

Tesi di Laurea di Alberoni Andrea

“I modelli energetici come strumento per politiche Net-Zero”

Extended Abstract

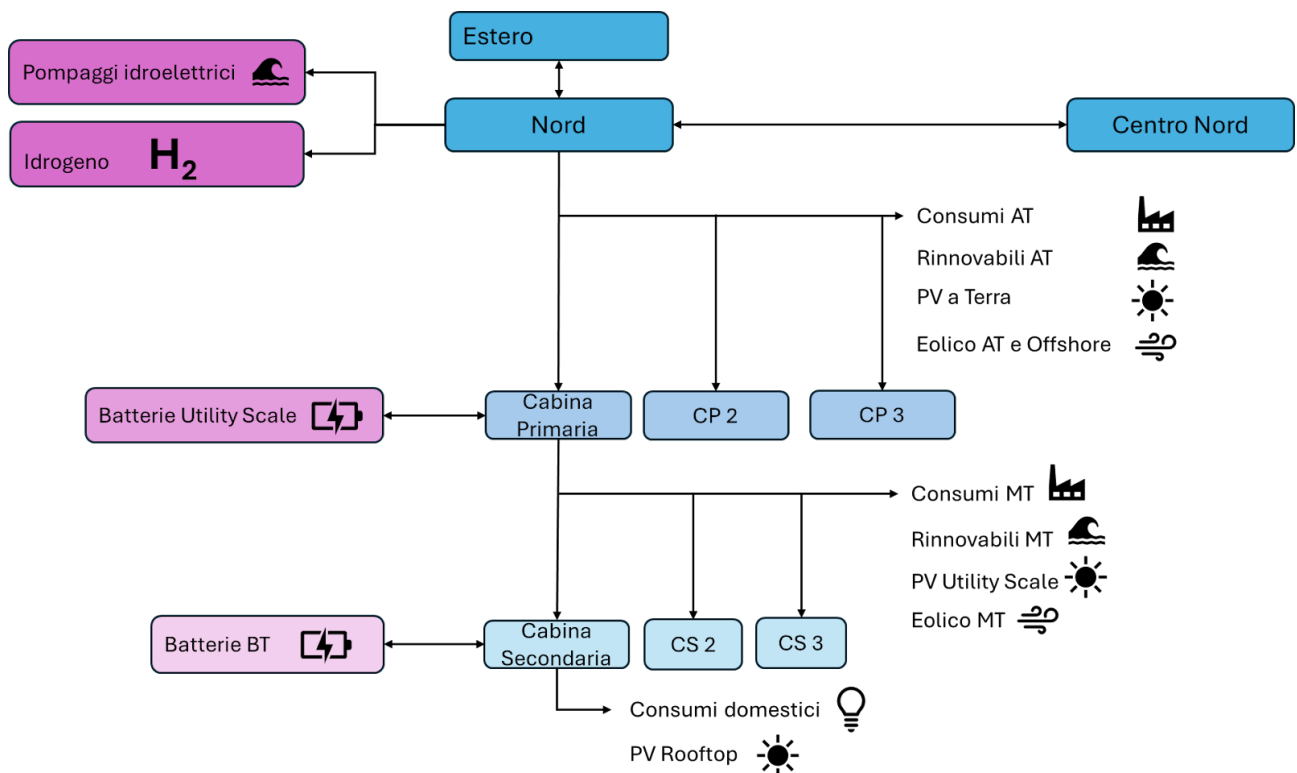
Negli ultimi anni la velocità e le conseguenze del cambiamento climatico in atto hanno convinto i governi di molti Paesi del mondo a muoversi per attuare una transizione energetica che diminuisca la dipendenza da combustibili fossili. Questo ha aggiunto un ulteriore livello di difficoltà nell'intraprendere politiche in ambito energetico, già di loro natura molto complicate. Esse, infatti, riguardano investimenti con un orizzonte temporale decennale e con conseguenze difficili da prevedere ramificate in tanti altri ambiti. Negli anni, per aiutare il decisore politico si è affermato l'utilizzo di uno strumento a supporto, quello dei modelli di simulazione. Essi permettono di simulare l'evoluzione di un certo sistema energetico, riuscendo così ad anticipare alcune tendenze che definiranno il futuro e a quantificare l'ordine di grandezza di alcuni fenomeni. Questo lavoro si pone l'obiettivo di sviluppare un nuovo modello della rete elettrica italiana, da utilizzare poi per la definizione di politiche in ambito energetico che abbiano come obiettivo ultimo quello di decarbonizzare l'economia italiana assicurando allo stesso tempo un equilibrio di rete. In particolare, nella rappresentazione della rete elettrica si è lavorato per incorporare una caratterizzazione che differenzia tra livelli di tensione, un elemento spesso trascurato dai modelli attuali ma che diventerà cruciale nella rete a generazione distribuita del futuro. Il modello viene poi utilizzato per analizzare quattro tematiche di interesse, cercando di capire quale potrebbe essere l'impatto di alcune specifiche politiche. In questa maniera si mostra l'utilizzo potenziale del modello, che permette di stimare i benefici ed i costi delle diverse politiche testate, così da poter identificare quelle migliori da attuare.

I primi due capitoli sono costituiti dall'introduzione che permetta di contestualizzare la necessità per una transizione energetica che diminuisca la dipendenza da fonti fossili e dalla definizione formale di che cosa sia un modello energetico e una presentazione dello stato dell'arte di questa branca di ricerca. Essi sono nati a metà degli anni '70, a seguito della prima grande crisi petrolifera, che rese cosciente il mondo sull'importanza del fattore energetico nelle economie moderne. Da allora sono cambiati molto, incentrandosi sempre di più sull'aspetto ambientale, che oggi è forse il principale motivo del loro utilizzo. Secondo la letteratura corrente un modello energetico è una rappresentazione matematica del sistema reale che ha come scopo la fornitura di energia ad un determinato soggetto. Tali modelli vengono tipicamente utilizzati per descrivere, analizzare e risolvere problematiche reali legate ai sistemi energetici. Essi consentono infatti di simulare come cambia lo scenario futuro al variare delle assunzioni di partenza che vengono fatte, permettendo di avere una visione più completa sull'evoluzione del sistema. Un aspetto cruciale fin dalla loro nascita però riguarda l'utilizzo di tali sistemi, che essendo rappresentazioni della realtà sono per loro natura limitati. Essi non possono essere utilizzati con lo scopo di ottenere un risultato sicuro, nella forma di un valore numerico definitivo che sia predizione esatta del futuro. L'utilità concreta dei modelli emerge quando si cerca di capire meglio il sistema nella sua interezza, indagando le relazioni che intercorrono tra i diversi elementi del sistema e la realizzazione di molteplici simulazioni, che permettono di cogliere l'influenza che una certa variabile di input può avere sui risultati finali, tramite i cosiddetti “what-if scenarios”. Tutto questo non deve avere la superbia di determinare un valore ottimale da cercare di ricreare in maniera pedissequa nella realtà, ma piuttosto di individuare quali ordini di grandezza possiedono certi fenomeni.

Nel terzo capitolo è presentata nel dettaglio la situazione del settore elettrico italiano, per permettere di contestualizzare le simulazioni che ne verranno poi fatte. In esso si mostra innanzitutto come gli obiettivi di una riduzione del 55% delle emissioni climalteranti entro il 2030 e poi declinati per settori

nel PNIEC (Piano Nazionale Integrato del Clima e dell'Energia) appaiano lontani dalla realizzazione. Tale target infatti richiede di abbattere le emissioni a circa 270 Mton di CO₂, rispetto ai 413 di oggi ma il trend attuale non sta rispettando le previsioni del PNIEC del 2019 e appare difficile immaginare rispetti quelle ancora più stringenti dell'aggiornamento al Piano realizzato nel 2024. Oggi, quindi, se si vuole rispettare l'impegno preso in sede internazionale la situazione è di chiara emergenza e questo è dovuto ai lentissimi progressi del decennio precedente. Se si guarda all'installazione di fonti rinnovabili, infatti, dopo un picco di quasi 10 GW/anno nel 2011 grazie ai forti incentivi statali, il settore è stato fortemente stagnante per il resto del decennio, con scarsi risultati. Tuttavia, negli ultimi anni il settore elettrico ha ripreso un grande fermento, che ha portato nuovamente ad installazioni record di impianti eolici e fotovoltaici. Questo, data la natura variabile ed aleatoria di queste fonti, unita alla concentrazione di risorsa naturale in alcuni luoghi del Paese, ha richiesto un adeguamento della rete elettrica a tutto tondo. Si associano così grandi cambiamenti anche nella necessità di nuove linee di trasmissione, di impianti di accumulo, di sistemi di flessibilizzazione. Se si vuole governare attraverso politiche virtuose questo momento di importante transizione è necessario disporre di strumenti che permettano una valutazione dell'evoluzione del sistema nel suo complesso, andando ad integrare i diversi aspetti tra loro. Per questo motivo torna centrale lo strumento del modello di simulazione, che permette di simulare ed analizzare il sistema elettrico nel suo complesso, così da cogliere vantaggi e svantaggi delle diverse tecnologie integrate tra loro e non solamente valutandole una ad una.

Dopodiché il grosso della tesi è costituito da due capitoli che rappresentano il lavoro sostanziale ed originale di questa tesi. Nel quarto si va a descrivere nel dettaglio come è stato realizzato il modello di simulazione. Esso è stato implementato su Python tramite la programmazione ad oggetti ed è descrivibile come un modello di equilibrio di tipo bottom-up.



In figura è riportata una rappresentazione schematica del suo funzionamento, che incorpora essenzialmente quattro aspetti importanti. Il primo è una rappresentazione per livelli di tensione, così da descrivere la rete differenziando tra ciò che è in bassa, media ed alta tensione. Per fare ciò sono stati creati oggetti differenti con attributi e metodi differenti, ciascuno rappresentativo delle caratteristiche

di quel livello di tensione. In particolare, il livello di bassa tensione è rappresentato dalla cabina secondaria, a cui sono allacciati i consumi domestici e gli impianti fotovoltaici di tipo rooftop. Il livello di media tensione è invece rappresentato dalle cabine primarie, a cui sono allacciate le industrie che consumano in media tensione e gli impianti di generazione compresi tra i 200 kW e i 10 MW, comprensivi di fotovoltaico, eolico, idroelettrico e biomasse. Infine, l'alta tensione è rappresentata dalla 7 zone di mercato in cui Terna divide la rete elettrica, e ciascuna ha il suo corrispettivo di consumi industriali e impianti di produzione di grossa taglia, sempre per fotovoltaico, eolico, idroelettrico e biomasse. Questa rappresentazione della rete concentrandosi anche sulla bassa tensione rappresenta l'elemento di maggior innovazione di questo lavoro, in quanto è molto raro trovare modelli che incorporano questo aspetto. Tuttavia, con l'aumentare della penetrazione di rinnovabili è fondamentale andare a cogliere gli effetti della generazione distribuita, cosa che molti modelli ad oggi non sono in grado di fare e proprio per questo motivo si è scelto di realizzare un nuovo modello in maniera autonoma. Dopodiché entra in gioco il secondo aspetto, ovvero la riproduzione dei consumi e della produzione di ciascun elemento così da realizzare un primo bilancio per verificare se l'energia prodotta è sufficiente. Questo viene fatto usando i dati reali forniti da Terna che sono stati differenziati sia per livello di tensione che per regione geografica. Il terzo elemento che entra in gioco sono gli accumuli che sono di quattro tipi differenti: batterie retail (operanti in bassa tensione), batterie utility-scale (media tensione), pompaggi idroelettrici (alta tensione), power-to-H₂ (alta tensione). Questi possono accumulare o cedere energia nei limiti della loro potenza di carica e scarica e secondo un valore di efficienza di round trip che differenzia le varie tecnologie. Se neanche questi fossero sufficienti si sfrutterà la possibilità di trasmettere energia tra le diverse zone, così da bilanciare quelle in eccesso con quelle in difetto. Infine, l'ultimo elemento considerato è la possibilità di ricevere elettricità dalle frontiere estere.

Il modello è costruito per simulare un anno completo, lavorando ad un livello orario, che è l'intervallo temporale minimo da avere quando si lavora con fonti variabili come le rinnovabili. Per limiti computazionali è impossibile simulare tutte le oltre quattrocentomila cabine secondarie e primarie; perciò, si è realizzata una rappresentazione schematica, in cui ad ogni zona di mercato sono associate 4 cabine primarie che a loro volta hanno 4 cabine secondarie. In questo modo il numero di oggetti simulati è un totale di 147. Il modello è stato testato riproducendo l'anno 2023, dimostrando la bontà del suo funzionamento, che è in grado di produrre diversi valori di output riproducendo i risultati ottenuti nella realtà, come mix di generazione, emissioni complessive, costo dell'elettricità, ore di sovrapproduzione fotovoltaica, ore di inversione del flusso della cabina primaria.

Una volta costruito il modello, esso viene utilizzato per studiare l'applicazione di alcune politiche, sfruttando la possibilità di elaborare simulazioni per individuare costi e benefici di ciascuna politica. Oltre a fare ciò è stato anche condotto uno scenario di riferimento, che permette di avere un termine di confronto per capire la bontà delle politiche messe in atto. Per queste comparazioni è necessario condurre anche un'analisi economica, che viene svolta utilizzando la metodologia SLCOTE (System Levelized Cost Of Timely Electricity), che permette di comparare il costo del sistema nel suo complesso. In particolare sono state studiate 4 diverse politiche energetiche, che vengono descritte di seguito.

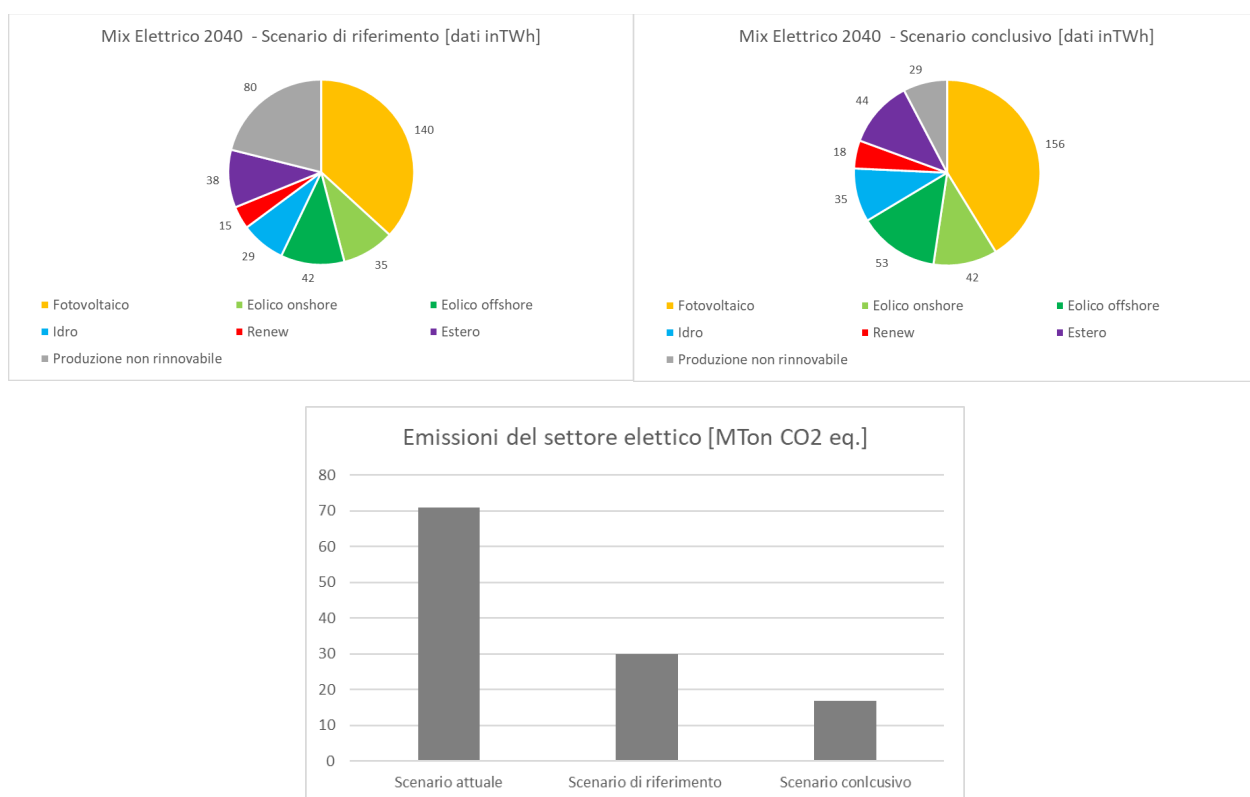
1. Grande importanza all'interno di una transizione verso le energie rinnovabili la possiede la distribuzione geografica di tali impianti, vista la dipendenza dalla risorsa naturale. Ad oggi il mercato mostra una domanda molto più elevata per impianti nel meridione e nelle isole, ma questo è problematico perché creerà dei colli di bottiglia nella trasmissione, che porteranno ad un grande quantitativo di energia che dovrà essere tagliata poiché in eccesso. Si sono quindi simulati diverse possibili disposizioni geografiche: una indice della domanda di mercato attuale ottenuta dalle domande di connessione presentate, quella prevista da Terna e quella ottimale per minimizzare gli eccessi. Attraverso diverse simulazioni si è osservato come una distribuzione più equa porta a diminuire l'overgeneration da 100 a 66 TWh. Per fare ciò sarà

necessario riconoscere le importanti differenze geografiche esistenti in Italia, andando quindi a remunerare attraverso i meccanismi di mercato e le aste statali in maniera differente gli impianti installati in zone differenti. Questa disposizione ottimale, tuttavia, può risultare invisa ad alcune comunità locali che percepirebbero il loro territorio come oltremodo sfruttato. Un esempio di ciò si sta verificando in Sardegna, dove la transizione energetica sta venendo sempre più osteggiata. Una volta trovata la sistemazione ottimale si è simulata una nuova disposizione, che introduca un limite sulla percentuale che ciascuna regione può sostenere. Questo ha permesso di individuare il maggior costo da sostenere in solo l'1.2% in più. Di conseguenza si è evidenziato come venire incontro a questo risentimento sociale è possibile allontanandosi poco dal punto di ottimo e accettare un sistema leggermente meno efficiente.

2. Un secondo tema di importanza è quello delle interconnessioni con l'estero, che possono rappresentare un'opportunità importante per l'Italia. Oggi a livello europeo si stanno ponendo obiettivi solo in termini di aumento della potenza scambiabile, senza guardare in maniera dettagliata al tipo di energia scambiata. Si è quindi simulato due sistemi, uno con il solo aumento della potenza scambiata oggi e uno in cui l'energia scambiata rimanga complessivamente la stessa ma aumenti l'integrazione stagionale. Il secondo è risultato nettamente più efficiente, andando a ridurre la congestione sulle linee di trasmissione esteree ma anche nazionali e di conseguenza anche l'energia in eccesso. Questo ha dimostrato come i benefici maggiori in termine di costo si ottengono non tanto con un aumento delle importazioni ma con una integrazione e una corretta programmazione. In particolare, le sinergie che possono essere maggiormente sfruttate sono quelle nella frontiera Nord con i Paesi che utilizzano centrali nucleari, che permettono di importare durante le ore notturne, quando il fotovoltaico non produce. Assieme a queste anche la stagionalità dell'eolico e del fotovoltaico che porteranno Nord e Sud Europa ad avere eccessi di produzione in stagioni differenti può diventare molto importante e rendere l'Italia un ponte energetico.
3. È stata poi analizzata la possibilità di aumentare la flessibilità della rete, attraverso due diverse politiche. La prima riguarda l'incentivazione uno spostamento dei consumi domestici in maniera da favorirlo durante le ore di produzione del fotovoltaico. Andando a simulare lo spostamento di una parte piccola ma significativa, circa il 15%, dei consumi domestici, questo permette di diminuire la richiesta e l'utilizzo di sistemi di accumulo, che seppur in grande evoluzione tecnologica oggi sono ancora costosi. Si è dimostrato come un sistema del genere è economicamente sostenibile e offre vantaggi che possono essere molto superiori ai costi. È stata poi testata una seconda politica, relativa alle potenzialità del Vehicle-to-Grid. In essa si è immaginato di sovvenzionare i veicoli elettrici per rappresentare un accumulo aggiuntivo alla rete di bassa tensione. In questo caso invece i benefici attesi sono stati inferiori rispetto ai costi stimati, e di conseguenza appare una politica difficilmente percorribile. Questo avviene per due motivazioni distinte: nel Sud, essendo la domanda limitata, le batterie presenti sono già più che sufficienti a coprire il fabbisogno, mentre nel Nord le rinnovabili superano la domanda solo nelle ore centrali delle giornate estive e quindi l'utilizzo di sistemi di accumuli in bassa tensione è limitato. Andare ad aumentare questa tipologia di accumuli, quindi, non appare una strategia economicamente vantaggiosa.

4. Infine, è stato testato l'introduzione dell'idrogeno all'interno della rete elettrica come forma di stoccaggio. Nelle simulazioni precedenti si era lavorato infatti solo con batterie e sistemi di pompaggio idroelettrico, mentre per queste simulazioni si è ipotizzato di introdurre questa tecnologia di accumulo. Essendo ancora molto distante dalla maturità tecnologica è difficile conoscere le caratteristiche tecniche ed economiche, e perciò si sono testati diversi valori di efficienza di round trip, a partire dal 35% attuale fino ad un ipotetico 65%. Si è mostrato come un suo utilizzo può essere efficiente solo nel Sud del Paese e nelle Isole, dove la quantità di elettricità in eccesso, specialmente in alta tensione per via dell'eolico onshore ed offshore, è consistente. Esso permette di abbattere l'overgeneration da rinnovabili in queste regioni e di alleviare il compito delle linee di trasmissione, ma essendo una tecnologia ancora molto costosa per raggiungere la sostenibilità economica molto dipenderà dall'evoluzione dei sistemi power-to-H2. I risultati infatti mostrano come il sistema diventa economicamente vantaggioso con un rendimento superiore al 55%.

In definitiva, comparando lo scenario di riferimento elaborato per il 2040 che non comprenda queste politiche energetiche, ed uno dove invece queste sono adottate si sono mostrati i risultati che sono possibili ottenere. Con una domanda che aumenta rispetto a quella attuale del 18%, scende invece l'utilizzo di combustibili fossili, che nello scenario di riferimento producono 80 TWh e in quello a politiche attuate solo 29 TWh, rappresentando solo il 7.6% della domanda complessiva. L'altra importante differenza tra i due scenari riguarda il costo del sistema, che nel primo caso presenta un SLCOTE di 92 euro/MWh mentre nel secondo è sceso fino a 65 euro/MWh, grazie alla minore elettricità sprecata.



In definitiva il modello presentato e poi utilizzato permette di analizzare la situazione corrente del sistema elettrico italiano, con un focus particolare sulla generazione distribuita apportata dalle fonti rinnovabili. Esso permette anche di simulare l'evoluzione futura, così da evidenziare la fattibilità di un sistema basato fortemente sulle fonti rinnovabili, che porti nel giro di 15 anni ad abbattere le emissioni.