dell'impianto s del produttore m nel momento t ;
\bar{P}_{mst}	Produzione effettiva dell'impianto s del produttore m nel momento t , a causa del depositarsi di polveri;
ρ_{ms}	Tempo necessario per effettuare la manutenzione nell'impianto s del produttore m ;
μ_{ms}	Costo di una manutenzione nell'impianto s del produttore m ;
σ_m^S	Numero di squadre di operai che il produttore m ha a disposizione per la manutenzione dei propri impianti fotovoltaici;
d_{mst}	La percentuale di produzione persa negli impianti fotovoltaici s del produttore m per il depositarsi di polveri al momento t ;
D_{mst}	La percentuale totale di produzione persa al momento t nell'impianto s del produttore m a causa della polvere depositata fin dalla manutenzione più recente.

Tabella 2.1: Parametri del modello.

2.3 Funzione obiettivo

In questa modellizzazione, è ragionevole ipotizzare che ogni produttore abbia interesse a ridurre al minimo la spesa per le manutenzioni, minimizzare le perdite dovute all'elettricità non prodotta a causa delle manutenzioni e massimizzare l'elettricità effettivamente prodotta. Si osserva che:

- Negli impianti di produzione di energia non rinnovabile, poiché questi possono produrre una qualsiasi quantità di elettricità inferiore alla capacità massima dell'impianto in qualsiasi momento, l'interesse di un produttore si concentra principalmente sulla minimizzazione della spesa per le manutenzioni, ossia minimizzare $\sum_p \frac{\mu_{mp}}{\rho_{mp}} \chi_{mpt}$, dove $\frac{\mu_{mp}}{\rho_{mp}}$ è il costo di manutenzione di un momento t . Notiamo che questo si traduce nell'effettuare il minor numero possibile di interventi di manutenzione nei suoi impianti non rinnovabili.
- Negli impianti di produzione di energia non rinnovabile, esclusi quelli fotovoltaici, poiché si suppone di conoscere la produzione nel tempo, minimizzare le perdite dovute all'elettricità non prodotta a causa delle manutenzioni e massimizzare l'elettricità effettivamente prodotta risultano equivalenti. Pertanto, è sufficiente ridurre al minimo sia la spesa per le manutenzioni sia l'elettricità non prodotta a causa delle manutenzioni, ovvero minimizzare $\sum_r (\frac{\mu_{mr}}{\rho_{mr}} + \mu_t P_{mrt}) \chi_{mrt}$. Il $\frac{\mu_{mr}}{\rho_{mr}}$ è il costo di manutenzione di un momento t .
- Negli impianti fotovoltaici, l'accumulo di polveri comporta che un produttore sia interessato a minimizzare la spesa per le manutenzioni, ridurre l'elettricità non prodotta e, in questo caso, anche massimizzare l'elettricità prodotta, poiché la decisione del momento in cui effettuare la manutenzione garantisce che la produzione ritorni al massimo. Allora un produttore intende minimizzare $\sum_s (\frac{\mu_{ms}}{\rho_{ms}} + \mu_t P_{mst}) \chi_{mst}$ e massimizzare $\sum_s \mu_t \bar{P}_{mst} (1 - \chi_{mst})$. Il $\frac{\mu_{ms}}{\rho_{ms}}$ è il costo di manutenzione di un momento t .

Pertanto, la funzione obiettivo per il generico produttore m è:

$$\min \sum_{t=1}^T \left(\sum_{p=1}^P \frac{\mu_{mp}}{\rho_{mp}} \chi_{mpt} + \sum_{r=1}^R (\frac{\mu_{mr}}{\rho_{mr}} + \mu_t P_{mrt}) \chi_{mrt} + \sum_{s=1}^S \left((\frac{\mu_{ms}}{\rho_{ms}} + \mu_t P_{mst}) \chi_{mst} - \mu_t \bar{P}_{mst} (1 - \chi_{mst}) \right) \right) \quad (2.4)$$

2.4 Vincoli

I vincoli in un modello di ottimizzazione rappresentano le limitazioni e le condizioni che devono essere soddisfatte dalle variabili decisionali del modello. Essi riflettono le restrizioni fisiche, operative ed economiche del sistema in esame. I vincoli assicurano che le soluzioni ottenute siano realistiche e praticabili, garantendo il rispetto delle capacità e delle caratteristiche degli impianti, delle leggi della fisica e delle esigenze di domanda.

In questa sezione, verranno descritti i vincoli che legano variabili e parametri del modello di ottimizzazione. Questi vincoli sono fondamentali per assicurare che la soluzione ottimale sia realistica e rispettosa delle condizioni operative e dei limiti imposti dal sistema.

I vincoli riguardanti gli impianti di produzione di energia sono i seguenti:

$$\sum_{\tilde{t}=t}^{t+\xi_{mp}^{\max}+\rho_{mp}-1} \chi_{mpt\tilde{t}} \geq \rho_{mp} \quad (2.5)$$

$$\forall m = 1, \dots, M \quad \forall p = 1, \dots, P \quad \forall t = 1, \dots, T - (\xi_{mp}^{\max} + \rho_{mp} - 1)$$

$$\sum_{\tilde{t}=t+1}^{t+\xi_{mp}^{\min}} (1 - \chi_{mpt\tilde{t}}) \geq \chi_{mpt} (1 - \chi_{mp(t+1)}) \xi_{mp}^{\min} \quad (2.6)$$

$$\forall m = 1, \dots, M \quad \forall p = 1, \dots, P \quad \forall t = 1, \dots, T - \xi_{mp}^{\min}$$

$$\sum_{\tilde{t}=t-(\rho_{mp}-1)}^{t+(\rho_{mp}-1)} \chi_{mpt\tilde{t}} \geq \chi_{mpt} \rho_{mp} \quad (2.7)$$

$$\forall m = 1, \dots, M \quad \forall p = 1, \dots, P \quad \forall t = \rho_{mp}, \dots, T - (\rho_{mp} - 1)$$

$$\sum_{\tilde{t}=1}^{t+(\rho_{mp}-1)} \chi_{mpt\tilde{t}} \geq \chi_{mpt} \rho_{mp} \quad (2.8)$$

$$\forall m = 1, \dots, M \quad \forall p = 1, \dots, P \quad \forall t = 1, \dots, \rho_{mp} - 1$$

$$\sum_{\tilde{t}=t-(\rho_{mp}-1)}^T \chi_{mpt\tilde{t}} \geq \chi_{mpt} \rho_{mp} \quad (2.9)$$

$$\forall m = 1, \dots, M \quad \forall p = 1, \dots, P \quad \forall t = T - \rho_{mp}, \dots, T$$

$$\sum_{t=1}^{\xi_{mp}^{\max,1} + \rho_{mp}} \chi_{mpt} \geq \rho_{mp} \quad \forall m = 1, \dots, M \quad \forall p = 1, \dots, P \quad (2.10)$$

$$\sum_{t=1}^{\xi_{mp}^{\min,1}} (1 - \chi_{mpt}) \geq \xi_{mp}^{\min,1} \quad \forall m = 1, \dots, M \quad \forall p = 1, \dots, P \quad (2.11)$$

$$\sum_{p=1}^P \chi_{mpt} \leq \sigma_m^P \quad \forall m = 1, \dots, M \quad \forall t = 1, \dots, T \quad (2.12)$$

$$\sum_{\tilde{t}=t}^{t + \xi_{mr}^{\max} + \rho_{mr} - 1} \chi_{mr\tilde{t}} \geq \rho_{mr} \quad (2.13)$$

$$\forall m = 1, \dots, M \quad \forall r = 1, \dots, R \quad \forall t = 1, \dots, T - (\xi_{mr}^{\max} + \rho_{mr} - 1)$$

$$\sum_{\tilde{t}=t+1}^{t + \xi_{mr}^{\min}} (1 - \chi_{mr\tilde{t}}) \geq \chi_{mrt} (1 - \chi_{mr(t+1)}) \xi_{mr}^{\min} \quad (2.14)$$

$$\forall m = 1, \dots, M \forall r = 1, \dots, R \forall t = 1, \dots, T - \xi_{mr}^{\min}$$

$$\sum_{\tilde{t}=t-(\rho_{mr}-1)}^{t+(\rho_{mr}-1)} \chi_{mr\tilde{t}} \geq \chi_{mrt} \rho_{mr} \quad (2.15)$$

$$\forall m = 1, \dots, M \quad \forall r = 1, \dots, R \quad \forall t = \rho_{mr}, \dots, T - (\rho_{mr} - 1)$$

$$\sum_{\tilde{t}=1}^{t+(\rho_{mr}-1)} \chi_{mr\tilde{t}} \geq \chi_{mrt} \rho_{mr} \quad (2.16)$$

$$\forall m = 1, \dots, M \quad \forall r = 1, \dots, R \quad \forall t = 1, \dots, \rho_{mr} - 1$$

$$\sum_{\tilde{t}=t}^T \chi_{mr\tilde{t}} \geq \chi_{mrt} \rho_{mr} \quad (2.17)$$

$$\forall m = 1, \dots, M \quad \forall r = 1, \dots, R \quad \forall t = T - \rho_{mr}, \dots, T$$

$$\sum_{t=1}^{\xi_{mr}^{\max,1} + \rho_{mr}} \chi_{mrt} \geq \rho_{mr} \quad \forall m = 1, \dots, M \quad \forall r = 1, \dots, R \quad (2.18)$$

$$\sum_{t=1}^{\xi_{mr}^{\min,1}} (1 - \chi_{mrt}) \geq \xi_{mr}^{\min,1} \quad \forall m = 1, \dots, M \quad \forall r = 1, \dots, R \quad (2.19)$$

$$\sum_{r=1}^R \chi_{mrt} \leq \sigma_m^R \quad \forall m = 1, \dots, M \quad \forall t = 1, \dots, T \quad (2.20)$$

$$\sum_{\tilde{t}=t-(\rho_{ms}-1)}^{t+(\rho_{ms}-1)} \chi_{ms\tilde{t}} \geq \chi_{mst}\rho_{ms} \quad (2.21)$$

$$\forall m = 1, \dots, M \quad \forall s = 1, \dots, S \quad \forall t = \rho_{ms}, \dots, T - (\rho_{ms} - 1)$$

$$\sum_{\tilde{t}=1}^{t+(\rho_{ms}-1)} \chi_{ms\tilde{t}} \geq \chi_{mst}\rho_{ms} \quad (2.22)$$

$$\forall m = 1, \dots, M \quad \forall s = 1, \dots, S \quad \forall t = 1, \dots, \rho_{ms} - 1$$

$$\sum_{\tilde{t}=t-(\rho_{ms}-1)}^T \chi_{ms\tilde{t}} \geq \chi_{mst}\rho_{ms} \quad (2.23)$$

$$\forall m = 1, \dots, M \quad \forall s = 1, \dots, S \quad \forall t = T - \rho_{ms}, \dots, T$$

$$\sum_{s=1}^S \chi_{mst} \leq \sigma_m^S \quad \forall m = 1, \dots, M \quad \forall t = 1, \dots, T \quad (2.24)$$

$$D_{ms1} = d_{ms1} \quad \forall m = 1, \dots, M \quad \forall s = 1, \dots, S \quad (2.25)$$

$$D_{mst} = (1 - \chi_{ms(t-1)})(D_{ms(t-1)} + d_{mst}) \quad (2.26)$$

$$\forall m = 1, \dots, M \quad \forall s = 1, \dots, S \quad \forall t = 1, \dots, T$$

$$\bar{P}_{mst} = (1 - D_{mst})P_{mst} \quad \forall m = 1, \dots, M \quad \forall s = 1, \dots, S \quad \forall t = 2, \dots, T \quad (2.27)$$

Per quanto riguarda i vincoli del generico produttore m e del suo generico impianto di produzione di energia non rinnovabile p si ha che:

- il vincolo (2.5) esprime la necessità di effettuare la manutenzione entro un certo lasso di tempo dall'ultima manutenzione, dato dal parametro ξ_{mp}^{\max} . Ciò equivale a richiedere che

$$\sum_{\tilde{t}=t}^{t+\xi_{mp}^{\max}+\rho_{mp}-1} \chi_{mp\tilde{t}} \geq \rho_{mp}$$

ovvero che, nell'intervallo $[t, t + (\xi_{mp}^{\max} + \rho_{mp} - 1)]$, almeno ρ_{mp} variabili devono valere 1, dove ρ_{mp} è il tempo impiegato per effettuare la manutenzione;

- il vincolo (2.6) esprime la necessità di effettuare la manutenzione almeno dopo un certo lasso di tempo, dato dal parametro ξ_{mp}^{\min} , dall'ultima

manutenzione. Per questi impianti, ciò equivale a richiedere che

$$\sum_{\tilde{t}=t+1}^{t+\xi_{mp}^{\min}} (1 - \chi_{mp\tilde{t}}) \geq \chi_{mpt} (1 - \chi_{mp(t+1)}) \xi_{mp}^{\min}$$

ovvero che, in ogni momento $t = 1, \dots, T - \xi_{mp}^{\min}$, se l'impianto p non è in manutenzione nel tempo t (ovvero $\chi_{mpt} = 0$) o lo è nel tempo $t + 1$ (ovvero $\chi_{mp(t+1)} = 1$, e quindi $(1 - \chi_{mp(t+1)}) = 0$), non si impone alcuna richiesta (infatti, la somma di $1 - \chi_{mp\tilde{t}}$, quantità nulle o pari a 1, è sempre non negativa). Tuttavia, se l'impianto è in manutenzione nel tempo t e non lo è nel tempo $t + 1$ (ovvero $\chi_{mpt} = 1$ e $(1 - \chi_{mp(t+1)}) = 1$), cioè il termine a destra è pari a 1), ciò implica che nel tempo t si è conclusa una manutenzione. Di conseguenza, dal tempo $t + 1$ a $t + \xi_{mp}^{\min}$ deve valere che ogni $\chi_{mp\tilde{t}} = 0$, ovvero che non si può effettuare una nuova manutenzione per ξ_{mp}^{\min} periodi di tempo:

$$\sum_{\tilde{t}=t+1}^{t+\xi_{mp}^{\min}} (1 - \chi_{mp\tilde{t}}) \geq \xi_{mp}^{\min};$$

- il vincolo (2.7) esprime la condizione di continuità delle manutenzioni, ovvero che i momenti in cui si effettua una manutenzione devono essere consecutivi. Ciò equivale a richiedere che per ogni momento $t = \rho_{mp} + 1, \dots, T - (\rho_{mp} + 1)$, se l'impianto è in manutenzione, allora l'impianto nell'intervallo $[t - \rho_{mp}, t + \rho_{mp}]$ deve essere in manutenzione almeno ρ_{mp} istanti di tempo, ovvero

$$\sum_{\tilde{t}=t-\rho_{mp}}^{t+\rho_{mp}} \chi_{mp\tilde{t}} \geq \rho_{mp}.$$

Invece, se in t l'impianto non è manutenzione (ovvero $\chi_{mpt} = 0$) non è richiesta alcuna condizione, cioè

$$\sum_{\tilde{t}=t-\rho_{mp}}^{t+\rho_{mp}} \chi_{mp\tilde{t}} \geq 0,$$

che è sempre verificata;

- notiamo che il vincolo (2.8) equivale al vincolo precedente, con la differenza che per $t = 1, \dots, \rho_{mp}$ non è possibile $\tilde{t} = t - \rho_{mp}, \dots, t + \rho_{mp}$, perciò richiediamo $\tilde{t} = 1, \dots, t + (\rho_{mp} - 1)$. Allora nella suddetta tipologia di impianti, deve valere

$$\sum_{\tilde{t}=1}^{t+\rho_{mp}} \chi_{mpt\tilde{t}} \geq \rho_{mp} \chi_{mpt}.$$

Con una logica simile, vale il vincolo (2.9);

- Il vincolo (2.10) esprime la necessità di effettuare la prima manutenzione entro un certo lasso di tempo dall'inizio $t = 1$, esso è dato dal parametro $\xi_{mp}^{\max,1}$. Per questo tipo di impianti, ciò equivale a richiedere che tra $t = 1$ e $t = \xi_{mp}^{\max,1} + \rho_{mp}$ l'impianto abbia concluso la prima manutenzione, ossia

$$\sum_{t=1}^{\xi_{mp}^{\max,1} + \rho_{mp}} \chi_{mpt} \geq \rho_{mp} \quad \forall m = 1, \dots, M \quad \forall p = 1, \dots, P;$$

- Il vincolo (2.11) esprime la necessità di effettuare la prima manutenzione dopo un certo lasso di tempo dall'inizio $t = 1$, dato dal parametro $\xi_{mp}^{\min,1}$. In questa tipologia di impianti, ciò equivale a richiedere che l'impianto non sia in manutenzione da $t = 1$ a $\xi_{mp}^{\min,1}$, ossia

$$\sum_{t=1}^{\xi_{mp}^{\min,1}} (1 - \chi_{mpt}) \geq \xi_{mp}^{\min,1};$$

- Il vincolo (2.12) esprime la condizione per cui un produttore ha un numero limitato di squadre di addetti alla manutenzione per gli impianti di produzione di energia non rinnovabile. Il generico produttore m possiede σ_m^R squadre per la manutenzione dei suoi impianti di produzione di energia non rinnovabile e ciò implica che in uno stesso istante t non è possibile che più di σ_m^R impianti della suddetta tipologia siano in manutenzione, pertanto

$$\sum_{p=1}^P \chi_{mpt} \leq \sigma_m^P;$$

Per analogia si hanno i restanti vincoli per le altre tipologie di impianti. Per quanto concerne gli impianti fotovoltaici di un generico produttore m , si ha:

- Il vincolo (2.25) impone che al momento iniziale $t = 1$, in ogni impianti la polvere totale depositata sia la polvere depositata nello stesso istante $t = 1$;
- Il vincolo (2.26) impone che la polvere totale depositata in un generico istante $t = 2, \dots, T$ sia data dalla polvere totale depositata nel momento precedente $t - 1$ più la polvere depositata nell'istante t , ossia

$$D_{mst} = (1 - \chi_{ms(t-1)})(D_{ms(t-1)} + d_{mst})$$

- Il vincolo (2.27) impone che la produzione effettiva dell'impianto in un istante di tempo $t = 1, \dots, T$ sia la produzione prevista meno una sua percentuale dovuta alle polveri depositate, ossia $D_{ms(t-1)}P_{mst}$. Allora la produzione effettiva sarà data da:

$$\overline{P}_{mst} = (1 - D_{mst})P_{mst}.$$

2.5 Linearizzazione del modello

Si noti che i vincoli (2.6), (2.14) e (2.26) non sono lineari. La linearizzazione dei vincoli è un passaggio cruciale per implementare un modello di ottimizzazione in CPLEX OPL IBM, poiché questo strumento è ottimizzato per risolvere problemi di programmazione lineare (LP) e di programmazione lineare intera (MILP). I vincoli non lineari possono complicare significativamente la risoluzione del modello, rendendo la ricerca della soluzione ottimale computazionalmente irrisolvibile o estremamente lenta. Per poter implementare e simulare numericamente il modello in CPLEX, verrà mostrato come linearizzare i vincoli non lineari presenti nel modello, tramite la tecnica della variabile ausiliaria. Questa strategia permette di trasformare un problema complesso in una forma lineare che può essere trattata efficacemente in CPLEX OPL IBM. A tal fine, si introducano le seguenti variabili binarie:

- $\tilde{\chi}_{mpt(t+1)} \in \{0, 1\}$ al posto di $\chi_{mpt}\chi_{mp(t+1)} \forall m = 1, \dots, M \quad \forall p = 1, \dots, P$
 $\forall t = 1, \dots, T - \xi_{mp}^{\min}$ con i vincoli:

$$\tilde{\chi}_{mpt(t+1)} \leq \chi_{mpt} \quad (2.28)$$

$$\tilde{\chi}_{mpt(t+1)} \leq \chi_{mp(t+1)} \quad (2.29)$$

$$\tilde{\chi}_{mpt(t+1)} \geq \chi_{mpt} + \chi_{mp(t+1)} - 1 \quad (2.30)$$

così che il generico vincolo

$$\sum_{\tilde{t}=t+1}^{t+\xi_{mp}^{\min}} (1 - \chi_{mp\tilde{t}}) \geq \chi_{mpt}(1 - \chi_{mp(t+1)})\xi_{mp}^{\min}$$

si possa riscrivere come:

$$\sum_{\tilde{t}=t+1}^{t+\xi_{mp}^{\min}} (1 - \chi_{mp\tilde{t}}) \geq (\chi_{mpt} - \tilde{\chi}_{mp(t+1)})\xi_{mp}^{\min} \quad (2.31)$$

- $\tilde{\chi}_{mrt(t+1)} \in \{0, 1\}$ al posto di $\chi_{mrt}\chi_{mr(t+1)} \forall m = 1, \dots, M \quad \forall r = 1, \dots, R$
 $\forall t = 1, \dots, T - \xi_{mr}^{\min}$ con i vincoli:

$$\tilde{\chi}_{mrt(t+1)} \leq \chi_{mrt} \quad (2.32)$$

$$\tilde{\chi}_{mrt(t+1)} \leq \chi_{mr(t+1)} \quad (2.33)$$

$$\tilde{\chi}_{mrt(t+1)} \leq \chi_{mrt} + \chi_{mr(t+1)} - 1 \quad (2.34)$$

così che il generico vincolo

$$\sum_{\tilde{t}=t+1}^{t+\xi_{mr}^{\min}} (1 - \chi_{mr\tilde{t}}) \geq \chi_{mrt}(1 - \chi_{mr(t+1)})\xi_{mr}^{\min} \quad (2.35)$$

si possa riscrivere come:

$$\sum_{\tilde{t}=t+1}^{t+\xi_{mr}^{\min}} (1 - \chi_{mr\tilde{t}}) \geq (\chi_{mrt} - \tilde{\chi}_{mr(t+1)})\xi_{mr}^{\min} \quad (2.36)$$

- $z_{mst} \in \{0, 1\}$ al posto di $\chi_{ms(t-1)}D_{ms(t-1)} \forall m = 1, \dots, M \quad \forall s = 1, \dots, S$

$\forall t = 2, \dots, T$ con i vincoli:

$$D_{mst} = D_{ms(t-1)} + d_{mst} - z_{mst} \quad (2.37)$$

$$z_{mst} \leq \chi_{ms(t-1)} M \quad (2.38)$$

$$z_{mst} \leq D_{ms(t-1)} \quad (2.39)$$

$$z_{mst} \geq D_{ms(t-1)} - (1 - \chi_{ms(t-1)}) M \quad (2.40)$$

$$z_{mst} \geq 0 \quad (2.41)$$

così che il generico vincolo

$$D_{mst} = (1 - \chi_{ms(t-1)})(D_{ms(t-1)} + d_{mst}) \quad (2.42)$$

si possa riscrivere

$$D_{mst} = D_{ms(t-1)} + d_{mst} - z_{mst} - \chi_{ms(t-1)} d_{mst} \quad (2.43)$$

Questi vincoli lineari garantiscono che le variabili sopra definite rappresentino correttamente il prodotto delle variabili binarie originali, mantenendo la formulazione del problema lineare e quindi risolvibile mediante strumenti di ottimizzazione lineare come CPLEX.

Capitolo 3

Modello elettrico di ottimizzazione della rete privata, pubblica e domestica con compravendita: Integrazione di Prosumer e Microgrid

Questo capitolo presenta un modello per l'ottimizzazione delle reti elettriche private, pubbliche e domestiche, con particolare attenzione alla compravendita di energia. Il modello integra i prosumer (produttori-consumatori) e le microgrid, prendendo in considerazione sia i produttori di energia elettrica sia gli utenti privati, come mostrato in Figura (3.1),.

I produttori di energia possono possedere impianti di produzione da fonti non rinnovabili e da fonti rinnovabili, con quest'ultimi che possono includere sistemi di accumulo dell'elettricità. Gli utenti privati, d'altra parte, possono essere equipaggiati con impianti eolici e/o fotovoltaici, anch'essi dotati di sistemi di accumulo come le batterie. Tuttavia, attualmente, i contratti energetici standard permettono agli utenti privati di vendere solo l'elettricità prodotta e non quella immagazzinata, per evitare problemi di sovraccarico della rete elettrica pubblica. Inoltre, è necessario che il prezzo di vendita dell'energia da parte dei privati sia inferiore al prezzo di acquisto, per incentivare l'uso dell'energia prodotta per i propri consumi piuttosto che per la vendita.

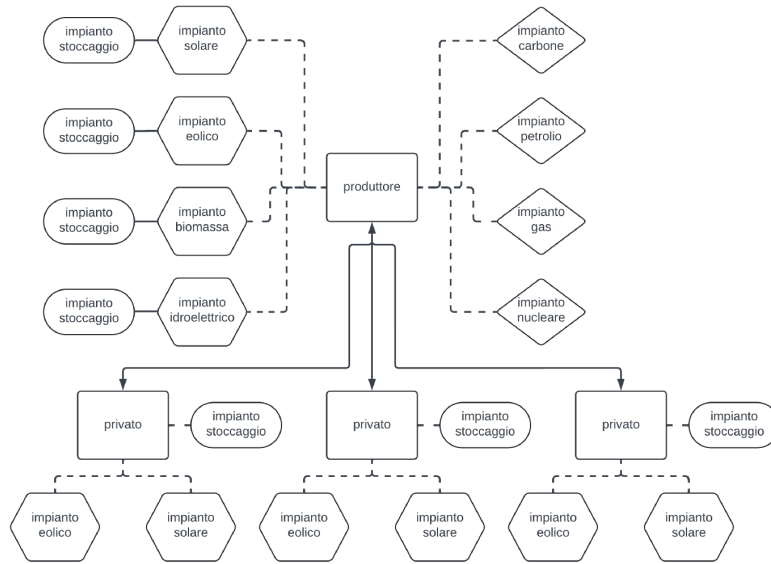


Figura 3.1: Modellizzazione della rete elettrica.

Gli impianti di produzione da fonti fossili possono generare elettricità in qualsiasi momento, entro i limiti determinati dalla tipologia e dalla grandezza dell'impianto. La produzione degli impianti da fonti rinnovabili, come quelli eolici e fotovoltaici, è variabile e dipende dalle condizioni meteorologiche. Al contrario, la produzione degli impianti idroelettrici o a biomassa può essere considerata costante.

Il modello che sarà presentato in questa tesi di laurea fa una distinzione importante tra la produzione prevista di energia, basata su previsioni meteorologiche, e la produzione effettiva, ovvero la produzione reale di questi impianti. Questa distinzione è fondamentale per ottimizzare la gestione delle fluttuazioni causate da fattori aleatori. Inoltre, il modello prevede anche la gestione degli intervalli di tempo in cui i vari impianti sono in manutenzione, determinati tramite il modello precedente, per garantire una gestione efficiente dell'intero sistema.

Per semplicità, nel modello, gli impianti di produzione di energia da fonti non rinnovabili saranno indicati come "impianti non rinnovabili", mentre quelli da fonti rinnovabili saranno indicati come "impianti rinnovabili". Inoltre, ogni valore numerico associato all'elettricità sarà inteso essere in megawatt (MW). Si suppone di operare in uno scenario con:

- M produttori, dove il generico produttore è indicato con m ;
- K privati, dove il generico privato è indicato con k ;
- P impianti di produzione da fonti non rinnovabili, dove il generico impianto non rinnovabile è indicato con p ;
- R impianti di produzione da fonti rinnovabili, dove il generico impianto rinnovabile è indicato con r .

Discretizzando l'intervallo temporale su cui si intende applicare il modello in $\{1, \dots, T\}$, si definiscono le seguenti variabili binarie:

- x_{mpkt} : quantità di elettricità venduta dal produttore m , prodotta nell'impianto non rinnovabile p , al privato k nel momento t ;
- x_{mrkt} : quantità di elettricità venduta dal produttore m , prodotta nell'impianto rinnovabile r , al privato k nel momento t ;
- x_{kmt} : quantità di elettricità venduta dal privato k al produttore m nel momento t ;
- y_{mrt} : quantità di elettricità che il produttore m decide di prelevare dall'impianto di stoccaggio dell'impianto rinnovabile r nel momento t ;
- \bar{y}_{mrt} : quantità di elettricità che il produttore m decide di immagazzinare nell'impianto di stoccaggio dell'impianto rinnovabile r nel momento t ;
- y_{kt} : quantità di elettricità che il privato k decide di prelevare dal proprio impianto di stoccaggio nel momento t ;
- \bar{y}_{kt} : quantità di elettricità che il privato k decide di immagazzinare nel proprio impianto di stoccaggio nel momento t ;
- s_{mrt} : quantità di elettricità immagazzinata nell'impianto di stoccaggio dell'impianto rinnovabile r del produttore m nel momento t ;
- s_{kt} : quantità di elettricità immagazzinata nell'impianto di stoccaggio del privato k nel momento t .

Le variabili $x_{mpkt}, x_{mrkt}, x_{kmt}, y_{mrt}, \bar{y}_{mrt}, y_{kt}, \bar{y}_{kt}, s_{mrt}, s_{kt} \quad \forall m = 1, \dots, M$
 $\forall p = 1, \dots, P \quad \forall r = 1, \dots, R \quad \forall k = 1, \dots, K \quad \forall t = 1, \dots, T$ verranno raggruppate nel vettore $X \in \mathbb{R}_+^{(M((P+R+1)K+3R)+3K)T}$.

3.1 Produttori

Per semplicità, si adotteranno i parametri del modello definito nel capitolo precedente assumendo le soluzioni $\chi_{mpt}, \chi_{mrt}, \chi_{mst} \quad \forall m = 1, \dots, M$
 $\forall p = 1, \dots, P \quad \forall r = 1, \dots, R \quad \forall k = 1, \dots, K \quad \forall t = 1, \dots, T$ come parametri, introducendone altri specifici per il modello qui introdotto.

3.1.1 Parametri

Nella Tabella (3.1) sono indicati la notazione e la descrizione di ciascun parametro riguardante, il generico produttore, che interviene nella formulazione del modello.

Parametro	Descrizione
$c_{mp}(x_{mpt})$	costo di gestione dell'impianto non rinnovabile p del produttore m, dove x_{mpt} è il vettore $(x_{mpkt})_{k=1,\dots,K}$;
$c_{mpk}(x_{mpkt})$	costo di transazione dell'elettricità dall'impianto non rinnovabile p del produttore m al privato k;
S_{mr}	quantità di elettricità immagazzinata nell'impianto di stoccaggio dell'impianto rinnovabile r del produttore m prima dell'intervallo di tempo preso in esame;
$c_{mr}(x_{mrt})$	costo di gestione dell'impianto rinnovabile r del produttore m, dove x_{mrt} è il vettore $(x_{mrkt})_{k=1,\dots,K}$;
$c_{mrk}(x_{mrkt})$	costo di transazione dell'elettricità dall'impianto rinnovabile r del produttore m al privato k;
λ_{mp}	costo di acquisto della materia prima per produrre un'unità di elettricità nell'impianto non rinnovabile p del produttore m;
\bar{P}_{mrt}	produzione effettiva unitaria dell'impianto rinnovabile r del produttore m al momento t;
g_{mr}	grandezza dell'impianto green r del produttore m, uguale al numero di bobine nel caso in cui l'impianto r sia di tipo eolico, di pannelli nel caso di tipo fotovoltaico altrimenti uguale a 1;
γ_{mr}	quantità minima di elettricità immagazzinata nell'impianto rinnovabile r del produttore m dalla quale il produttore non può prelevare, riservata per compensare le fluttuazioni tra produzione prevista ed effettiva;
Z_{mr}	capacità massima dello storage dell'impianto r del produttore m;
A_{mr}	limite dell'impianto di stoccaggio dell'impianto green r del produttore m, ossia la massima quantità di elettricità che può essere prelevata e immagazzinata in ogni momento t;

λ_{kmt}	costo unitario del produttore per acquistare elettricità dal privato k nel momento t, determinato dall'interesse del produttore ad acquistare elettricità;
g_{kr}	grandezza dell'impianto r del privato k, uguale al numero di bobine nel caso in cui l'impianto r sia eolico, di pannelli nel caso sia fotovoltaico;
P_{krt}	produzione prevista unitaria dell'impianto green del privato k al momento t;
\bar{P}_{krt}	produzione effettiva unitaria dell'impianto green del privato k al momento t;
T_m	tassa unitaria sull'emissioni di carbonio dovute alla produzione di energia da fonti non rinnovabili imposta al produttore m;
I_m	incentivo statale unitario per la produzione di energia da fonti rinnovabili;

Tabella 3.1: Parametri del modello riguardanti i produttori.

3.1.2 Funzione obiettivo

In questa modellizzazione, è ragionevole ipotizzare che ogni produttore abbia interesse a:

- massimizzare i profitti provenienti dalla vendita di elettricità;
- massimizzare i profitti derivanti dagli incentivi statali sulla vendita di energia prodotta da fonti rinnovabili;
- minimizzare la spesa per l'acquisto di elettricità dai privati;
- minimizzare la spesa per la transazione di energia venduta da un proprio impianto a un privato, poiché immettere energia nella rete pubblica comporta dei costi;
- minimizzare i costi della carbon tax;
- minimizzare i costi di gestione degli impianti.

Allora la funzione obiettivo per il generico produttore m sarà:

$$\begin{aligned}
& \max \sum_{t=1}^T \left(\mu_t \sum_{k=1}^K \left(\sum_{p=1}^P x_{mpkt} + \sum_{r=1}^R x_{mrkt} \right) \right. \\
& - \sum_{p=1}^P \left(c_{mpt}(x_{mpt}) + \sum_{k=1}^K (c_{mpk}(x_{mpkt}) + (\bar{\lambda}_{mp} + T_m)x_{mpkt}) \right) \\
& - \sum_{r=1}^R \left(c_{mrt}(x_{mrt}) + \sum_{k=1}^K (c_{mrk}(x_{mrkt}) - I_m x_{mrkt}) \right) \\
& \left. - \sum_{k=1}^K \lambda_{kmt} x_{kmt} \right). \tag{3.1}
\end{aligned}$$

3.1.3 Vincoli

I vincoli che descrivono il comportamento dei produttori sono:

$$\begin{aligned}
& \sum_{k=1}^K x_{mpkt} \leq (1 - \chi_{mpt}) P_{mp} \\
& \forall m = 1, \dots, M \quad \forall p = 1, \dots, P \quad \forall t = 1, \dots, T
\end{aligned} \tag{3.2}$$

$$\begin{aligned}
& \sum_{k=1}^K x_{mrkt} \leq (1 - \chi_{mrt}) g_{mr} P_{mrt} + y_{mrt} \\
& \forall m = 1, \dots, M \quad \forall r = 1, \dots, R \quad \forall t = 1, \dots, T
\end{aligned} \tag{3.3}$$

$$\begin{aligned}
& \sum_{k=1}^K x_{mrkt} \geq y_{mrt} \\
& \forall m = 1, \dots, M \quad \forall r = 1, \dots, R \quad \forall t = 1, \dots, T
\end{aligned} \tag{3.4}$$

$$\begin{aligned}
& \sum_{r=1}^R \bar{y}_{mrt} = \sum_{k=1}^K x_{kmt} + \sum_{r=1}^R \left((1 - \chi_{mrt}) g_{mr} P_{mrt} - \sum_{k=1}^K x_{mrkt} + y_{mrt} \right) \\
& \forall m = 1, \dots, M \quad \forall t = 1, \dots, T
\end{aligned} \tag{3.5}$$

$$\begin{aligned}
& s_{mr1} = S_{mr} + \bar{y}_{mr1} - y_{mr1} + (1 - \chi_{mr1}) g_{mr} (\bar{P}_{mr1} - P_{mr1}) \\
& \forall m = 1, \dots, M \quad \forall r = 1, \dots, R
\end{aligned} \tag{3.6}$$

$$\begin{aligned}
& s_{mrt} = s_{mr(t-1)} + \bar{y}_{mrt} - y_{mrt} + (1 - \chi_{mrt}) g_{mr} (\bar{P}_{mrt} - P_{mrt}) \\
& \forall m = 1, \dots, M \quad \forall r = 1, \dots, R \quad \forall t = 2, \dots, T
\end{aligned} \tag{3.7}$$

$$\begin{aligned} S_{mr} + \bar{y}_{mr1} - y_{mr1} &\geq \gamma_{mr} \\ \forall m = 1, \dots, M \quad \forall r = 1, \dots, R \end{aligned} \quad (3.8)$$

$$\begin{aligned} s_{mr(t-1)} + \bar{y}_{mrt} - y_{mrt} &\geq \gamma_{mr} \\ \forall m = 1, \dots, M \quad \forall r = 1, \dots, R \quad \forall t = 2, \dots, T \end{aligned} \quad (3.9)$$

$$s_{mrt} \leq Z_{mr} \quad \forall m = 1, \dots, M \quad \forall r = 1, \dots, R \quad \forall t = 1, \dots, T \quad (3.10)$$

$$\bar{y}_{mrt} + y_{mrt} \leq A_{mr} \quad \forall m = 1, \dots, M \quad \forall r = 1, \dots, R \quad \forall t = 1, \dots, T \quad (3.11)$$

$$\begin{aligned} d_{kt} - \sum_{r=1}^R (g_{kr} P_{krt}) - \sum_{m=1}^M x_{kmt} + y_{kt} - \bar{y}_{kt} &= \sum_{m=1}^M \left(\sum_{p=1}^P x_{mpkt} + \sum_{r=1}^R x_{mrkt} \right) \\ &\quad \forall t = 1, \dots, T \end{aligned} \quad (3.12)$$

$$\begin{aligned} x_{mpkt} &\geq 0 \quad \forall m = 1, \dots, M \quad \forall p = 1, \dots, P \\ &\quad \forall k = 1, \dots, K \quad \forall t = 1, \dots, T \end{aligned} \quad (3.13)$$

$$\begin{aligned} x_{mrkt} &\geq 0 \quad \forall m = 1, \dots, M \quad \forall r = 1, \dots, R \\ &\quad \forall k = 1, \dots, K \quad \forall t = 1, \dots, T \end{aligned} \quad (3.14)$$

$$x_{kmt} \geq 0 \quad \forall m = 1, \dots, M \quad \forall k = 1, \dots, K \quad \forall t = 1, \dots, T \quad (3.15)$$

$$y_{mrt} \geq 0 \quad \forall m = 1, \dots, M \quad \forall r = 1, \dots, R \quad \forall t = 1, \dots, T \quad (3.16)$$

$$\bar{y}_{mrt} \geq 0 \quad \forall m = 1, \dots, M \quad \forall r = 1, \dots, R \quad \forall t = 1, \dots, T \quad (3.17)$$

$$y_{kt} \geq 0 \quad \forall k = 1, \dots, K \quad \forall t = 1, \dots, T \quad (3.18)$$

$$\bar{y}_{kt} \geq 0 \quad \forall k = 1, \dots, K \quad \forall t = 1, \dots, T \quad (3.19)$$

$$s_{mrt} \geq 0 \quad \forall m = 1, \dots, M \quad \forall r = 1, \dots, R \quad \forall t = 1, \dots, T \quad (3.20)$$

dove:

- il vincolo (3.2) esprime la condizione per cui la somma di tutte le quantità di elettricità $\sum_{k=1}^K x_{mpkt}$ provenienti dall'impianto p del generico produttore m vendute a tutti i privati nel momento t , deve essere minore o uguale alla produzione massima P_{mp} dell'impianto p del produttore m . Da ciò:

$$\sum_{k=1}^K x_{mpkt} \leq (1 - \chi_{mpt}) P_{mp};$$

- il vincolo (3.3) esprime la condizione per cui la somma di tutte le quantità di elettricità provenienti dall'impianto r del generico produttore m vendute a tutti i privati nel momento t , ossia $\sum_{k=1}^K x_{mrkt}$, deve essere minore o uguale alla produzione $g_{mr}P_{mrt}$ dell'impianto r del produttore m più l'eventuale energia prelevata y_{mrt} dall'impianto di stoccaggio dello stesso impianto r , quindi $g_{mr}P_{mrt} + y_{mrt}$. Per cui:

$$\sum_{k=1}^K x_{mrkt} \leq (1 - \chi_{mrt})g_{mr}P_{mrt} + y_{mrt};$$

- il vincolo (3.4) impone che la somma delle quantità di elettricità che il produttore m vende a tutti i privati dal proprio impianto r in un generico momento t , $\sum_{k=1}^K x_{mrkt}$, deve essere almeno uguale alla quantità di energia che il produttore decide di prelevare dallo storage dell'impianto r , ovvero y_{mrt} . Pertanto:

$$y_{mrt} \leq \sum_{k=1}^K x_{mrkt};$$

- il vincolo (3.5) impone che la somma di tutte le quantità di energia che il produttore m immagazzina in tutti i suoi impianti r al momento t , ossia $\sum_{r=1}^R \bar{y}_{mrt}$, deve essere uguale a tutta l'elettricità che il produttore acquista da tutti i privati nel momento t , ossia $\sum_{k=1}^K x_{kmt}$, più l'energia prodotta in tutti gli impianti rinnovabili r rimasta invenduta. Questa energia invenduta è la somma, per ogni impianto, delle differenze fra l'energia prodotta e la quantità di energia prodotta venduta, data da $x_{mrkt} - y_{mrt}$, poiché y_{mrt} è l'elettricità prelevata dallo storage. Pertanto, sarà data da $\sum_{r=1}^R ((1 - \chi_{mrt})g_{mr}P_{mrt} - \sum_{k=1}^K x_{mrkt} + y_{mrt})$.

Da ciò, otteniamo:

$$\sum_{r=1}^R \bar{y}_{mrt} = \sum_{k=1}^K x_{kmt} + \sum_{r=1}^R \left((1 - \chi_{mrt})g_{mr}P_{mrt} - \sum_{k=1}^K x_{mrkt} + y_{mrt} \right)$$

- il vincolo (3.7) esprime la condizione per cui il livello di elettricità presente nello storage in un impianto generico r del produttore m nel momento

$t > 1$ deve essere uguale al livello di energia presente nel momento precedente, più la quantità immagazzinata \bar{y}_{mrt} nel momento presente t , meno la quantità prelevata y_{mrt} , più la differenza tra la produzione effettiva e la produzione prevista, ossia $g_{mr} (\bar{P}_{mrt} - P_{mrt})$. Da cui:

$$s_{mrt} = s_{mr(t-1)} + \bar{y}_{mrt} - y_{mrt} + (1 - \chi_{mrt})g_{mr} (\bar{P}_{mrt} - P_{mrt}).$$

Nel caso $t = 1$, sostituendo $s_{mr(t-1)}$ con S_{mr} si ottiene il vincolo (3.6).

- Il vincolo (3.9) impone che, nel momento t , il livello di energia presente nel sistema di accumulo dell'impianto r del produttore m nel momento precedente, più la quantità immagazzinata, meno la quantità prelevata deve essere maggiore o uguale alla quantità minima di elettricità γ_{mr} da cui il produttore non può prelevare, necessaria per compensare le possibili differenze tra produzione effettiva e produzione prevista, perciò:

$$s_{mr(t-1)} + \bar{y}_{mrt} - y_{mrt} \geq \gamma_{mr}.$$

Notiamo che per $t = 1$, abbiamo il vincolo equivalente (3.29), con la differenza che la quantità di elettricità immagazzinata nel momento precedente è espressa da S_{mr} ;

- il vincolo (3.10) esprime il limite fisico per cui l'impianto di stoccaggio di un impianto rinnovabile r del produttore m non può contenere, in ogni momento t , più energia di quella che è la sua capacità, data da Z_{mr} . Da ciò:

$$s_{mrt} \leq Z_{mr};$$

- il vincolo (3.11) esprime il limite fisico per cui nell'impianto di immagazzinamento dell'impianto r del produttore m , in qualsiasi momento t , non si può prelevare e immagazzinare più del limite dello storage A_{mr} . Pertanto:

$$\bar{y}_{mrt} + y_{mrt} \leq A_{mr};$$

- infine, il vincolo (3.12) impone che la domanda del generico privato k al momento t , meno la quantità di energia prodotta da sé utilizzata per i propri consumi al momento t , data quindi dalla somma delle quantità di elettricità prodotte dai suoi impianti r , $\sum_{r=1}^R (g_{kr} P_{krt})$, meno la somma

delle quantità vendute a tutti i produttori $\sum_{m=1}^M x_{kmt}$, più l'energia prelevata y_{kt} , meno quella immagazzinata \bar{y}_{kt} , deve essere uguale a tutte le quantità vendute da tutti i produttori da tutti i loro impianti rinnovabili e non rinnovabili, ossia $\sum_{m=1}^M \left(\sum_{p=1}^P x_{mpkt} + \sum_{r=1}^R x_{mrkt} \right)$. Da ciò si ottiene:

$$d_{kt} - \sum_{r=1}^R (g_{kr} P_{krt}) + \sum_{m=1}^M x_{kmt} - y_{kt} + \bar{y}_{kt} = \sum_{m=1}^M \left(\sum_{p=1}^P x_{mpkt} + \sum_{r=1}^R x_{mrkt} \right).$$

I restanti vincoli (3.13), (3.14), (3.15), (3.16), (3.17), (3.18), (3.19) e (3.20) impongono che le variabili debbano essere non negative, poiché rappresentano quantità di energia.

3.1.4 Disequazione variazionale

In analogia a quanto fatto in [1] e [2], supponendo che tutti i costi di trasporto e i costi di gestione siano funzioni differenziabili con continuità e convesse, le condizioni ottimali per tutti i produttori possono essere espresse con la seguente disequazione variazionale:

determinare $X^* \in \mathbb{K}$ tale che

$$\begin{aligned} \sum_{m=1}^M \sum_{p=1}^P \sum_{k=1}^K \sum_{t=1}^T & \left(\frac{\partial c_{mpt}(x_{mpt}^*)}{\partial x_{mpkt}} + \frac{\partial c_{mpk}(x_{mpkt}^*)}{\partial x_{mpkt}} + \bar{\lambda}_{mp} + T_m - \mu_t \right) (x_{mpkt} - x_{mpkt}^*) \\ & + \sum_{r=1}^R \left(\frac{\partial c_{mrt}(x_{mrt}^*)}{\partial x_{mrkt}} + \frac{\partial c_{mrk}(x_{mrkt}^*)}{\partial x_{mrkt}} - I_m - \mu_t \right) (x_{mrkt} - x_{mrkt}^*) \\ & + \lambda_{kmt} (x_{kmt} - x_{kmt}^*) \geq 0 \quad \forall X \in \mathbb{K} \end{aligned} \quad (3.21)$$

dove:

$$\mathbb{K} = \{X | X \in \mathbb{R}_+^{(M((P+R+1)K+3R)+2K)T} \text{ e } \text{soddisfa } (3.2), (3.3), (3.4), (3.5), (3.6), (3.7), (3.8), (3.9), (3.10), (3.11), (3.12), (3.13), (3.14), (3.15), (3.16), (3.17), (3.18), (3.19), (3.20)\}$$

3.2 Privati

In questa sezione, si descrivono i parametri, i vincoli e la funzione obiettivo dei privati.

3.2.1 Parametri

I parametri riguardanti i privati di questo modello da aggiungere a quelli definiti nel modello precedente sono definiti e descritti nella seguente Tabella (3.2).

Parametro	Descrizione
d_{kt}	domanda di elettricità del privato k al momento t;
g_{kr}	numero di pannelli fotovoltaici o bobine eoliche che possiede il privato k;
γ_k	quantità minima di elettricità immagazzinata nel sistema di accumulo del privato k dalla quale esso non può prelevare, riservata per compensare le differenze tra produzione prevista ed effettiva;
Z_k	capacità massima dello storage del privato k;
A_k	limite dell'impianto di stoccaggio del privato k, ossia la massima quantità di elettricità che può essere prelevata e immagazzinata in ogni momento t;
δ_k	massima capacità della rete prossima al privato k, cioè la rete in prossimità del privato k può sopportare una quantità di elettricità massima istantanea, in ingresso e in uscita;
S_k	quantità di elettricità presente nell'impianto di stoccaggio del privato k prima dell'intervallo di tempo preso in esame.

Tabella 3.2: Parametri del modello riguardanti i privati.

3.2.2 Funzione obiettivo

Si assume che il generico privato abbia interesse a:

- minimizzare la spesa per l'acquisto di elettricità dai produttori;
- massimizzare il guadagno derivante dalla vendita ai produttori;

Perciò, la funzione obiettivo del generico privato k è:

$$\min \sum_{t=1}^T \left(\sum_{m=1}^M \left(\mu_t \left(\sum_{p=1}^P x_{mpkt} + \sum_{r=1}^R x_{mrkt} \right) - \lambda_{kmt} x_{kmt} \right) \right). \quad (3.22)$$

3.2.3 Vincoli

I vincoli che coinvolgono i privati sono:

$$s_{k1} = S_k + \bar{y}_{k1} - y_{k1} + \sum_{r=1}^R g_{kr} (\bar{P}_{kr1} - P_{kr1}) \quad (3.23)$$

$$\forall k = 1, \dots, K$$

$$s_{kt} = s_{k(t-1)} + \bar{y}_{kt} - y_{kt} + \sum_{r=1}^R g_{mr} (\bar{P}_{krt} - P_{krt}) \quad (3.24)$$

$$\forall k = 1, \dots, K \quad \forall t = 2, \dots, T$$

$$S_k + \bar{y}_{kt} - y_{kt} \geq \gamma_k \quad \forall k = 1, \dots, K \quad (3.25)$$

$$s_{k(t-1)} + \bar{y}_{kt} - y_{kt} \geq \gamma_k \quad \forall k = 1, \dots, K \quad \forall t = 2, \dots, T \quad (3.26)$$

$$s_{kt} \leq Z_k \quad \forall k = 1, \dots, K \quad \forall t = 1, \dots, T \quad (3.27)$$

$$\bar{y}_{kt} + y_{kt} \leq A_k \quad \forall k = 1, \dots, K \quad \forall t = 1, \dots, T \quad (3.28)$$

$$\sum_{m=1}^M \left(x_{kmt} + \sum_{p=1}^P x_{mpkt} + \sum_{r=1}^R x_{mrkt} \right) \leq \delta_k \quad (3.29)$$

$$\forall k = 1, \dots, K \quad \forall t = 1, \dots, T$$

$$s_{kt} \geq 0 \quad \forall k = 1, \dots, K \quad \forall t = 1, \dots, T \quad (3.30)$$

dove:

- il vincolo (3.24) esprime la condizione per cui, nel momento $t > 1$, il livello di elettricità presente nell'impianto di stoccaggio s_{kt} del privato k deve essere uguale a quello presente nel momento precedente $s_{k(t-1)}$, più la quantità immagazzinata \bar{y}_{kt} , meno quella prelevata y_{kt} , più la somma delle differenze fra produzione effettiva e produzione prevista di ogni impianto r del privato k , ossia $\sum_r g_{kr} (\bar{P}_{krt} - P_{krt})$. Da ciò:

$$s_{kt} = s_{k(t-1)} + \bar{y}_{kt} - y_{kt} + \sum_{r=1}^R g_{kr} (\bar{P}_{krt} - P_{krt}) .$$

Notiamo che il vincolo (3.23) esprime la medesima condizione con la differenza che nel momento iniziale $t = 1$, il livello dello storage del privato k nel momento precedente è dato da S_k .

- il vincolo (3.26) impone che, in un generico momento $t > 1$, il livello di elettricità presente nel momento precedente $s_{k(t-1)}$, più la quantità immagazzinata \bar{y}_{kt} , meno quella prelevata y_{kt} , deve essere maggiore o uguale a γ_k , la quantità minima di elettricità immagazzinata nel sistema di accumulo del privato k dalla quale esso non può prelevare, riservata per compensare le differenze tra produzione prevista ed effettiva. Pertanto:

$$s_{k(t-1)} + \bar{y}_{kt} - y_{kt} \geq \gamma_k.$$

Notiamo che per $t = 1$, abbiamo il vincolo equivalente (3.25), con la differenza che il livello di elettricità presente nell'impianto nel momento precedente è espressa da S_k .

- il vincolo (3.27) esprime il limite fisico per cui l'impianto di stoccaggio del privato k non può contenere, in ogni momento t , più energia di quella che è la sua capacità, data da Z_k . Da ciò:

$$s_{kt} \leq Z_k;$$

- il vincolo (3.28) esprime il limite fisico per cui nell'impianto di immagazzinamento del privato k , in qualsiasi momento t , non si può prelevare e immagazzinare più del limite dello storage A_k . Pertanto:

$$\bar{y}_{kt} + y_{kt} \leq A_k;$$

- infine, il vincolo (3.29) impone che, nel momento t , la somma delle quantità di elettricità vendute dal privato k , più la somma di tutte le quantità acquistate da tutti gli impianti rinnovabili r e non rinnovabili p di tutti i produttori m , ossia $\sum_{m=1}^M \left(x_{kmt} + \sum_{p=1}^P x_{mpkt} + \sum_{r=1}^R x_{mrkt} \right)$, deve essere minore o uguale a δ_k , la massima quantità di energia che la rete pubblica può supportare in prossimità del privato k , in ingresso e in uscita. Per cui:

$$\sum_{m=1}^M \left(x_{kmt} + \sum_{p=1}^P x_{mpkt} + \sum_{r=1}^R x_{mrkt} \right) \leq \delta_k.$$

Il vincolo (3.30) esprime la condizione per cui il livello di energia presente nello

storage del privato è una quantità non negativo.

3.2.4 Disequazione variazionale

In analogia a quanto fatto in [1] e [2], le condizioni ottimali per tutti i privati possono essere espresse con la seguente disequazione variazionale:

determinare $X^* \in \overline{\mathbb{K}}$ tale che

$$\sum_{m=1}^M \sum_{k=1}^K \sum_{t=1}^T \left(\sum_{p=1}^P \mu_t(x_{mpkt} - x_{mpkt}^*) + \sum_{r=1}^R \mu_t(x_{mrkt} - x_{mrkt}^*) - \lambda_{kmt}(x_{kmt} - x_{kmt}^*) \right) \geq 0 \quad \forall X \in \overline{\mathbb{K}} \quad (3.31)$$

dove:

$$\overline{\mathbb{K}} = \{X | X \in \mathbb{R}_+^{(M((P+R+1)K)+3K)T} \text{ e } \text{soddisfa} \\ (3.23), (3.24), (3.25), (3.26), (3.27), (3.28), (3.29), (3.30)\}$$

3.3 Disequazione variazionale del modello

Si cerca adesso le condizioni migliori del modello affinché siano condizioni ottimali sia per i produttori, sia per i privati.

Definizione 3.1. *L'equilibrio del modello si ha quando le quantità di energia ottimali scambiate fra produttori e privati dal punto di vista dei produttori e dal punto di vista dei privati coincidono e soddisfano contemporaneamente (3.21) e (3.31).*

Proprio come fatto in [1] e [2], grazie al seguente teorema potremo determinare l'equilibrio del modello.

Teorema 3.1. *L'equilibrio del modello coincide con le soluzioni del seguente problema di disequazione variazionale:*

determinare $X^* \in \tilde{\mathbb{K}}$ tale che:

$$\begin{aligned} \sum_{m=1}^M \sum_{k=1}^K \sum_{t=1}^T \left(\sum_{p=1}^P \left(\frac{\partial c_{mpt}(x_{mpt}^*)}{\partial x_{mpt}} + \frac{\partial c_{mpk}(x_{mpk}^*)}{\partial x_{mpk}} + \bar{\lambda}_{mp} + T_m \right) (x_{mpk} - x_{mpk}^*) \right. \\ \left. + \sum_{r=1}^R \left(\frac{\partial c_{mrt}(x_{mrt}^*)}{\partial x_{mrt}} + \frac{\partial c_{mrk}(x_{mrk}^*)}{\partial x_{mrk}} - I_m \right) (x_{mrkt} - x_{mrkt}^*) \right) \geq 0 \\ \forall X \in \tilde{\mathbb{K}} \end{aligned} \quad (3.32)$$

dove:

$$\begin{aligned} \tilde{\mathbb{K}} = \{X | X \in \mathbb{R}_+^{(M((P+R+1)K+3R)+3K)T} e \text{ soddisfa} \\ (3.2), (3.3), (3.4), (3.5), (3.6), (3.7), (3.8), (3.9), (3.10), (3.11), (3.12), \\ (3.13), (3.14), (3.15), (3.16), (3.17), (3.18), (3.19), (3.20), (3.23), \\ (3.24), (3.25), (3.26), (3.27), (3.28), (3.29), (3.30)\} \end{aligned}$$

Capitolo 4

Simulazione numerica

In questo capitolo verranno implementati i due modelli descritti in questa tesi: il primo utilizzando CPLEX OPL IBM e il secondo utilizzando MATLAB.

4.1 Simulazione del primo modello

4.1.1 CPLEX OPL IBM

L'IBM ILOG CPLEX Optimization Studio, noto come CPLEX OPL, è uno strumento utile per risolvere problemi di ottimizzazione complessi. Questo software è particolarmente efficace nella gestione e ottimizzazione delle reti elettriche, dove la varietà e la complessità dei dati richiedono soluzioni solide ed efficienti.

CPLEX OPL offre funzionalità che permettono di inserire modelli di ottimizzazione dettagliati e risolverli per determinarne le soluzioni ottime. Un vantaggio importante di questo strumento è la capacità di risolvere problemi di programmazione lineare (LP), programmazione lineare intera (ILP), programmazione quadratica (QP) e altre varianti. Queste capacità aiutano ad affrontare diverse sfide nell'ottimizzazione della rete elettrica, come la gestione della produzione e distribuzione di energia e la pianificazione della manutenzione degli impianti.

In particolare, CPLEX OPL consente di integrare variabili binarie, come quelle descritte nel nostro modello, facilitando la gestione delle decisioni discrete, come quando effettuare le manutenzioni. Inoltre, l'interfaccia di modellazione OPL (Optimization Programming Language) offre un linguaggio intuitivo

per definire i modelli matematici, semplificando la traduzione dei problemi reali in termini di ottimizzazione.

Infine, CPLEX OPL si integra facilmente con altri software e piattaforme, permettendo una connessione semplice con database, strumenti di analisi dati e sistemi di gestione aziendale. Questa flessibilità rende CPLEX OPL uno strumento ideale per l'ottimizzazione in contesti accademici e industriali.

In sintesi, l'utilizzo di CPLEX OPL IBM in questa tesi permette di analizzare e ottimizzare la manutenzione degli impianti elettrici.

4.1.2 Dati in input

Ai fini dell'implementazione in Cplex, si consideri il caso di due produttori di energia in un intervallo di 30 giorni discretizzato in ore, ottenendo $T = 720$, con i parametri riguardanti il primo produttore riportati nelle Tabelle (4.1), (4.2) e (4.3).

Primo Produttore	P_{1p}	ρ_{1p}	ξ_{1p}^{\max}	ξ_{1p}^{\min}	$\xi_{1p}^{\max,1}$	$\xi_{1p}^{\min,1}$	μ_{1p}
Impianto 1	780	30	290	200	100	2	20500
Impianto 2	760	28	280	200	150	20	23000
Impianto 3	780	29	285	200	50	0	22000
Impianto 4	160	32	250	180	180	30	30000
Impianto 5	400	25	300	200	200	100	24000
Impianto 6	390	24	310	250	300	240	28000

Tabella 4.1: Parametri degli impianti di produzione di energia rinnovabile del primo produttore.

Si assume, inoltre, il parametro $\sigma_1^P = 3$.

Primo Produttore	P_{1r}	ρ_{1r}	ξ_{1r}^{\max}	ξ_{1r}^{\min}	$\xi_{1r}^{\max,1}$	$\xi_{1r}^{\min,1}$	μ_{1r}
Impianto 1	17	3	290	200	100	2	4000
Impianto 2	188	3	280	200	150	20	3500
Impianto 3	24	4	285	200	50	0	4000
Impianto 4	20	3	250	180	180	30	3000

Tabella 4.2: Parametri degli impianti di produzione di energia rinnovabile esclusi gli impianti eolici del primo produttore.

Primo Produttore	ρ_{1r}	ξ_{1r}^{\max}	ξ_{1r}^{\min}	$\xi_{1r}^{\max,1}$	$\xi_{1r}^{\min,1}$	μ_{1r}
Impianto 5	2	350	100	60	15	7000
Impianto 6	6	350	100	40	4	9000
Impianto 7	4	250	65	45	12	5000

Tabella 4.3: Parametri degli impianti eolici del primo produttore.

Per quanto riguarda la produzione degli impianti eolici del primo produttore, che varia nel tempo, a scopo illustrativo, vengono riportati nella seguente Tabella (4.4) i valori numerici delle produzioni dei tre impianti eolici nelle prime 10 ore.

t	P_{11t}	P_{12t}	P_{13t}
1	29	4	21
2	0	0	12
3	0	23	12
4	29	16	40
5	11	30	12
6	0	16	31
7	20	23	31
8	11	0	0
9	0	4	0
10	0	23	36

Tabella 4.4: Produzioni dei 3 impianti eolici del primo produttore nelle prime 10 ore.

Le Figure (4.1), (4.2) e (4.3) mostrano il grafico della produzione, rispettivamente, del primo, secondo e terzo impianto eolico del primo produttore nell'intervallo di tempo $[0, 720]$ ore.

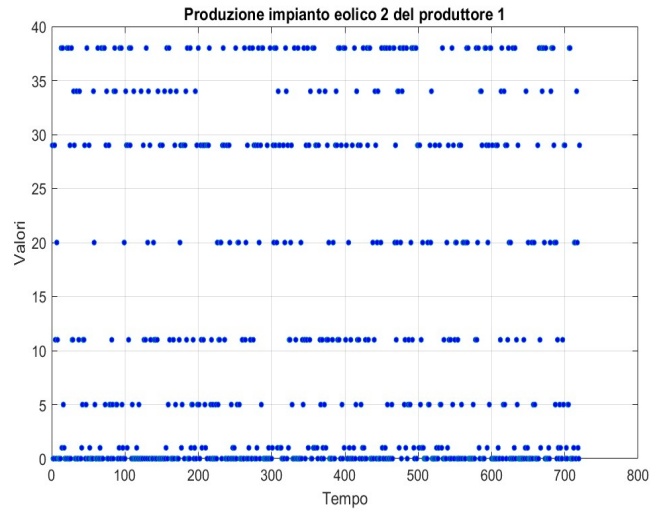


Figura 4.1: Produzione di energia dell'impianto 1 del primo produttore.

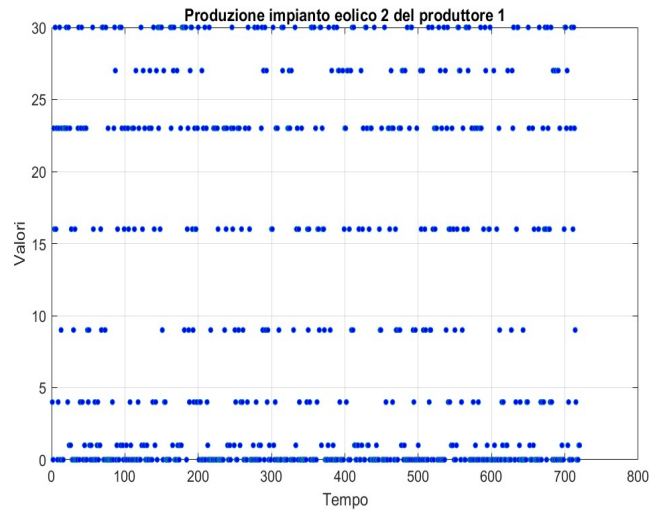


Figura 4.2: Produzione di energia dell'impianto 2 del primo produttore.

Nelle Figure (4.1), (4.2) e (4.3) si ha che le ordinate indicano la quantità di elettricità prodotta nell'impianto, i puntini in blu indicano la quantità di energia prodotta (sull'asse delle ordinate) nel momento temporale corrispondente (sull'asse delle ascisse). Si può notare, ad esempio, che negli intervalli in cui si ha una maggiore concentrazione di puntini blu, esclusi quelli presenti sull'asse delle ascisse, sono i periodi meno opportuni per effettuare la manutenzione, poiché non si avrebbe produzione di energia. Pertanto, si può affermare che i momenti migliori per eseguire la manutenzione sono gli intervalli in cui si ha

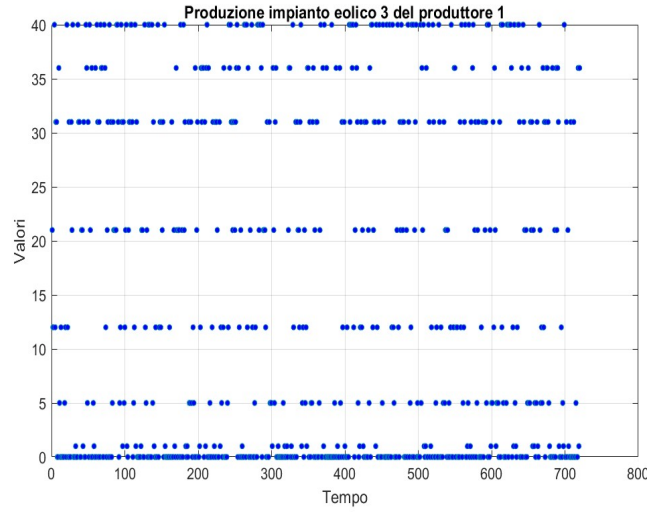


Figura 4.3: Produzione di energia dell'impianto 3 del primo produttore.

un numero ridotto di puntini blu.

Infine, si assume il parametro $\sigma_1^R = 5$.

Invece, per quanto riguarda il secondo produttore, si considerino i parametri mostrati in Tabella (4.5), (4.6) e (4.7). Si assume il parametro $\sigma_2^P = 5$.

Secondo Produttore	P_{2p}	ρ_{2p}	ξ_{2p}^{\max}	ξ_{2p}^{\min}	$\xi_{2p}^{\max,1}$	$\xi_{2p}^{\min,1}$	μ_{2p}
Impianto 1	2640	45	220	180	70	7	35000
Impianto 2	1980	42	260	200	92	30	32000
Impianto 3	760	29	280	210	80	10	20000
Impianto 4	780	30	295	250	95	30	22000
Impianto 5	960	31	275	200	146	50	25000
Impianto 6	500	15	330	280	100	2	18000
Impianto 7	350	6	220	180	150	20	20000
Impianto 8	750	10	190	160	50	0	28000
Impianto 9	750	12	200	160	180	30	22000
Impianto 10	780	13	195	140	200	100	23000

Tabella 4.5: Parametri impianti di produzione di energia non rinnovabile del secondo produttore.

Secondo Produttore	P_{2r}	ρ_{2r}	ξ_{2r}^{\max}	ξ_{2r}^{\min}	$\xi_{2r}^{\max,1}$	$\xi_{2r}^{\min,1}$	μ_{2r}
Impianto 1	43	1	220	180	70	7	2000
Impianto 2	220	3	260	200	92	30	4500

Impianto 3	1184	6	280	210	80	10	6000
Impianto 4	20	2	295	250	95	30	3000
Impianto 5	5	5	275	200	146	50	5500
Impianto 6	120	6	330	280	100	2	4000
Impianto 7	40	2	220	180	150	20	1500
Impianto 8	60	4	190	160	50	0	2200
Impianto 9	16	1	200	160	180	30	2400
Impianto 10	35	2	195	140	200	100	3100

Tabella 4.6: Parametri degli impianti di produzione di energia rinnovabile esclusi gli impianti eolici del secondo produttore.

Secondo Produttore	ρ_{2r}	ξ_{2r}^{\max}	ξ_{2r}^{\min}	$\xi_{2r}^{\max,1}$	$\xi_{2r}^{\min,1}$	μ_{2r}
Impianto 11	3	360	100	180	20	3000
Impianto 12	8	340	100	198	50	8000
Impianto 13	8	240	100	150	2	13000
Impianto 14	2	380	100	200	30	4000

Tabella 4.7: Parametri degli impianti eolici del secondo produttore.

con il parametro $\sigma_2^R = 8$.

Per quanto riguarda la produzione degli impianti eolici del secondo produttore, che varia nel tempo, in Tabella (4.8) sono riportati i valori numerici delle produzioni dei tre impianti eolici nelle prime 10 ore.

t	P_{21t}	P_{22t}	P_{23t}
1	54	48	0
2	18	27	100
3	8	12	0
4	0	90	0
5	60	27	77
6	2	90	0
7	18	69	0
8	2	0	30
9	8	0	0
10	46	0	100

Tabella 4.8: Produzioni dei 3 impianti eolici del secondo produttore nelle prime 10 ore

Le Figure (4.4), (4.5), (4.6) e (4.7) mostrano le produzioni degli impianti eolici del secondo produttore nell'intervallo di tempo $[0,720]$.

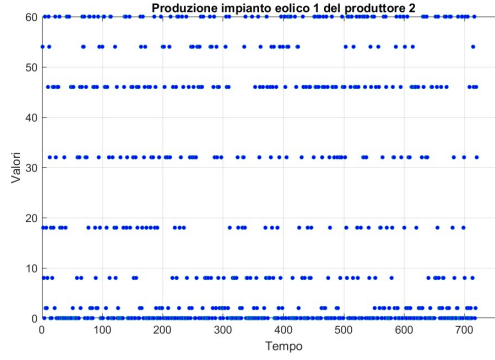


Figura 4.4: Produzione di energia nell'impianto 1 del secondo produttore.

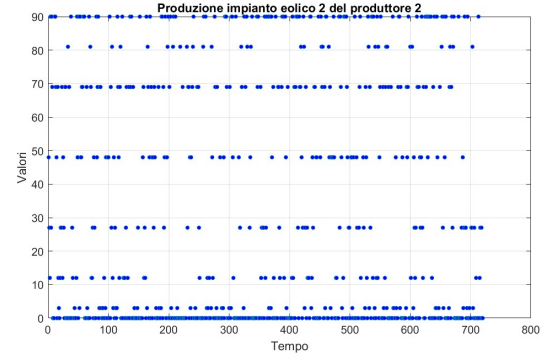


Figura 4.5: Produzione di energia nell'impianto 2 del secondo produttore.

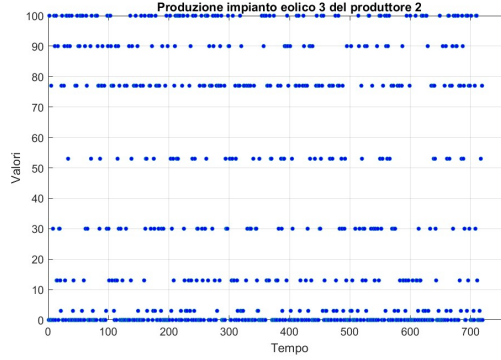


Figura 4.6: Produzione di energia nell'impianto 3 del secondo produttore.

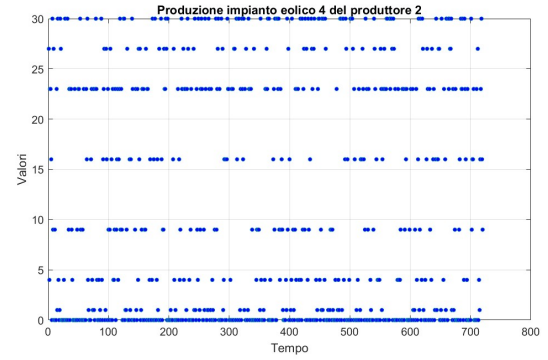


Figura 4.7: Produzione di energia nell'impianto 4 del secondo produttore.

Infine, in Tabella (4.9) è mostrato il prezzo dell'elettricità nelle prime 10 ore.

t	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
μ_t	380	378	378	381	382	381	383	385	385	387

Tabella 4.9: Prezzo dell'energia nelle prime 10 ore.

Il prezzo dell'elettricità nell'intervallo $[1, \dots, T]$ è riportato nel grafico mostrato in Figura (4.8). In questa figura, i pallini indicano il prezzo dell'elettricità al tempo corrispondente (sull'asse delle ascisse), evidenziando l'andamento caotico del prezzo. Si può osservare che il prezzo dell'elettricità attraversa periodi di crescita, decrescita e stabilità.

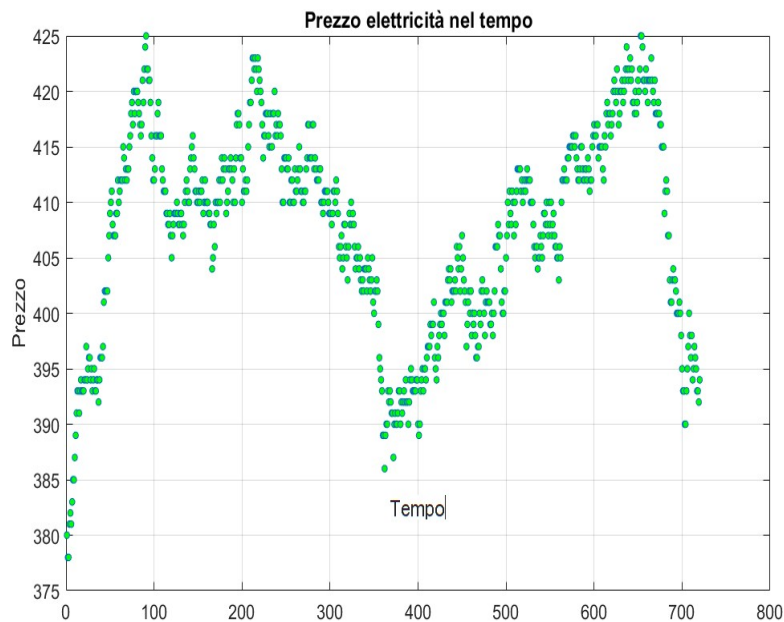


Figura 4.8: Prezzo elettricità nel tempo.

4.1.3 Risultati

Eseguendo il modello in CPLEX OPL IBM su un laptop dotato di sistema Windows 11 a 64 bit, con processore Intel(R) Core(TM) i5-10210U @ 1.60GHz 2.11 GHz e 8 GB di RAM con i suddetti dati, con un tempo di esecuzione di 40m 50s, per gli impianti non rinnovabili del primo produttore si ottengono le soluzioni mostrate nella Figura (4.9). In questa figura, ad ogni impianto è associato un colore diverso e le linee colorate indicano gli intervalli ottimali in cui effettuare la manutenzione nell'impianto corrispondente. In Tabella (4.10) sono invece riportati, per ogni impianto, gli intervalli ottimi di tempo in cui effettuare la manutenzione.

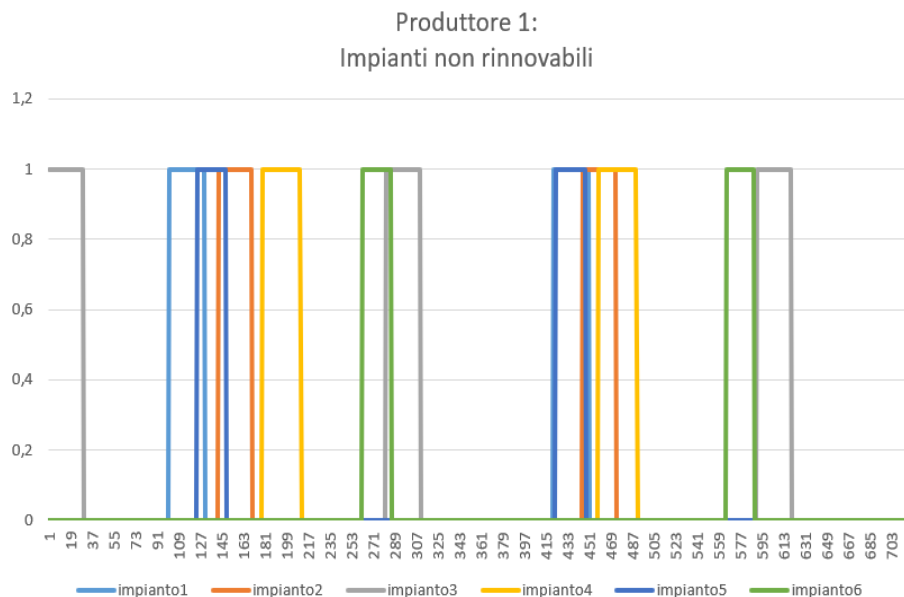


Figura 4.9: Grafico degli intervalli di tempo in cui i vari impianti di produzione di energia non rinnovabile del primo produttore sono in manutenzione.

Impianto 1	[101,130],[421,450]
Impianto 2	[142,169],[446,473]
Impianto 3	[1,29],[282,310],[591,619]
Impianto 4	[179,210],[459,490]
Impianto 5	[123,147],[423,447]
Impianto 6	[262,285],[565,588]

Tabella 4.10: Intervalli di tempo in cui gli impianti di produzione di energia non rinnovabile del primo produttore sono in manutenzione.

Analogamente, sono riportate in Figura (4.10) e in Tabella (4.11) le soluzioni ottime per gli impianti rinnovabili del primo produttore.

Impianto 1	[30,32],[283,285],[549,551]
Impianto 2	[29,31],[232,234],[439,441]
Impianto 3	[7,10],[226,229],[443,446]
Impianto 4	[72,73],[304,305],[540,541]
Impianto 5	[32,33],[380,381]
Impianto 6	[30,35],[372,377]
Impianto 7	[14,17],[236,239],[467,470]

Tabella 4.11: Intervalli di tempo in cui gli impianti di produzione di energia rinnovabile del primo produttore sono in manutenzione.

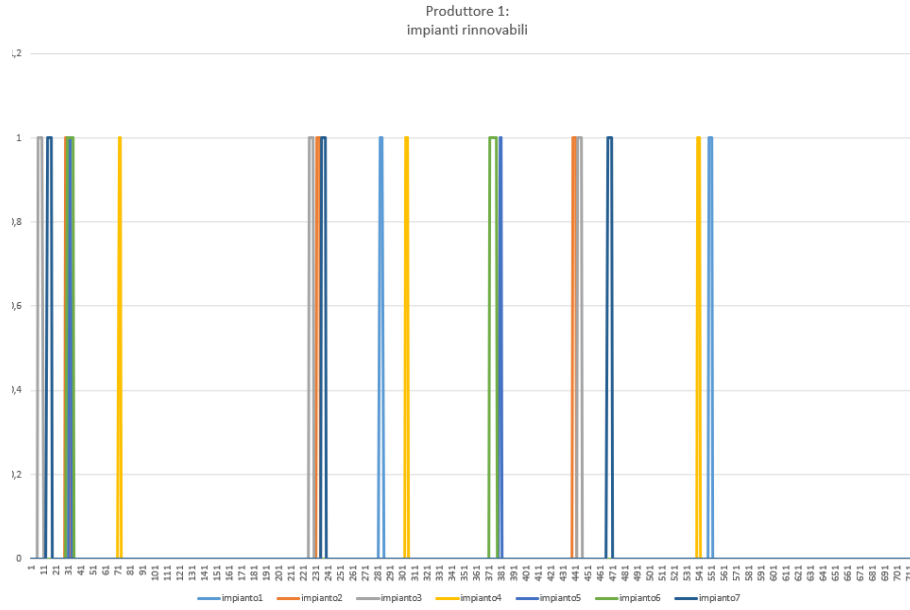


Figura 4.10: Grafico degli intervalli di tempo in cui i vari impianti di produzione di energia rinnovabile del primo produttore sono in manutenzione.

Per quanto concerne gli impianti non rinnovabili del secondo produttore, in Figura (4.11) sono mostrati graficamente gli intervalli migliori in cui effettuare le manutenzioni, mentre in Tabella (4.12) essi sono riportati numericamente.

Impianto 1	[47,91],[272,316],[526,570]
Impianto 2	[93,134],[419,460]
Impianto 3	[81,109],[395,423]
Impianto 4	[81,110],[396,425]
Impianto 5	[138,168],[443,473]
Impianto 6	[39,53],[378,392]
Impianto 7	[50,55],[269,274],[495,500]
Impianto 8	[12,21],[192,201],[379,388],[563,572]
Impianto 9	[99,110],[300,311],[511,522]
Impianto 10	[105,117],[313,325],[517,529]

Tabella 4.12: Intervalli di tempo in cui gli impianti di produzione di energia non rinnovabile del secondo produttore sono in manutenzione.

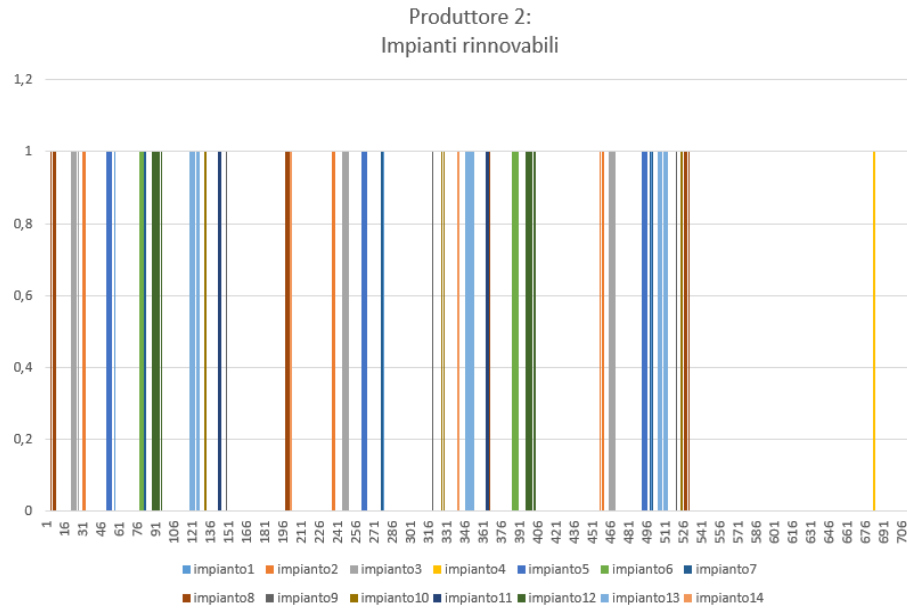


Figura 4.11: Grafico degli intervalli di tempo in cui i vari impianti di produzione di energia non rinnovabile del secondo produttore sono in manutenzione.

Analogamente, le soluzioni riguardanti gli impianti rinnovabili del secondo produttore sono riportate in Figura (4.12) e in Tabella (4.13).

Impianto 1	[59,59],[279,279],[500,500]
Impianto 2	[31,33],[237,239],[458,460]
Impianto 3	[22,27],[245,250],[465,470]
Impianto 4	[90,91],[387,388],[683,684]
Impianto 5	[51,55],[261,265],[492,496]
Impianto 6	[78,83],[385,390]
Impianto 7	[82,83],[277,278],[499,500]
Impianto 8	[5,8],[198,201],[363,366],[527,530]
Impianto 9	[149,149],[319,319]
Impianto 10	[131,132],[327,328]
Impianto 11	[142,144],[363,365]
Impianto 12	[88,95],[396,403]
Impianto 13	[119,126],[346,353],[505,512]
Impianto 14	[201,202],[339,340]

Tabella 4.13: Intervalli di tempo in cui gli impianti di produzione di energia rinnovabile del secondo produttore sono in manutenzione.

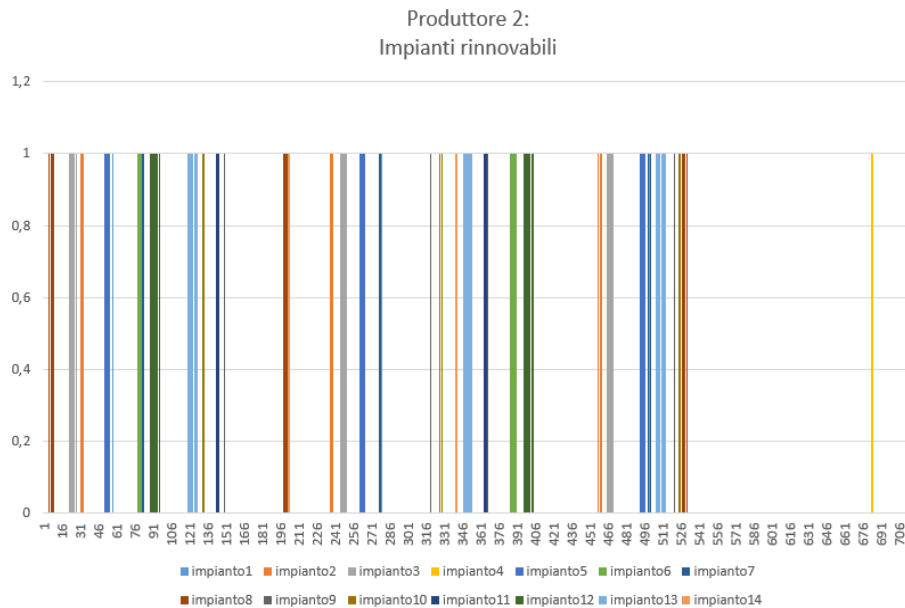


Figura 4.12: Grafico degli intervalli di tempo in cui i vari impianti di produzione di energia rinnovabile del secondo produttore sono in manutenzione.

4.2 Simulazione del secondo modello

In questa sezione implementeremo il secondo modello in MATLAB mostrando una sua semplice applicazione al fine di mostrare risultati intuitivi e chiari.

4.3 Il Software MATLAB

MATLAB (acronimo di MATrix LABoratory) è un ambiente di calcolo tecnico e un linguaggio di programmazione di alto livello sviluppato da MathWorks. È ampiamente utilizzato in ambito accademico, ingegneristico e scientifico per la sua capacità di facilitare l'analisi numerica, il calcolo scientifico e la visualizzazione dei dati. MATLAB consente agli utenti di eseguire operazioni matematiche complesse, implementare algoritmi, creare modelli di simulazione e sviluppare applicazioni.

Uno dei principali punti di forza di MATLAB è il suo vasto insieme di toolbox specializzati, che estendono le sue funzionalità di base e permettono di affrontare problemi specifici in vari campi, come l'elaborazione dei segnali, la statistica, l'ottimizzazione, la finanza computazionale, e tanto altro. Grazie alla sua sintassi intuitiva e alla capacità di gestire facilmente matrici e

array, MATLAB è particolarmente efficace nella risoluzione di problemi che coinvolgono grandi quantità di dati e operazioni matriciali. Inoltre, grazie alla sua integrazione con altri linguaggi di programmazione e ambienti di sviluppo, MATLAB offre una flessibilità significativa per l'implementazione e la condivisione di soluzioni innovative nel campo della ricerca e dell'industria.

In sintesi, MATLAB è uno strumento potente e versatile che supporta la ricerca scientifica e l'ingegneria, facilitando il processo di sviluppo e implementazione di soluzioni complesse attraverso un ambiente di programmazione intuitivo e ricco di funzionalità.

4.4 Dati in input

Ai fini dell'implementazione, si consideri il caso di:

- un produttore avente un impianto a carbone e un impianto eolico dotato di impianto di stoccaggio;
- un privato.

Siano dati i seguenti parametri in input:

- incentivo green $I_1 = 0.2$;
- carbon tax $T_1 = 0.3$;
- capacità massima dello storage dell'impianto eolico $Z_{11} = 30$;
- numero di turbine eoliche $g_{11} = 1$;
- limite dell'impianto di stoccaggio dell'impianto eolico $A_{11} = 20$;
- quantità iniziale di elettricità immagazzinata nell'impianto eolico $S_{11} = 22$;
- quantità minima di elettricità immagazzinata nell'impianto eolico dalla quale il produttore non può prelevare $\gamma_{11} = 8$;
- costo di gestione dell'impianto a carbone $c_{11}(x_{11t}) = 200 \quad \forall t = 1, \dots, 4$;
- costo di gestione dell'impianto eolico $c_{11}(x_{11t}) = 200 \quad \forall t = 1, \dots, 4$;

- costo di trasporto dell'elettricità dall'impianto a carbone $c_{111}(x_{111t}) = 0.005x_{111t}^2 + 1.5x_{111t} + 10$;
- costo di trasporto dell'elettricità dall'impianto eolico $c_{111}(x_{111t}) = 0.005x_{111t}^2 + 1.5x_{111t} + 10$;
- produzione massima dell'impianto a carbone $P_{11} = 780$;
- costo di acquisto del carbone per produrre un'unità di elettricità nell'impianto a carbone $\bar{\lambda}_{11} = 0.7$;

e inoltre in Tabella (4.14) sono riportati il prezzo dell'energia, produzione prevista dell'impianto eolico, produzione effettiva dell'impianto eolico, domanda del privato nelle 6 ore prese in esame.

	μ_t	P_{11t}	\bar{P}_{11t}	d_{1t}
$t = 1$	391	38	38	70
$t = 2$	393	0	0	70
$t = 3$	394	71	71	70
$t = 4$	393	54	54	70
$t = 5$	390	48	48	70
$t = 6$	388	66	66	70

Tabella 4.14: Rispettivamente: prezzo dell'energia, produzione prevista dell'impianto eolico, produzione effettiva dell'impianto eolico, domanda del privato nelle 6 ore prese in esame.

Infine, tutti i parametri non dichiarati sono da considerarsi nulli.

4.5 Risultati

Eseguendo il modello in MATLAB su un laptop dotato di sistema Windows 11 a 64 bit, con processore Intel(R) Core(TM) i5-10210U @ 1.60GHz 2.11 GHz e 8 GB di RAM con i suddetti dati, con un tempo di esecuzione di 740.51s, si ottengono i dati riportati nella Tabella (4.15).

	x_{111t}^*	x_{111t}^*	y_{11t}^*	\bar{y}_{11t}^*	s_{11t}^*
$t = 1$	38	32	0	6	28
$t = 2$	50	20	20	0	8
$t = 3$	12.19	57.81	0	13.19	21.19
$t = 4$	12.34	57.66	3.66	0	17.53
$t = 5$	12.47	57.53	9.53	0	8
$t = 6$	4	66	0	0	8

Tabella 4.15: Quantità ottimali.

Si esegua nuovamente il programma con gli stessi dati in input ma riducendo a zero la carbon tax $T_1 = 0$ e l'incentivo statale $I_1 = 0$, ottenendo le quantità ottimali indicate nella Tabella (4.16).

	x_{111t}^*	x_{111t}^*	y_{11t}^*	\bar{y}_{11t}^*	s_{11t}^*
$t = 1$	38	32	0	6	28
$t = 2$	50	20	20	0	8
$t = 3$	15.6	54.4	0	16.6	24.6
$t = 4$	15.7	54.3	0.3	0	24.3
$t = 5$	15.8	54.2	0	0	18.1
$t = 6$	15.9	54.1	0	11.9	30

Tabella 4.16: Quantità ottimali per $I_1 = 0$ e $T_1 = 0$.

È interessante notare come, annullando la carbon tax e l'incentivo statale, quindi di fatto annullando l'interesse ambientale, la quantità totale di energia venduta dall'impianto a carbone del produttore aumenti del 17.05% e di conseguenza le emissioni di gas serra.

4.5.1 Rilevanza degli incentivi green e carbon tax

Eseguendo nuovamente il programma, con carbon tax $T_1 = 0$ e incentivo statale $I_1 = 0.3$, si ottengono i valori ottimali riportati nella Tabella (4.17).

Mentre, se si annulla l'incentivo statale ($I_1 = 0$) e si pone $T_1 = 0.3$, si ottengono le soluzioni riportate nella Tabella (4.18).

	x_{111t}^*	x_{112t}^*	y_{11t}^*	\bar{y}_{11t}^*	s_{11t}^*
$t = 1$	38	32	0	6	28
$t = 2$	50	20	20	0	8
$t = 3$	12.22	57.78	13.22	0	21.22
$t = 4$	12.35	57.65	3.62	0	17.6
$t = 5$	12.44	57.56	9.6	0	8
$t = 6$	5.11	64.89	0	1.12	9.12

Tabella 4.17: Quantità ottimali per $I_1 = 0.3$ e $T_1 = 0$.

	x_{111t}^*	x_{112t}^*	y_{11t}^*	\bar{y}_{11t}^*	s_{11t}^*
$t = 1$	38	32	0	6	28
$t = 2$	50	20	20	0	8
$t = 3$	12.22	57.78	13.22	0	21.22
$t = 4$	12.35	57.65	3.62	0	17.6
$t = 5$	12.44	57.56	9.6	0	8
$t = 6$	5.11	64.89	0	1.12	9.12

Tabella 4.18: Quantità ottimali per $I_1 = 0$ e $T_1 = 0.3$.

Si osserva che i valori ottimali delle due situazioni analizzate sono identici e che quindi la politica degli incentivi statali è equivalente alla politica della carbon tax.

In conclusione, si può affermare che, nonostante questa sia una modellizzazione estremamente semplificata di una situazione reale, non emergono differenze significative tra l'effetto dell'incentivo statale e quello della carbon tax. Pertanto, ai fini della sostenibilità, è sufficiente adottare almeno una di queste due misure per ottenere risultati positivi.

4.5.2 Rilevanza delle caratteristiche dello storage

Rieseguendo il programma con i dati iniziali ma dimezzando le caratteristiche dello storage, $Z_{11} = 15$, $S_{11} = 11$, $A_{11} = 10$ e $\gamma_{11} = 4$, si trovano i valori ottimali riportati nella Tabella (4.19). Si noti che, con questi dati di input, la produzione dell'impianto a carbone aumenta del 5.43%, così come le emissioni di gas serra. Dopo 6 ore, la quantità di elettricità immagazzinata è di 4 MW, a differenza del primo caso in cui era di 8 MW.

	x_{111t}^*	x_{112t}^*	y_{11t}^*	\bar{y}_{11t}^*	s_{11t}^*
$t = 1$	35	35	0	3	14
$t = 2$	60	10	10	0	4
$t = 3$	9	61	0	10	14
$t = 4$	13.87	56.13	2.13	0	11.87
$t = 5$	14.13	55.87	7.87	0	4
$t = 6$	4	66	0	0	4

Tabella 4.19: Quantità ottimali per $Z_{11} = 15$, $S_{11} = 11$, $A_{11} = 10$ e $\gamma_{11} = 4$.

Mentre, se si considera il caso iniziale rimuovendo però l'impianto di immagazzinamento, si ottengono le soluzioni riportate nella Tabella (4.20). In

	x_{111t}^*	x_{112t}^*	y_{11t}^*	\bar{y}_{11t}^*	s_{11t}^*
$t = 1$	32.3	37.7	0	0	0
$t = 2$	69.5	0.5	0	0	0
$t = 3$	0	70	0	0	0
$t = 4$	15.8	54.2	0	0	0
$t = 5$	21.95	48.05	0	0	0
$t = 6$	4.24	65.76	0	0	0

Tabella 4.20: Quantità ottimali.

questo caso, si registra un incremento dell'11,23% nella produzione di energia da fonti non rinnovabili, con conseguente aumento delle emissioni di carbonio. Inoltre, è importante notare che, senza l'impianto di stoccaggio, alla fine della simulazione non si ha elettricità immagazzinata, diversamente dal caso iniziale in cui si disponeva di 8 MW. Questa situazione rappresenta una perdita significativa per il produttore.

Infine, se dei valori iniziali si dimezza solo il limite dell'impianto di stoccaggio e la quantità minima di elettricità immagazzinata dalla quale il produttore non può prelevare, $A_{11} = 10$ e $\gamma_{11} = 4$, si trovano i valori ottimali riportati nella Tabella (4.21).

	x_{111t}^*	x_{112t}^*	y_{11t}^*	\bar{y}_{11t}^*	s_{11t}^*
$t = 1$	24	46	8	0	14
$t = 2$	60	10	10	0	4
$t = 3$	9	61	0	10	14
$t = 4$	13.87	56.13	2.13	0	11.87
$t = 5$	14.13	55.87	7.87	0	4
$t = 6$	4	66	0	0	4

Tabella 4.21: Quantità ottimali.

Si può osservare che, in questo caso, l'energia prodotta da fonti non rinnovabili si riduce del 3,87% ma dopo le 6 ore avremo solo 4MW di energia prodotta da fonti rinnovabili a differenza degli 8MW del primo caso. Perciò il produttore, dopo le 6 ore, dovrà produrre necessariamente più energia per compensare questa differenza.

Capitolo 5

Conclusioni

In questa tesi è stato sviluppato un modello di ottimizzazione per la gestione della produzione, dello stoccaggio e della distribuzione dell'energia elettrica in un sistema che coinvolge sia produttori che privati. Il modello matematico è stato formulato utilizzando una serie di vincoli che regolano le quantità di energia prodotta, immagazzinata e venduta, garantendo che le operazioni rimanessero entro i limiti fisici e operativi degli impianti.

Il modello sviluppato considera vari aspetti chiave della compravendita e della gestione energetica:

- **produzione di energia** da fonti rinnovabili e non rinnovabili, considerando la variabilità delle prime;
- **stoccaggio di energia** tramite varie tipologie di storage, quali batterie al litio, a idrogeno, ecc.;
- **possibilità di acquisto e vendita di energia** da parte dei produttori e dei privati;
- **limiti fisici** come la capacità di ricarica e prelievo delle batterie o la capacità della rete elettrica pubblica;
- **interessi ambientali**, come la carbon tax e gli incentivi statali green.
- **fluttuazioni delle produzioni previste** degli impianti eolici e fotovoltaici;
- **necessità delle manutenzioni** degli impianti energetici.

5.1 Sviluppi futuri

Nonostante il modello sviluppato intenda offrire una solida base per la gestione energetica, ci sono diversi aspetti che possono essere ulteriormente sviluppati e migliorati:

- **dinamiche di mercato:** includere le dinamiche di mercato, come le variazioni dei prezzi dell'energia e le strategie di offerta e domanda, potrebbe rendere il modello più realistico e applicabile a scenari di mercato aperto.
 - *esempio:* simulare scenari di mercato con differenti politiche di pricing per valutare l'impatto sulla stabilità economica e operativa del sistema;
- **ulteriori sistemi energetici:** integrare il modello con altri sistemi energetici, come il riscaldamento e il trasporto, potrebbe offrire una visione più olistica e integrata della gestione energetica.
 - *esempio:* implementare la gestione del calore prodotto da impianti di cogenerazione per sfruttare al meglio l'energia disponibile;
- **trader di elettricità:** aggiungere al modello un terzo protagonista che possa vendere e acquistare da produttori e privati al fine di guadagnare da questa compravendita sfruttando la variabilità del prezzo dell'elettricità.
 - *esempio:* simulare l'inclusione di trader nel sistema per analizzare come le loro strategie di trading influenzano la stabilità dei prezzi e la distribuzione dell'energia;
- **investimenti e ammortamenti:** considerare i costi di investimento e ammortamento delle infrastrutture energetiche e degli impianti di stoccaggio.
 - *esempio:* Valutare scenari di investimento in nuove tecnologie di storage e calcolare i tempi di ritorno dell'investimento;
- **maggior partecipazione dei privati:** aggiungere la possibilità dei privati di vendere l'elettricità immagazzinata e non solo quella prodotta sul momento.

- *esempio*: simulare un sistema in cui i privati possono partecipare attivamente al mercato energetico, analizzando i benefici economici e ambientali;
- **gestione dei veicoli elettrici**: integrare la gestione degli impianti di ricarica per i veicoli elettrici, ottimizzando la loro distribuzione e utilizzo.
 - *esempio*: sviluppare modelli per ottimizzare la localizzazione delle stazioni di ricarica e la gestione delle ricariche in base alla domanda.

5.2 Punti di forza del modello

Il modello sviluppato presenta diversi punti di forza che lo rendono un valido strumento per la gestione energetica:

- **flessibilità**: il modello è in grado di adattarsi a diverse configurazioni di impianti e tipi di energia, rendendolo applicabile a una vasta gamma di scenari;
- **integrazione di fonti rinnovabili**: considera la variabilità delle fonti rinnovabili, permettendo una gestione ottimale che massimizza l'uso di energia pulita;
- **gestione intelligente dello storage**: ottimizza l'uso dei sistemi di storage, garantendo una gestione efficiente delle risorse energetiche;
- **scalabilità**: può essere ampliato per includere nuovi elementi e dinamiche del sistema energetico, come nuovi attori del mercato o tecnologie emergenti;
- **supporto decisionale**: fornisce un supporto solido per le decisioni strategiche riguardanti la produzione, lo stoccaggio e la distribuzione dell'energia.

5.3 Considerazioni finali

Questa tesi propone un modello progettato per ottimizzare la gestione delle risorse energetiche, migliorando al contempo la sostenibilità ambientale. Tuttavia, come ogni modello, esso può essere ulteriormente raffinato e ampliato per

affrontare le sfide future del settore energetico. Con l'integrazione delle nuove tecnologie e l'adattamento alle dinamiche di mercato in continua evoluzione, il modello può diventare uno strumento ancora più potente per supportare la transizione verso un sistema energetico più verde e resiliente.

Bibliografia

- [1] Monica Gabriela Cojocaru Patrizia Daniele Anna Nagurney, Zugang Liu. Dynamic electric power supply chains and transportation networks: An evolutionary variational inequality formulation. *Transportation Research Part E: Logistics and Transportation Review*, 2007.
- [2] Zugang Liu Dmytro Matsypura, Anna Nagurney. Modeling of electric power supply chain networks with fuel suppliers via variational inequalities. *International Journal of Emerging Electric Power Systems*, 2007.
- [3] Kamel M. El-Sayed A. Climatic changes and their role in emergence and re-emergence of diseases. *Environ Sci Pollut Res Int.*, 2020.
- [4] Mannucci PM. Franchini M. Impact on human health of climate changes. *Eur J Intern Med.*, 2015.
- [5] Benjamin F. Hobbs. Optimization methods for electric utility resource planning. *European journal of operational reserarch*, 1994.
- [6] Alberti Mauro. Politiche e strumenti di sostegno allo sviluppo delle fonti di energia rinnovabili. casi di studio in paesi dell'unione europea.
- [7] Jeremy Rifkin. La terza rivoluzione industriale. *Edizioni Mondadori*, 2011.
- [8] Manning M Chen Z Marquis M Averyt K Tignor M Miller H Solomon S, Qin D. Climate change. *IPCC fourth assessment report*.
- [9] Centracchio Valeria. Il ruolo del suolo nel ciclo del carbonio ed il cambiamento climatico. 2018.