

POLITECNICO DI TORINO

Corso di laurea in Ingegneria Energetica e Nucleare
Specializzazione: Tecnologie e Applicazioni nucleari

Tesi di Laurea Magistrale

SCENARI PREVISIONALI della GENERAZIONE ELETTRICA in ITALIA APPROCCIO di OTTIMIZZAZIONE MULTI-OBIETTIVO

RELATORE: *Prof. Zucchetti Massimo*

CORRELATORI: *Dr. Gerboni Raffaella
Dr. Grosso Daniele*

CANDIDATO: *Moreno Colombero*
MATRICOLA: *244192*

Dicembre 2018

INDICE

INDICE	pag. 2
1. INTRODUZIONE	pag. 3
2. LA PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA	pag. 6
2.1 La storia	pag. 7
2.2 La situazione attuale	pag. 10
2.3 Il possibile futuro	pag. 11
3. IL MODELLO	pag. 14
3.1 Il problema multi-obiettivo	pag. 16
3.2 Il Goal Attainment Method	pag. 17
3.3 La funzione “fgoalattain”	pag. 18
3.4 La descrizione del modello realizzato	pag. 19
3.4.1 Le funzioni obiettivo	pag. 19
3.4.2 I vincoli	pag. 27
3.4.3 I dati di INPUT	pag. 29
3.4.4 Il phase-out dal carbone	pag. 33
3.4.5 Il funzionamento del modello	pag. 35
3.4.6 I dati di OUTPUT	pag. 38
4. GLI SCENARI ANALIZZATI	pag. 39
4.1 La domanda di energia	pag. 39
4.2 Le simulazioni	pag. 41
4.2.1 La simulazione BASE	pag. 42
4.2.2 La simulazione 2B	pag. 46
4.2.3 La simulazione SEN	pag. 50
4.2.4 La simulazione NO PHASE-OUT	pag. 55
4.2.5 La simulazione CCS	pag. 59
4.2.6 La simulazione TAP	pag. 61
4.2.7 La simulazione IRAN	pag. 62
4.2.8 La simulazione LOW NUCL	pag. 63
4.2.9 La simulazione HIGH NUCL	pag. 67
4.2.10 La simulazione NUCL+CCS	pag. 71
4.2.11 La simulazione NO FOSSILE	pag. 73
5. CONCLUSIONE	pag. 78
BIBLIOGRAFIA	pag. 83

1. INTRODUZIONE

A partire dagli anni 90, il cambiamento climatico non fu più una fantasiosa preoccupazione di pochi attivisti, ma una vera e propria certezza. Per far fronte a questo preoccupante mutamento sono stati creati, nel corso degli anni, diversi modelli di sviluppo sostenibile dal punto di vista sia economico sia ambientale. Iniziando con il protocollo di Kyoto^[1] redatto nel 1997, ma entrato in vigore solamente nel 2005, e proseguendo fino al più recente accordo di Parigi^[2] firmato dall'Italia il 22 aprile 2016, si è voluto programmare un piano d'azione a livello globale per il contenimento dell'aumento medio di temperatura del pianeta a 1,5 °C rispetto ai livelli pre-industriali.

Considerando come responsabili del riscaldamento globale i cosiddetti gas serra, tra cui quello quantitativamente più rilevante è l'anidride carbonica, la decisione di limitare l'aumento di temperatura accelera notevolmente il processo di decarbonizzazione. Con questo termine si identifica la riduzione del rapporto carbonio-idrogeno nelle fonti di energia utilizzate. Fin dalla scoperta del fuoco l'uomo ha immesso CO₂ nell'atmosfera e la legna, la prima vera fonte di energia, vede un rapporto carbonio-idrogeno di circa 10:1^[3]. Nel settecento l'avvento del carbone sostituì quest'ultima nei processi industriali ed avendo questo minerale un rapporto 2:1 è lecito aspettarsi che avvenne una notevole diminuzione delle emissioni. Così però non fu per via dello sviluppo economico portato dalla rivoluzione industriale e dal seguente aumento di consumo del carbone sia nella locomozione sia nell'industria. Circa duecento anni dopo si iniziò a sfruttare maggiormente il petrolio, il quale assunse un ruolo sempre più dominante grazie ai suoi vari usi energetici e al suo facile trasporto. Gli idrocarburi hanno in media un rapporto carbonio-idrogeno di 1:2 mentre il gas, che negli ultimi decenni ha assunto un ruolo sempre più rilevante, possiede un rapporto di circa 1:4. Proprio a causa di questa bassa concentrazione di carbonio il gas naturale viene considerato da alcuni analisti la principale risorsa energetica futura, quantomeno nel breve e medio termine.

In questo contesto di transizione energetica verso sistemi de-carbonizzati, un contributo significativo potrebbe essere fornito dall'energia elettrica, nel contesto di una strategia che miri ad una maggiore elettrificazione degli usi finali dell'energia accoppiata ad una maggiore generazione elettrica da fonti rinnovabili.

Concentrandosi sulla produzione di energia elettrica, le fonti fossili hanno avuto un ruolo rilevante fin dal principio. Le prime centrali realizzate erano infatti alimentate a carbone, passando poi ai prodotti petroliferi (in particolare l'olio combustibile). Negli ultimi decenni sta aumentando notevolmente l'utilizzo del gas naturale in sostituzione delle precedenti fonti fossili, avvicendamento dovuto alle sue basse emissioni di CO₂, al suo facile trasporto e ai maggiori rendimenti ottenibili dalla realizzazione dei cicli combinati. Probabilmente il gas naturale, unito ad un maggior sfruttamento delle risorse rinnovabili (solare ed eolico le principali), guiderà la transizione verso la futura generazione di energia elettrica a basse emissioni, anche se alcune correnti di pensiero vedono la soluzione nell'energia nucleare abbinata alle risorse rinnovabili.

L'energia elettrica però è molto difficile da gestire: non potendo essere accumulata in grandi quantità deve essere utilizzata nel momento stesso in cui viene prodotta. L'attuale strumento di stoccaggio dell'energia elettrica è il pompaggio, ossia trasportare l'acqua da un bacino di valle ad un invaso di monte nelle ore di maggior produzione, per poi sfruttare il dislivello tra i due bacini per azionare una turbina idraulica nelle ore di maggior richiesta. Come si può intuire in questo processo le perdite sono notevoli con la necessità della costruzione di due bacini artificiali, rendendo così difficile un suo futuro ampliamento. Seguendo la stessa filosofia di stoccaggio si sta pensando di utilizzare tecniche simili, come la compressione di aria o CO₂ in grotte naturali per farla poi espandere in una turbina nelle ore di maggior richiesta, ma soprattutto sono in corso studi per la realizzazione di storage elettrochimici in grado di immagazzinare grandi quantitativi di energia elettrica.

Per attuare le misure prese nei vari accordi climatici è necessario pianificare con attenzione l'evoluzione futura del parco di generazione di energia elettrica di un paese. Il sempre più diffuso uso delle fonti rinnovabili, solare, eolico ed idroelettrico tra le principali, aiuterà sicuramente la riduzione delle emissioni di gas nocivi per l'ambiente, anche se la loro natura intermittente, unita alla costante crescita della domanda di energia elettrica globale (si stima una crescita del 2% annuo al 2040 secondo il *New Policies Scenario* del World Energy Outlook 2016^[4]), non permetterà all'uomo un completo abbandono delle fonti fossili per la produzione di elettricità.

Prendendo in considerazione le decisioni politiche e le problematiche relative alla produzione di energia elettrica, ho voluto realizzare un modello affinché fosse possibile ottenere una configurazione ottimale per la generazione elettrica futura nel nostro paese. Studi simili, a livello italiano, sono già stati realizzati nel passato, ponendosi però come unico obiettivo il minor costo del sistema. A differenza dei modelli precedenti, nel mio

lavoro ho voluto analizzare la pianificazione futura della generazione elettrica italiana con un approccio di tipo multi-obiettivo. Questa tipologia di approccio permette di valutare la futura generazione elettrica mettendo in rilievo sia l'aspetto ambientale sia l'importazione delle risorse primarie necessarie alla produzione elettrica. Essendo l'Italia un paese prevalentemente importatore di risorse fossili, quest'ultimo target è stato scelto nell'ottica di rendere il nostro paese sempre più sicuro dal punto di vista energetico. L'uso di modelli mono-obiettivo non permette queste valutazioni, dovendo porre come obiettivo uno solo dei due aspetti presentati, mentre l'altro aspetto viene posto come un vincolo.

Nella mia tesi di laurea, nel secondo capitolo, viene descritta l'evoluzione della produzione di energia elettrica dal suo avvento fino ai giorni nostri, con alcuni cenni a possibili sviluppi, sia a livello mondiale sia a livello italiano. Nel terzo capitolo segue la descrizione del modello da me realizzato, partendo dall'analisi dei lavori svolti a livello globale in questo contesto, concentrando poi lo studio sui problemi multi-obiettivo e una loro possibile soluzione. Nel quarto capitolo, usando il modello presentato, sono stati valutati i possibili scenari futuri, giungendo infine ad una conclusione sulla migliore configurazione della produzione di energia elettrica in Italia.

2. LA PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA

Il facile trasporto dell'energia elettrica all'interno di un vasto territorio ha fatto sì che quest'ultima sostituì rapidamente le fonti primarie, portando alla seconda rivoluzione industriale. Infatti, gli stabilimenti potevano essere raggiunti ovunque dall'elettricità, potendo così sorgere in aree economicamente più vantaggiose. Anche il settore dei trasporti, con l'entrata in servizio dei tram elettrici agli inizi del novecento, venne influenzato dalla diffusione dell'elettricità, mentre l'illuminazione a gas veniva sostituita con le nuove lampade ad incandescenza. L'uso dell'energia elettrica riuscì a slegare la zona di consumo dalla zona di produzione, aggregando in specifiche aree le installazioni necessarie alla sua generazione per poi essere trasportata dov'era richiesta per mezzo di condutture aeree, su tralicci, oppure interrate. Tale produzione viene definita *generazione centralizzata* e si applica perfettamente al caso termoelettrico.

Al contrario, le fonti rinnovabili non possono essere raggruppate in una particolare zona, ma si diffondono su tutto il territorio in base alla disponibilità della fonte utilizzata. Questa è la cosiddetta *generazione distribuita* che si sta sviluppando in tutto il mondo negli ultimi anni e costringerà la gestione del sistema elettrico ad un profondo cambiamento. La loro diffusione, unita alla loro natura, metterà a dura prova l'abilità di controllo del sistema elettrico, fungendo da motore per la ricerca di nuove tecnologie di stoccaggio.

Così come il resto del mondo iniziò a elettrificarsi sul finire del XIX secolo, anche l'Italia intraprese il suo cammino. A differenza di molti altri stati, il nostro Paese non ha mai disposto di ingenti giacimenti, rendendo così necessaria l'importazione delle risorse fossili da paesi generalmente instabili a livello politico. Nel voler ridurre questa dipendenza, si è da sempre cercato di utilizzare le risorse presenti sul nostro territorio, come l'idroelettrico e il geotermico ad esempio, e questa continua ricerca ha posto più volte l'Italia nell'élite globale in questo settore.

2.1 La storia

A partire dal 1700 le macchine iniziarono a sostituirsi alla forza animale riuscendo a compiere lo stesso lavoro in un minor tempo. Questo diede l'impulso ad un continuo progresso tecnologico che portò, durante l'800, all'invenzione dei primi motori e delle prime turbine.

Termoelettrico

Nel 1882, il lavoro di Thomas Edison portò alla costruzione delle prime centrali termoelettriche di New York e Londra, le quali, sfruttando l'energia del vapore, producevano l'energia elettrica necessaria ad illuminare un numero sempre maggiore di utenze. In Italia l'energia elettrica arrivò a Milano nel 1883 con la costruzione della prima centrale termoelettrica alimentata a carbone, presente nell'Europa continentale. La centrale di Santa Radegonda^[5] fu una grande novità, con una potenza installata di circa 350 kW, ma ebbe anche una vita breve. Infatti, nel 1926 venne demolita quando si decise di passare dalla corrente continua all'attuale corrente alternata, la cui generazione richiedeva altri macchinari e altro spazio. Nel 1939, in Svizzera, venne realizzato il primo ciclo a gas per la produzione elettrica, il quale si diffuse rapidamente. Successivamente, i fumi in uscita dalle turbine a gas, essendo ancora ad alta temperatura, vennero utilizzati per generare del vapore da far espandere in un'altra turbina, ottenendo i cicli combinati usati tutt'oggi.

Nucleare

Nel 1942 il fisico italiano Enrico Fermi, raccogliendo i precedenti studi sull'energia atomica, costruì, nell'università di Chicago, il primo reattore nucleare con reazione a catena controllata. Questa macchina prese il nome di *Chicago Pile 1* e fu la dimostrazione che si poteva controllare l'energia atomica per scopi civili. Le prime vere centrali nucleari furono dei prototipi; la prima entrò in funzione nel 1954 in URSS con una potenza di soli 5 MW, mentre nel 1956 si allacciò in Inghilterra la prima centrale per la produzione di energia elettrica su larga scala. Andando avanti nel corso degli anni il mondo si affacciava, spinto dal programma americano *Atoms for Peace* varato nel 1955, all'uso civile dell'energia nucleare ed anche l'Italia si avventurò in questo campo. A partire dalla fine degli anni cinquanta si iniziò la costruzione di tre centrali termonucleari per una potenza installata di circa 600^[9] MW_e, e, nonostante coprissero solo il 4% del fabbisogno nazionale, spinsero, nel 1966, l'Italia al terzo posto nella classifica dei produttori di energia elettrica da fonte atomica dietro agli Stati Uniti e all'Inghilterra. Dopo l'instaurazione dell'ENEL¹ nel 1962, alla quale fu data la responsabilità di gestire gli impianti esistenti, venne presa la decisione di realizzare una quarta centrale che fu allacciata alla rete alla fine degli anni settanta. La potenza nucleare installata crebbe fino

¹ Ente Nazionale per l'Energia elettrica

a 1.400 MW_e e, nel PEN del 1985, ci si pose come obiettivo quello di arrivare all'anno 2000 con circa 13 GW_e installati. Dopo l'incidente di Chernobyl, nella notte del 26 aprile 1986, iniziò ad instaurarsi nella popolazione l'idea che l'energia atomica fosse molto più pericolosa rispetto alle fonti fossili tradizionali e, dopo aver raccolto le firme necessarie, fu presentato un referendum. Nonostante nel testo non si dichiarasse apertamente l'abbandono, e la seguente chiusura delle installazioni nucleari già costruite, nel suo atto pratico questo fu il risultato. L'uso dell'energia atomica tornò alla ribalta sul finire del primo decennio del XXI secolo, ma venne immediatamente stroncato da un nuovo referendum abrogativo avvenuto pochi mesi dopo l'incidente alla centrale di Fukushima Dai-ichi nel marzo 2011.

Idroelettrico

Nel 1895^[6], Nikola Tesla dimostrò la fattibilità della corrente alternata costruendo una centrale idroelettrica presso le Cascate del Niagara (USA) in grado di fornire corrente elettrica nel raggio di una trentina di chilometri. Questa non fu la prima centrale idroelettrica al mondo perché, nello stesso luogo, era già presente una centrale costruita nel 1879^[7] con lo scopo di illuminare le cascate stesse e il piccolo paese limitrofo. Anche in Italia, essendo un paese povero di materie prime, si iniziò da subito a sfruttare l'energia dell'acqua per la produzione di energia elettrica. Venne infatti costruita nel 1885 la prima centrale idroelettrica italiana, la quale, sfruttando l'energia delle cascate di Tivoli, produceva una potenza di circa 70 kW^[8]. Dopo circa trent'anni la potenza idroelettrica quasi triplicava quella termoelettrica, coprendo all'inizio degli anni sessanta più del 60% della produzione nazionale. Nel 1971 venne inaugurata la centrale di Roncovalgrande in provincia di Varese, un impianto tra i più grandi d'Europa con una potenza di circa 1 GW e motivo d'orgoglio dell'ingegneria italiana perché realizzato interamente in caverna.

Geotermico

All'inizio del XX secolo, in Italia, precisamente a Larderello, fu sviluppata la tecnologia geotermica, utilizzando i soffioni naturali ad alta temperatura e pressione provenienti dal terreno, per la generazione di energia elettrica. Era il 1905 e circa trent'anni dopo in quel luogo veniva installata una centrale, attiva tutt'oggi per la produzione continua di energia elettrica su larga scala.

Eolico

Intorno agli anni 30^[9] del novecento, negli Stati Uniti, furono prodotte le prime pale eoliche per la produzione di energia elettrica, mentre, in Italia, ci si interessò all'energia del vento solamente a partire dagli anni ottanta. Questo crescente sviluppo in nuove fonti di energia derivò dalle due crisi energetiche avvenute negli anni precedenti, ed essendo un grande importatore, l'Italia subì notevolmente le ripercussioni di quest'ultime. Il *Piano Energetico Nazionale*, PEN, varato dal governo nel 1985 prevedeva l'installazione di una

notevole potenza eolica entro il 2000, dando così fiducia al progetto eolico italiano. Nell'attuarlo, il governò emanò una norma che permetteva l'immissione nella rete di energia prodotta da fonti rinnovabili da parte di privati e un sistema incentivante per rientrare dell'investimento, chiamato *CIP6*. Grazie a queste misure, nel 1997, si registravano richieste di allacciamento per circa 690 MW^[10] che portarono però alla cessazione degli incentivi. Con la successiva liberazione del mercato elettrico (decreto Bersani, marzo 1999) vennero istituiti nuovi incentivi per questa tecnologia, chiamati *Certificati Verdi*, grazie ai quali si raggiunse nel 2010 la potenza installata di 5.814^[11] MW.

Solare

Negli anni 50 del novecento vennero prodotte le prime celle fotovoltaiche per convertire l'energia radiata dal Sole in energia elettrica, mentre circa vent'anni dopo si realizzarono i pannelli solari per la produzione di acqua calda. L'elevato costo delle celle fotovoltaiche rese inaccessibile il loro uso per la produzione di energia elettrica, se non per alcune applicazioni particolari come l'alimentazione dei satelliti artificiali. Il primo impianto italiano risale al 1979 e, sostenuti dal PEN, si installarono circa 14 MWp nel 1995, non raggiungendo però l'obiettivo proposto. Dopo alcuni anni di totale disinteresse, nel 1999 il CIPE² fissò un obiettivo al 2010 per rispettare i parametri del protocollo di Kyoto e, per riuscire nel suo intento, vennero studiate diverse politiche di incentivazione quali i cinque conti energia, lo scambio sul posto e la vendita dei produttori locali alla rete elettrica nazionale. L'obiettivo fu ampiamente raggiunto con l'installazione al 2010 di 3.592^[11] MWp di potenza fotovoltaica, ma con lo stop alle incentivazioni a partire dal 2013 la crescita del fotovoltaico si ridusse notevolmente come per le installazioni eoliche. Un ulteriore sviluppo dello sfruttamento dell'energia radiata dal Sole è quello di concentrare, attraverso l'uso di specchi orientabili, i raggi solari in direzione di una caldaia, al fine di ottenere la forza vapore necessaria alla produzione elettrica, come dimostrato dalla realizzazione della centrale *Archimede* da 5 MW nei pressi di Siracusa.

Maree e moto ondoso

Nel 1968^[9] venne inaugurata in Francia la prima centrale alimentata dal moto delle maree, mentre alcuni anni dopo vennero iniziati gli studi per convertire in energia elettrica anche il moto ondoso degli oceani, sintomo di un crescente interesse verso l'energia conservata nell'acqua. In Italia questa tecnologia non viene sfruttata in quanto il nostro territorio non dispone delle condizioni per un suo sviluppo.

² Comitato Interministeriale per la Programmazione Economica

2.2 La situazione attuale

Arrivando ai giorni nostri, si nota come a livello globale il carbone svolga ancora un ruolo da protagonista (Fig. 1) nonostante sia una delle fonti fossili più inquinanti. Questo è dovuto al fatto che diversi paesi in via di sviluppo come Cina e India usano tutt'ora questa tecnologia per produrre più del 50% del loro fabbisogno, mentre nei paesi sviluppati OECD la generazione dal carbone copre circa il 30% del loro fabbisogno.

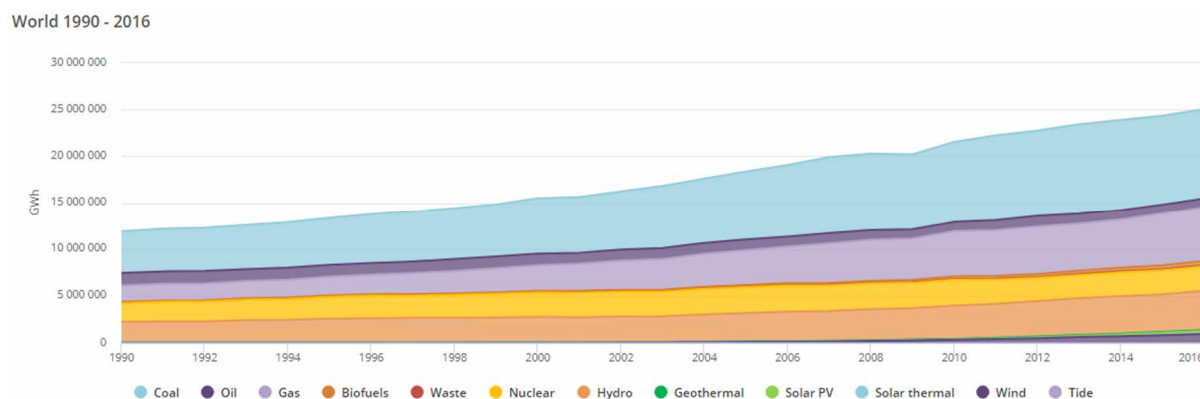


FIG. 1 PRODUZIONE ENERGIA ELETTRICA MONDIALE PER FONTE, IEA, ELECTRICITY INFORMATION 2017

Andando nel dettaglio, l'Italia sta praticamente abbandonando la fonte petrolifera per la produzione di energia elettrica (Fig. 2), e si può prevedere la sua cessazione nel prossimo ventennio smantellando, oppure convertendo, queste centrali per poter utilizzare altre fonti di energia. Discorso diverso invece per il carbone, il quale, nonostante sia la fonte più inquinante, riesce comunque a mantenere la sua quota di produzione.

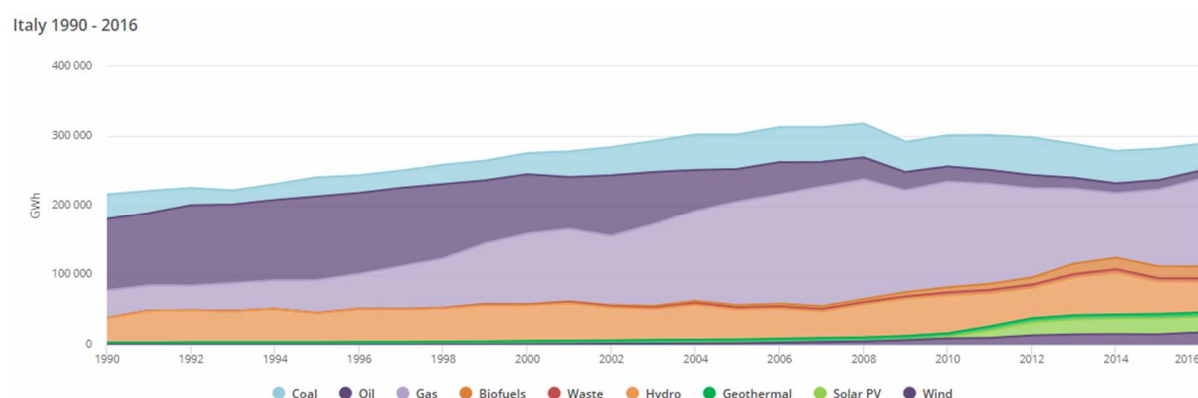


FIG. 2 PRODUZIONE ENERGIA ELETTRICA ITALIANA PER FONTE, IEA, ELECTRICITY INFORMATION 2017

L'uso del gas nella produzione risulta in costante aumento negli anni, crescita dovuta al fatto che i paesi più sviluppati, tra i quali l'Italia, stanno ricorrendo sempre più

a questa tecnologia in sostituzione di quelle più inquinanti. Inoltre, l'installazione di un gruppo turbogas permette di riutilizzare i componenti di un vecchio impianto a vapore costruendo i più efficienti cicli combinati.

Il miglior sostituto per le fonti fossili, in termini di producibilità e inquinamento, sarebbe la fonte nucleare, ma gli incidenti di Chernobyl prima (1986) e Fukushima più recentemente (2011) hanno rallentato il suo sviluppo a livello globale. Ad oggi, secondo il censimento dell'IAEA, i reattori attivi nel mondo sono 454^[12], di cui 58 sono nella vicina Francia, quasi tutti appartenenti alla seconda generazione, mentre altri nuovi reattori, chiamati di terza generazione, sono in costruzione in diversi stati, sintomo di una ripresa del settore.

Per contrastare i cambiamenti climatici l'Unione Europea varò nel 2009 la *Direttiva 2009/28/CE*, imponendo agli stati membri degli obiettivi vincolanti in termini di quota di consumi finali coperti da fonti rinnovabili. All'Italia spettò la quota di penetrazione delle *Fonti Elettriche Rinnovabili*, FER³, pari al 17 % entro il 2020 sui consumi energetici totali lordi, mentre per il solo settore dei trasporti una quota pari al 10 %. Nel 2010 l'Italia presentò il *Piano d'Azione Nazionale per le fonti rinnovabili*, PAN, con l'obiettivo di tracciare il percorso per il raggiungimento dei due target descritti precedentemente. Le installazioni rinnovabili, avendo una bassa densità di potenza, richiedono una vasta estensione per produrre la stessa energia prodotta da una centrale convenzionale e, considerando anche l'elevato costo d'investimento, si ha la ragione per la quale queste tecnologie hanno impiegato decenni dalla loro scoperta prima di poter essere utilizzate su larga scala. Grazie alle varie tecniche incentivanti introdotte, già nel 2016 l'Italia riuscì a raggiungere il suo obiettivo con una penetrazione pari al 17,41^[13] % sui consumi finali lordi. Per quanto riguarda il solo settore elettrico, all'Italia era stato assegnato un target non vincolante di penetrazione delle FER pari al 26,4 %, mentre nel 2016 l'Italia aveva già raggiunto il 34 %, dato ottenuto grazie ad una maggior diffusione del fotovoltaico rispetto a quanto previsto nel PAN.

2.3 Il possibile futuro

La produzione di energia nel futuro dipenderà moltissimo dalle fonti rinnovabili, ma bisogna prestare attenzione alla loro natura intermittente. Questa imprevedibilità potrà creare dei disagi al sistema elettrico perché, prendendo ad esempio il solare fotovoltaico, questo può funzionare solamente durante il giorno seguendo inoltre un andamento a campana e dipendendo strettamente dalle condizioni meteorologiche. Al momento, escludendo il pompaggio, non ci sono tecnologie per stoccare grandi quantitativi di energia elettrica, per cui tutta l'energia prodotta deve essere utilizzata. Lo

³ FER: racchiude l'energia prodotta dalla fonte solare, eolica, dalle biomasse, dal geotermico e dall'idroelettrico.

sviluppo di queste tecnologie dovrà avvenire in parallelo all'espansione delle FER nella generazione su larga scala in modo da riuscire a spostare la produzione dal consumo, evitando così di indebolire il sistema elettrico soddisfacendo comunque la richiesta di energia elettrica da parte dei consumatori.

Sempre secondo il WEO 2016^[4], Cina e India saranno tra i principali motori della crescita dell'energia nucleare a livello globale, anche se va registrata la decisione di alcuni paesi, tra cui la Germania, di non investire più in questa tecnologia dopo l'incidente avvenuto a Fukushima. Lo sviluppo di questo settore non apparterrà solo alla terza generazione, sicuramente più sicura e performante delle precedenti; sono infatti in corso diversi studi su nuovi prototipi di reattori rivoluzionari, chiamati di quarta generazione, che dovrebbero rendere ancora più affidabile il suo utilizzo.

Parallelamente, sempre nell'ambito nucleare, la fusione atomica vedrà i suoi primi esperimenti per la produzione di energia elettrica. Attraverso un progetto di cooperazione mondiale verrà costruito nei prossimi anni in Francia, per la precisione a Cadarache, ITER, una macchina a fusione per sperimentare diverse soluzioni tecnologiche. Entro il 2060 si prevede poi la costruzione di DEMO, un nuovo reattore a fusione il cui compito sarà quello di provare la fattibilità, economica e tecnica, della fusione nucleare per la produzione di energia elettrica su larga scala.

A livello comunitario sono stati definiti per il 2030 dei nuovi obiettivi nell'ambito del *Pacchetto Clima-Energia 2030*. L'Italia ha emanato a novembre 2017 la nuova *Strategia Energetica Nazionale*^[14], SEN, e, tenendo in considerazione questi obiettivi, si è prefissa alcuni target per sé stessa. Avendo anticipato il raggiungimento degli obiettivi di penetrazione delle FER al 2020 ci si è posti nella SEN, pur ritenendolo difficile, l'obiettivo del 28% di rinnovabili sui consumi complessivi al 2030. Focalizzando l'attenzione solo sul settore elettrico, l'Italia si è prefissa come target una penetrazione del 55 % al 2030 rispetto al 34% del 2016.

Un'ulteriore sfida europea che coinvolge direttamente l'Italia sarà il phase-out degli impianti termoelettrici a carbone entro il 2025 in condizioni di totale sicurezza. Questa quota, che verrà a mancare dal mix energetico, dovrà essere assorbita in parte dall'aumento delle fonti rinnovabili, ma anche dal maggior utilizzo delle centrali a gas.

Proprio il gas assumerà un ruolo fondamentale nella transizione energetica del nostro paese poiché rappresenterà, a meno di ripensamenti sull'utilizzo del nucleare, la risorsa di back up del nostro sistema elettrico. La sicurezza degli approvvigionamenti non è però esente da rischi infatti il nostro paese possiede un margine di sicurezza ridotto nel caso venisse interrotta la fornitura in contemporanea ad un evento meteorologico straordinario, nonostante la costruzione del nuovo gasdotto TAP⁴. In questo ambito sono

⁴ Trans-Adriatic Pipeline, è un gasdotto in costruzione che, partendo dalla Turchia, permetterà al gas prodotto dall'Azerbaigian di arrivare in Italia e di conseguenza in Europa.

previste delle misure in grado di aumentare la sicurezza degli approvvigionamenti, incentivando l'importazione di gas naturale liquefatto, in modo tale da aumentare la diversificazione dei paesi fornitori.

L'evoluzione del parco di generazione richiederà sicuramente il potenziamento e l'ammodernamento infrastrutturale delle reti elettriche, sia nella trasmissione che nella distribuzione, dato che si passerà da una generazione centralizzata ad una generazione sempre più distribuita, anche in zone rurali difficilmente raggiungibili da linee in alta tensione. Con il possibile raggiungimento della soglia del 55 % di fonti rinnovabili nel 2030, sarà necessario prevedere nuovi sistemi di stoccaggio per riuscire a gestire l'intermittenza di queste fonti riducendo il più possibile il fermo degli impianti. Nella SEN è prevista la realizzazione di una capacità di stoccaggio, circa 5 GW, da collocarsi preferibilmente nel centro/sud Italia, dove si dovrebbe avere anche un maggiore aumento della fonte rinnovabile. In aiuto di queste fonti verrà utilizzato maggiormente l'idroelettrico da pompaggio sia per smussare i picchi di produzione sia per accumulare l'energia prodotta in eccesso durante le ore con minor richiesta, a costi decisamente inferiori rispetto agli altri sistemi di stoccaggio. Sono poi anche previsti dei forti miglioramenti nello storage elettrochimico sia distribuito che centralizzato.

3. IL MODELLO

Raccogliendo le sfide poste dalle varie istituzioni, sia mondiali sia italiane, e volendo valutare diversi possibili scenari futuri legati alla generazione di energia elettrica in Italia, ho voluto realizzare un modello in grado di identificare la possibile configurazione futura del parco centrali del nostro paese.

In Italia lavori simili sono già stati realizzati: infatti sia ENEA⁵ che ISPRA⁶ possiedono un modello chiamato TIMES-Italia^[15], il quale è in grado di valutare la configurazione ottimale del sistema energetico nazionale ponendosi però un unico target. Questo modello previsionale, partendo dalla caratterizzazione tecnico economica delle diverse tecnologie e dai flussi di commodity energetiche in un dato anno base, identifica la configurazione futura, in termini di flussi e capacità installate, del sistema energetico studiato in un'ottica di minimo costo totale del sistema stesso. Invece, gli eventuali target ambientali o di penetrazione di tecnologie vengono imposti al modello come delle condizioni al contorno.

Uno studio sempre di tipo mono-obiettivo è stato svolto per quanto riguarda la completa de-carbonizzazione al 2050 del sistema produttivo portoghese^[16]. In questo lavoro è stato usato nuovamente un modello "TIMES" per trovare la soluzione ottimale dal punto di vista economico, cercando di ottimizzare le risorse disponibili considerando il Portogallo sia come un paese isolato sia come un paese connesso al resto d'Europa.

A livello mondiale invece sono già stati eseguiti diversi studi con approccio multi-obiettivo per determinare una configurazione ottimale del sistema di produzione elettrica, prefiggendosi target sia di tipo economico sia ambientale e sociale.

In Giappone è stata svolta un'analisi multi-obiettivo^[17] per valutare il possibile impatto dei diversi scenari nucleari, proposti dopo l'incidente di Fukushima, in relazione

⁵ Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l'energia e lo sviluppo economico sostenibile

⁶ Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale

sia ai continui provvedimenti presi per la riduzione delle emissioni di CO₂, sia a questioni economiche come il costo della produzione e il consumo di combustibili fossili importati.

Molto interessante è il lavoro svolto sul caso riguardante l'Iran^[18], in cui si è deciso di analizzare l'evoluzione del mix di generazione elettrica fino al 2050, considerando tre obiettivi: minimizzazione del costo di sistema e delle emissioni di anidride carbonica ed infine la massimizzazione dei posti di lavoro. In relazione agli accordi climatici presi a livello mondiale, diventa indispensabile per l'Iran ridurre la sua dipendenza dalle fonti fossili, avendo oltretutto un discreto potenziale per lo sviluppo delle fonti rinnovabili.

Un'ulteriore studio multi-obiettivo è stato proposto anche per valutare la riduzione dell'incidenza delle fonti fossili nella generazione elettrica in Kazakhstan^[19]. Questo lavoro aveva lo scopo di valutare le potenzialità di sviluppo delle fonti rinnovabili e della fonte nucleare dal punto di vista sociale, economico, tecnico e ambientale. Analogamente al caso iraniano, questo studio ha utilizzato una tecnica *Analytic Hierarchy Process* (AHP) per la soluzione del problema, differenziandosi dal caso iraniano, nel quale si è associato al AHP un metodo ponderato per la sua risoluzione.

Basandosi sempre su un metodo AHP, associandoci un *Compromise Ranking method* (VIKOR), è stato sviluppato uno studio per la scelta della fornitura elettrica in un'area rurale difficilmente raggiungibile^[20]. La soluzione ottimale è stata valutata in base al soddisfacimento di diversi criteri tecnici, sociali, economici e ambientali. Un caso analogo è stato affrontato anche per quanto riguarda l'Italia, studiando il caso di una vallata in trentino Alto Adige^[21]. Ponendosi diversi obiettivi come la riduzione delle emissioni di anidride carbonica, del costo del settore energetico e della dipendenza straniera si è valutato una configurazione ottimale dell'intero sistema energetico della valle, non focalizzandosi solo sul settore elettrico e considerando soprattutto la produzione propria di energia elettrica proveniente solo da fonte rinnovabile.

Utilizzando sempre un metodo ponderato è stato sviluppato un modello multi-obiettivo anche per l'Indonesia^[22]. Ponendosi come target la riduzione delle emissioni di anidride carbonica e la minimizzazione del costo di generazione si è andato a valutare l'andamento della generazione di energia elettrica per fonte fino al 2050. Analogamente si è svolto il caso studio relativo a Taiwan^[23] limitando però l'orizzonte temporale al 2025.

Analogamente a questi esempi il modello da me creato, lavora sulla soluzione del problema di pianificazione futura della generazione elettrica con un approccio multi-obiettivo. Ponendomi come target il voler minimizzare sia le emissioni di CO₂ nella generazione elettrica, sia il rischio geopolitico legato agli approvvigionamenti, andrò a configurare il nuovo parco centrali cercando di rispettare allo stesso tempo gli obiettivi stabiliti nella SEN 2017. Nella soluzione del problema multi-obiettivo ho utilizzato un approccio ponderato, valutando dei pesi per il raggiungimento dei vari obiettivi come verrà spiegato successivamente.

3.1 Il problema multi-obiettivo

Il problema multi-obiettivo^[24] viene generalmente rappresentato nella forma

$$\min_{x \in S} [f_1(x), f_2(x), \dots, f_n(x)]$$

dove S è l'insieme dei vincoli del problema.

Come si può facilmente intuire, non è sempre possibile raggiungere tutti gli obiettivi contemporaneamente e di rado si conosce a priori l'importanza del loro raggiungimento.

A differenza del caso mono-obiettivo, nel caso multi-obiettivo si deve introdurre il concetto di Ottimo di Pareto. Un vettore x^* si definisce Ottimo di Pareto se, per tutti gli altri vettori $x \in S$, almeno una delle funzioni obiettivo f_n ha un valore maggiore rispetto al caso con il vettore x^* . Specificando quanto detto in termini matematici si possono identificare Ottimi di Pareto assoluti o deboli, se e solo se non esiste $x \in S$ tale che:

- $f_i(x) < f_i(x^*) \quad i = 1, 2, \dots, n$ debole
- $f_i(x) \leq f_i(x^*) \quad i = 1, 2, \dots, n$ assoluto (almeno una disuguaglianza stretta)

L'insieme di tutti gli Ottimi di Pareto viene chiamato Curva di Pareto e nell'immagine seguente (Fig. 3) ne viene rappresentato un esempio.

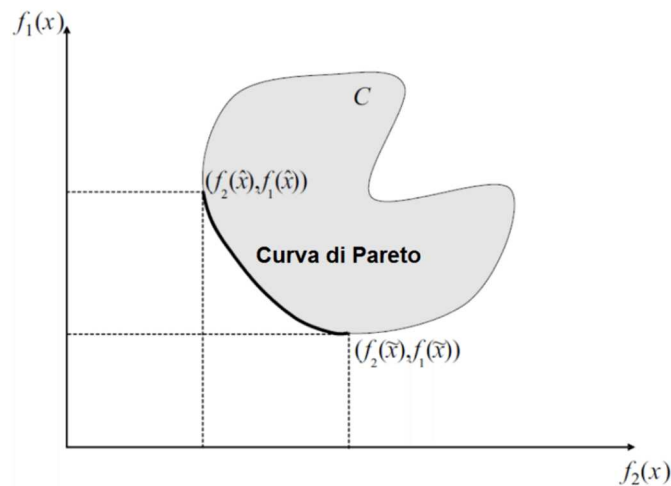


FIG. 3 CURVA DI PARETO PER PROBLEMA A DUE OBIETTIVI^[24]

Lo spazio delle soluzioni ammissibili C viene chiamato Attained Set e si può identificare come $C = \{y \in R^n : y = f(x), x \in S\}$.

3.2 Il Goal Attainment Method

Per la risoluzione di questo problema multi-obiettivo, si è deciso di adottare il Goal Attainment Method^[24, 25] sviluppato da Gembicki nel 1974. L'idea di base è quella di associare ad un vettore di funzioni obiettivo

$$F(x) = [f_1(x), f_2(x), \dots, f_n(x)]$$

un vettore di target con cui effettuare il confronto

$$F^* = [F_1^*, F_2^*, \dots, F_n^*].$$

Questa metodologia permette di poter arrivare all'obiettivo da entrambe le direzioni, sia dall'alto, *over-achievement*, sia dal basso, *under-achievement*. Non conoscendo l'importanza del raggiungimento degli obiettivi, diventa fondamentale la sensibilità dell'analista nell'impostare, attraverso un vettore di pesi $W = [w_1, w_2, \dots, w_n]$, la soluzione del problema, che diventa pertanto:

$$\min_{\gamma \in R, x \in S} \gamma \quad f_i(x) - w_i \cdot \gamma \leq F_i^* \quad i = 1, 2, \dots, n$$

Il termine $w_i \cdot \gamma$ si può vedere con un termine di *slackness*, di distanza, il quale consente di non dover raggiungere rigidamente l'obiettivo, ma di avvicinarsi solamente.

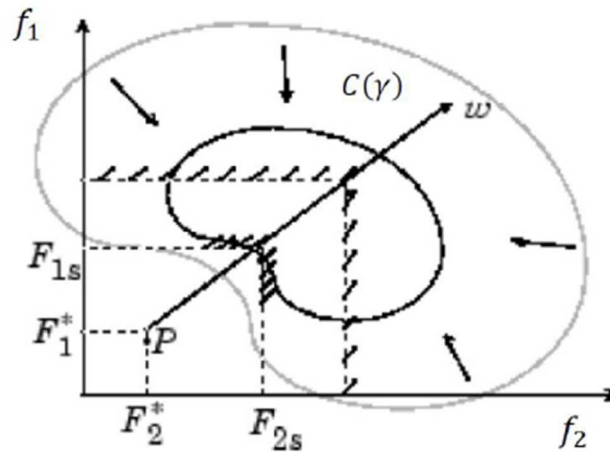
Questa formulazione del problema consente all'analista di poter impostare vincoli rigidi ponendo i pesi w_i uguali a zero. Così facendo si eliminerà il termine di distanza obbligando il perfetto raggiungimento del target prefissato. Un'altra possibilità è quella di impostare i valori del vettore peso W uguali per tutti gli obiettivi iniziali, portando così la percentuale di raggiungimento dei target uguale per tutte le funzioni.

Analizzando un esempio pratico del Goal Attainment Method, si presenta un caso in due sole dimensioni, come il modello realizzato in questo lavoro. La definizione degli obiettivi $F = [F_1^*, F_2^*]$ identifica sul piano cartesiano il punto P, come si può vedere nell'immagine successiva (Fig. 4).

Il problema da risolvere risulta quindi:

$$\min_{\gamma, x \in S} \begin{cases} f_1(x) - w_1 \cdot \gamma \leq F_1^* \\ f_2(x) - w_2 \cdot \gamma \leq F_2^* \end{cases}$$

dove il vettore di ponderazione $W = [w_1, w_2]$ definisce la direzione di ricerca dal punto P nello spazio ammissibile $C(\gamma)$. Durante il processo di ottimizzazione, il parametro γ viene fatto variare in modo da modificare l'estensione dello spazio ammissibile fino a che i vincoli non convergono in un unico punto di soluzione (F_{1s}, F_{2s}) .

FIG. 4 RAPPRESENTAZIONE GEOMETRICA DEL GOAL ATTAINMENT METHOD PER UN PROBLEMA A DUE OBIETTIVI^[24]

3.3 La funzione “fgoalattain”

All'interno del Toolbox di Matlab esistono diverse funzioni per risolvere problemi multi-obiettivo seguendo il Goal Attainment Method. La funzione utilizzata in questo modello si chiama *fgoalattain*^[25] ed affronta il problema di ridurre un set di funzioni al di sotto di un valore obiettivo. Dato l'imprecisato numero di funzioni obiettivo e il possibile non raggiungimento di tutti gli obiettivi contemporaneamente, il problema viene riproposto in una forma risolvibile.

Utilizzando dei coefficienti di ponderazione il problema da risolvere diventa quello di trovare i valori di x che minimizzano la seguente funzione:

$$y = \max_i \frac{f_i(x) - F_i^*}{w_i}$$

rispettando diverse tipologie di vincolo, quali:

- $Inf \leq x \leq Sup$ vincolo di soglia, nel quale si pongono delle limitazioni ai valori assunti dalle variabili
- $A_{eq} \cdot x = b_{eq}$ vincolo di uguaglianza, nel quale si impone il raggiungimento di un dato valore ad un insieme di variabili
- $A \cdot x \leq b$ vincolo di disuguaglianza, nel quale si impone una limitazione al valore assunto da un insieme di variabili

3.4 La descrizione del modello realizzato

Il modello presentato in questo lavoro individua il miglior mix energetico, migliore dal punto di vista ambientale e della sicurezza energetica, per soddisfare la domanda di energia elettrica del paese Italia. La soluzione migliore viene valutata minimizzando due funzioni obiettivo contemporaneamente, rispettando al tempo stesso una serie di vincoli di diversa natura.

3.4.1 Le funzioni obiettivo

Come si è già spiegato precedentemente, la particolarità di questo modello è quella di risolvere il problema della produzione di energia elettrica ponendosi due obiettivi da soddisfare contemporaneamente. Normalmente questo tipo di problema viene affrontato focalizzandosi solo sull'aspetto economico e ponendosi ad esempio come obiettivo il minor costo di investimento. Nel mio lavoro ho voluto invece evidenziare altri aspetti che normalmente vengono inseriti come semplici vincoli del problema, quali l'emissione di CO₂ e il rischio geopolitico legato all'approvvigionamento delle commodity energetiche.

Per la soluzione del problema diventa necessaria la scelta dei pesi relativi alle due funzioni obiettivo. La scelta di questi valori è completamente arbitraria e, nel caso esaminato, ho scelto di attribuire un peso uguale a 1 per la riduzione delle emissioni di CO₂, mentre per la minimizzazione del rischio geopolitico ho attribuito un peso uguale a 0,7.

Oltre ai pesi, per ciascuna funzione obiettivo è necessario fornire al modello anche il target da raggiungere per definire il punto P (Fig. 4). In questo lavoro ho scelto come target il valore zero per entrambe le funzioni obiettivo, facendo coincidere il punto P con l'origine degli assi. Il codice cercherà quindi i valori di x che permettono di minimizzare la massima distanza tra le funzioni obiettivo $f_n(x)$ e l'origine degli assi cartesiani.

Obiettivo 1: minime emissioni di CO₂

La funzione scelta per identificare questo obiettivo è una funzione polinomiale

$$CO_2 = \sum_{i=1}^{\# \text{ fonti utilizzate}} Coeff_{CO_2,i} \cdot E_{el,i}$$

dove $Coeff_{CO_2}$ è un vettore contenente i valori dei coefficienti di emissione per ciascuna tipologia di fonte energetica.

Per la valutazione dei coefficienti si sono utilizzati i fattori di emissione dell'ISPRA^[26] e di seguito vengono elencati i valori inseriti nel codice. Non vengono utilizzati direttamente i valori dell'ISPRA poiché è necessario convertire i GWh di energia elettrica prodotti da ciascuna fonte in tep di energia primaria. Questa conversione viene effettuata basandosi sulle precedenti cinque annualità, dal 2013 al 2017 compreso, che hanno registrato valori molto simili tra loro.

Di seguito sono elencati i coefficienti utilizzati:

- CARBONE: $886,668 \cdot 10^{-6} \frac{Mt_{CO_2}}{GWh}$
- GAS: $371,405 \cdot 10^{-6} \frac{Mt_{CO_2}}{GWh}$
- PROD. PETROLIFERI: $631,385 \cdot 10^{-6} \frac{Mt_{CO_2}}{GWh}$
- ALTRI COMBUSTIBILI: $711,000 \cdot 10^{-6} \frac{Mt_{CO_2}}{GWh}$
- ESTERO: $235,200 \cdot 10^{-6} \frac{Mt_{CO_2}}{GWh}$
- BIOCOMBUSTIBILI: si assume che le emissioni di CO₂ dovute alla combustione dei biocombustibili sono pareggiate dall'assorbimento di anidride carbonica durante il ciclo di vita del vegetale e di conseguenza sono nulle in questo modello.
- NUCLEARE, FER: emissioni nulle

L'indice di emissione estero è stato valutato dividendo le emissioni di CO₂ dovute al settore elettrico per la produzione lorda nello stesso periodo del paese osservato, sommando poi i vari contributi secondo il relativo peso all'interno del mix di importazione, come si può vedere nella tabella successiva.

TABELLA 1 DATI PER IL CALCOLO DEL FATTORE DI EMISSIONE ESTERO – DATI RIFERITI AL 2010

Stato	Peso	Emissioni ^[27] [Mtco ₂]	Prod. lorda ^[28] [GWh]	Fattore emissione [Mt/GWh]
Svizzera	48,8 %	8,636	67.816	0,0001273
Francia	32,1 %	132,857	569.290	0,0002334
Austria	15,6 %	36,671	71.129	0,0005156
Slovenia	3,4 %	8,382	16.440	0,0005099
TOTALE				0,0002352

Obiettivo 2: minimo rischio geopolitico

L'Italia sorge su un territorio le cui riserve fossili sono minime e per questa ragione è un paese prettamente importatore. Restando nel settore elettrico, vengono importati i combustibili per le centrali termoelettriche, ma anche la stessa energia elettrica, mentre l'export delle stesse avviene in quantità trascurabili. Per aumentare la sicurezza degli approvvigionamenti, nel tempo si sono diversificati i paesi fornitori delle varie risorse, ma

con il crescere delle continue tensioni politiche tra i vari paesi potrebbe non essere più sicuro l'approvvigionamento di queste. Il modello realizzato considera come secondo obiettivo questa condizione, analizzando per ciascuna fonte la varietà dei paesi da cui si acquista e la loro relativa importanza all'interno del mix importato.

Il gruppo dei paesi fornitori per ciascuna fonte varia nel tempo ed è molto difficile prevedere una sua evoluzione futura dato che dipenderà da diversi fattori molto spesso slegati tra di loro quali la disponibilità della risorsa, il costo e le decisioni politiche. Per riuscire a includere questo fattore all'interno della simulazione verranno utilizzate le percentuali di importazione relative al 2016, l'anno più recente di cui si conoscono i valori.

Analizzando nel dettaglio l'importazione delle risorse primarie, si nota come il paese di origine solitamente sia molto distante dal nostro e ciò comporta ulteriori rischi per l'approvvigionamento delle stesse. Infatti, potrebbe avvenire l'interruzione del rifornimento non da parte del paese fornitore, ma da parte di altri stati situati lungo il tragitto compiuto dalla risorsa. Il coefficiente di rischio deve pertanto considerare questo aspetto e nel farlo si è deciso di attribuire al fattore "percorso" un peso complementare al fattore "paese di origine" come viene spiegato di seguito:

$$Coeff_{sic,i} = \sum_{n=1}^{\# \text{ paesi import.}} P_n \cdot \left[k \cdot I_{sic,n} + (1 - k) \cdot (media(I_{sic,paesi \ transitato})) \right]$$

dove $I_{sic,n}$ è l'indice di sicurezza attribuito al paese d'acquisto ennesimo, P_n è il relativo peso all'interno del mix importato e k è l'incidenza del paese di origine.

In questo lavoro si è deciso di valutare l'indice di rischio appartenente ai paesi di transito come una semplice media aritmetica degli indici dei paesi attraversati durante il tragitto. Una valida alternativa sarebbe quella di valutare questo indicatore pesandolo sulla lunghezza del tragitto percorso all'interno del paese attraversato, modificando il calcolo del coefficiente come segue:

$$Coeff_{sic,i} = \sum_{n=1}^{\# \text{ paesi import.}} P_n \cdot \left[k \cdot I_{sic,n} + (1 - k) \cdot \left(\frac{\sum_{k=1}^{\# \text{ paesi attrav.}} I_{sic,k} \cdot l_k}{l_{tot}} \right) \right]$$

La funzione obiettivo scelta è nuovamente di tipo polinomiale

$$Rischio_{geopolitico} = \frac{1}{E_{el}} \cdot \sum_{i=1}^{\# \text{ fonti utilizzate}} Coeff_{sic,i} \cdot E_{el,i}$$

dove $E_{el,i}$ è l'energia elettrica prodotta con l'utilizzo della fonte i-esima, E_{el} è l'energia totale prodotta nell'anno considerato da tutte le fonti.

Analizzando nel dettaglio le importazioni si nota che, per quanto riguarda il carbone, l'ultima miniera presente in Italia verrà presto chiusa. La regione Sardegna ha infatti approvato il piano per la cessazione dell'attività estrattiva nella miniera di Nuraxi-Figus entro il 31/12/2018^[29], per cui tutto il carbone necessario al funzionamento dell'attività produttiva sarà di origine estera. Nella figura 5 si vede il gruppo di paesi da cui l'Italia importa il proprio carbone e il loro relativo peso.

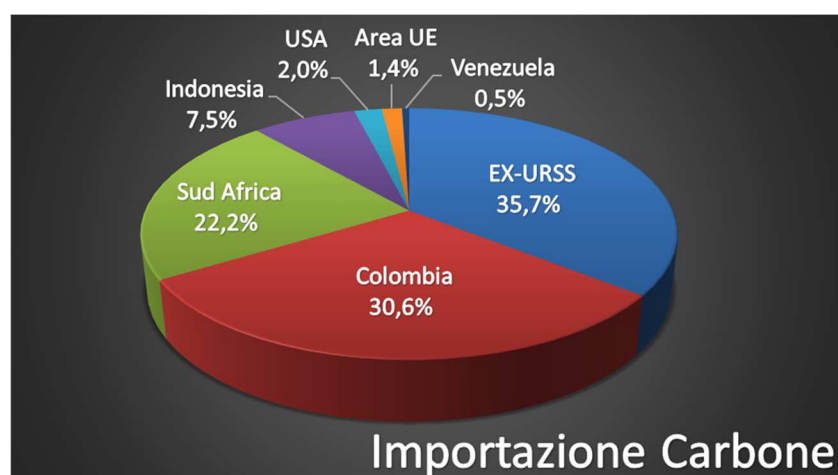


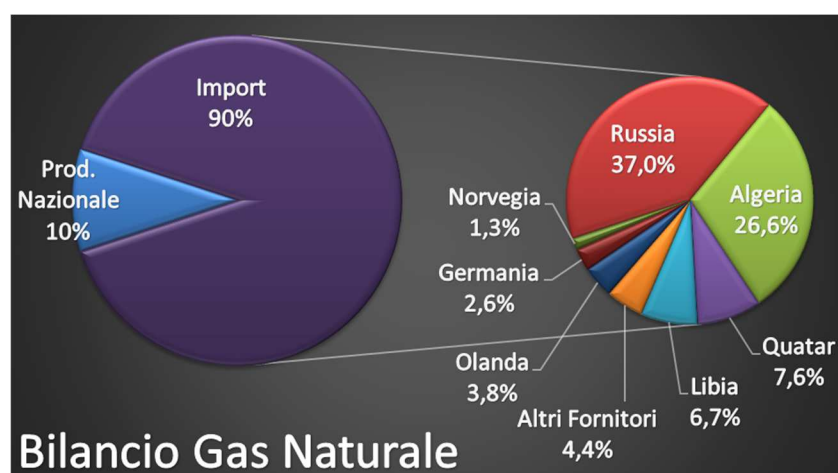
FIG. 5 IMPORTAZIONE DI CARBONE PER PAESI FORNITORI AL 2016 ^[30]

Quasi tutto il carbone commercializzato nel mondo viaggia via mare e, a differenza degli idrocarburi, non genera enormi danni ambientali a seguito di possibili sversamenti in acqua. Inoltre, il non voler creare ulteriori impatti dovuti al suo trasporto all'interno del paese, ha fatto sì che la maggior parte delle centrali alimentate a carbone sorgessero nei pressi delle località costiere. Con queste condizioni non è possibile considerare il rischio derivante dai paesi attraversati da queste navi poiché, viaggiando via mare, risulta difficile un loro blocco. Nel modello si è assunto che tutto il carbone viene trasportato via mare ponendo pertanto il valore di k pari a 1.

Per quanto riguarda il gas naturale il nostro paese possiede diversi giacimenti da cui estrae circa il 10% del suo fabbisogno. Nella seguente tabella si può vedere l'andamento nelle ultime tre annualità^[31], mentre nella figura 6 viene rappresentato in dettaglio il bilancio del gas naturale utilizzato all'interno del codice.

TABELLA 2 BILANCIO ANNUALE GAS NATURALE IN MILIARDI DI SM³

Anno	Produzione Nazionale		Importazione		Totale
2014	7,286	12 %	55,852	89 %	63,138
2015	6,882	10 %	61,266	90 %	68,148
2016	6,031	8%	65,241	92 %	71,272

FIG. 6 BILANCIO DEL GAS NATURALE⁷

Essendo molto difficile prevedere l'evoluzione futura dell'approvvigionamento del gas ed essendo state individuate risorse sotto i fondali dell'Adriatico in grado di permettere di raddoppiare l'estrazione annua da quei giacimenti, in questo modello è stato utilizzato come peso per l'importazione un valore pari al 90%.

Il gas naturale arriva principalmente nel nostro paese attraverso una rete di gasdotti, sia terrestri che subacquei. Queste pipeline, partendo dal paese fornitore, attraversano diversi stati prima di arrivare nel nostro. Lungo il percorso dei gasdotti sono presenti diverse stazioni di ri-pompaggio e gestione della risorsa per permettere allo stato percorso di approvvigionarsi dallo stesso gasdotto. La necessaria presenza di queste stazioni è anche una fonte di rischio in quanto possono essere oggetto di guasti o attacchi, che potrebbero causare la cessazione della fornitura.

Verranno adesso schematizzati i gasdotti che riforniscono l'Italia di gas naturale e nella figura 7 ne viene rappresentato il percorso.

- TAG: *Trans Austria Gas*, permette al gas russo, dopo aver attraversato Ucraina, Slovacchia e appunto l'Austria, di giungere in Italia.
- TRANSITGAS: situato in Svizzera raccoglie il gas olandese proveniente dalla Germania e il gas norvegese per portarlo in Italia.
- TMPC: *Trans Mediterranean Pipeline Company*, è un condotto subacqueo il quale permette al gas algerino di arrivare nel nostro paese dopo aver attraversato la Tunisia.
- Greenstream: è un condotto subacqueo che permette l'importazione del gas libico.
- TAP: *Trans Adriatic Pipeline*, ancora in costruzione, permetterà al gas azero, dopo aver attraversato Turchia, Grecia e Albania, di giungere in Italia.

⁷ Altri Fornitori: Austria, Croazia, Danimarca, Nigeria, Perù, Regno Unito più altre piccolissime quote appartenenti a stati europei e extraeuropei

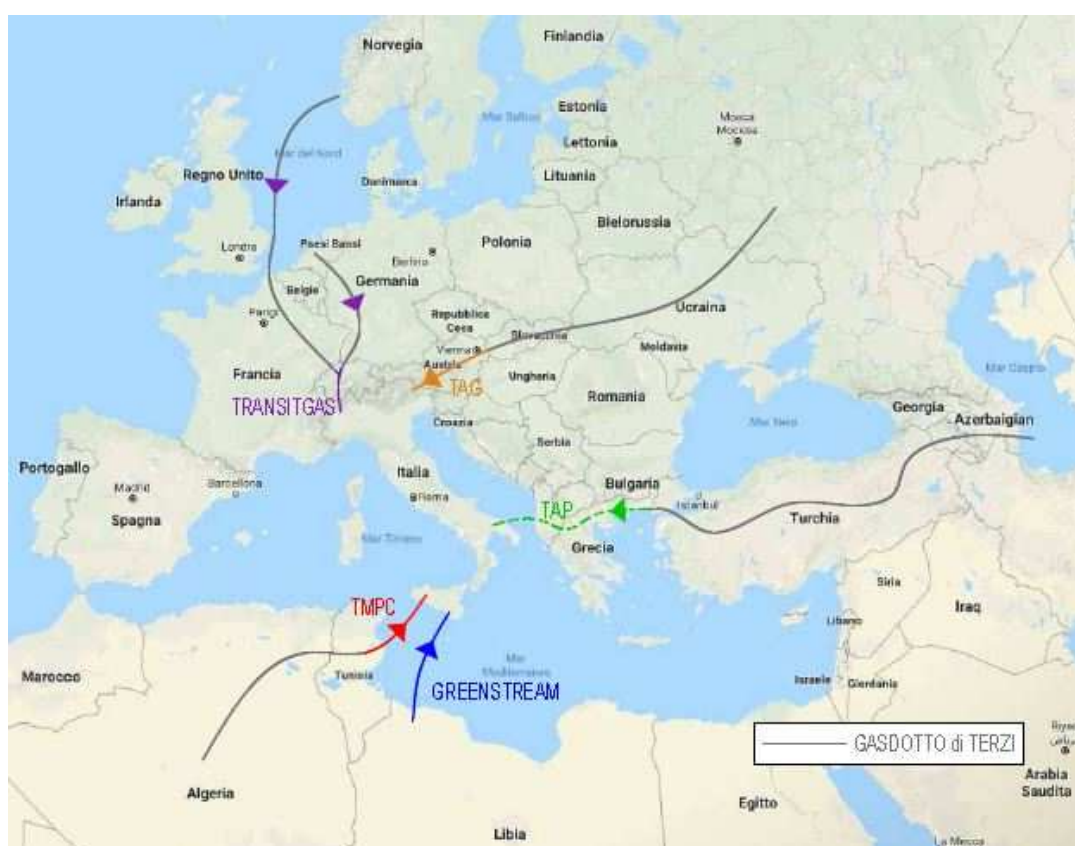


FIG. 7 RETE GASDOTTI PER L'APPROVVIGIONAMENTO DEL GAS NATURALE IN ITALIA

Oltre ai gasdotti, il nostro paese è dotato di tre impianti di ri-gassificazione che permettono l'approvvigionamento di gas naturale da paesi troppo lontani per essere raggiunti con i metanodotti. Per aggirare questa difficoltà si preferisce liquefare il gas naturale e trasportarlo all'interno di enormi cisterne montate su navi chiamate appunto metaniere, per poi riportarlo allo stato gassoso negli impianti di ri-gassificazione. Per questo motivo si utilizza un valore di k pari a 1 per i paesi che vendono il loro gas via mare, mentre per i paesi che utilizzano i metanodotti si adotta un valore di k pari a 0,5.

Dal sottosuolo italiano non si estrae solo gas naturale, ma sono presenti diversi giacimenti petroliferi dai quali viene estratto una piccola quota di petrolio greggio. Osservando l'andamento temporale di queste estrazioni (Tabella 3) si vede come la produzione nazionale sia in calo e di conseguenza, il peso dell'importazione per questa tipologia di fonte, viene quindi assunto pari al 95 %, come illustrato nella figura 8.

TABELLA 3 BILANCIO ANNUALE PETROLIO GREGGIO IN MIGLIAIA DI TONNELLATE^[32]

Anno	Produzione Nazionale		Importazione		Totale
2014	5,748	10 %	53,844	90 %	59,592
2015	5,455	8 %	62,457	92 %	67,912
2016	3,746	6 %	60,879	94 %	64,625

Come il gas naturale, anche il petrolio può essere trasportato in due modi alternativi. Essendo liquido lo si può pompare attraverso delle pipeline, chiamate oleodotti, oppure all'interno di cisterne che possono essere caricate sia sulle navi petroliere, sia su camion o treni per un trasporto via terra. In questo lavoro si assume che il trasporto avvenga esclusivamente via mare, ponendo così il valore di k pari a 1.

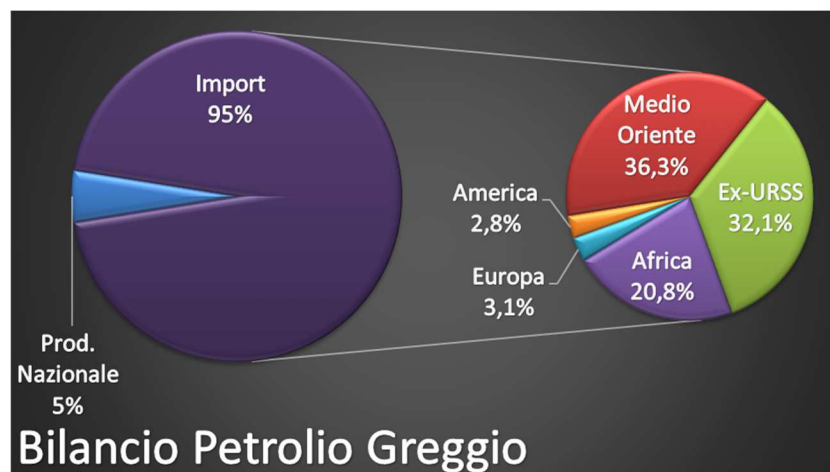


FIG. 8 BILANCIO DEL PETROLIO GREGGIO⁸

A parte le fonti fossili necessarie per il funzionamento delle centrali termoelettriche, l'Italia importa da alcuni paesi direttamente energia elettrica. Anche questo import è soggetto ad un rischio geopolitico e pertanto deve essere considerato. Nella figura successiva (Fig. 9) viene mostrato il peso dell'acquisto dell'energia elettrica dai vari paesi. Come si può vedere questo scambio avviene prevalentemente nel Nord Italia, ma si sta sviluppando una rete subacquea per il raggiungimento dei paesi nord africani e della penisola ellenica. Si nota inoltre come questi scambi di energia elettrica avvengono tutti verso paesi confinanti, eliminando il problema dei paesi di transito. Per questo motivo il valore di k viene nuovamente posto uguale a 1.

Il nostro paese non importa solamente energia elettrica, ma ne vende anche una piccolissima quota. Con gli stessi paesi fornitori quali Francia, Svizzera, Slovenia e Austria avviene una buona parte della vendita, anche se in quantità ridotte rispetto all'acquisto, mentre una piccolissima quota, circa l'1% dell'energia totale, viene ceduta ad altri paesi come Grecia e Malta. Essendo marginale, in questo modello si trascura l'energia venduta ragionando solamente sul saldo netto e sui paesi dal quale si acquista l'energia elettrica.

⁸ Africa: Algeria, Angola, Camerun, Congo, Egitto, Gabon, Ghana, Guinea Equatoriale, Libia, Nigeria e Tunisia
 America: Brasile, Canada, Colombia, Messico e USA
 Europa: Albania, Grecia, Norvegia e Regno Unito
 Ex-URSS: Azerbaijan, Kazakhstan, Russia e Turkmenistan
 Medio Oriente: Arabia Saudita, EAU, Iran, Iraq e Kuwait

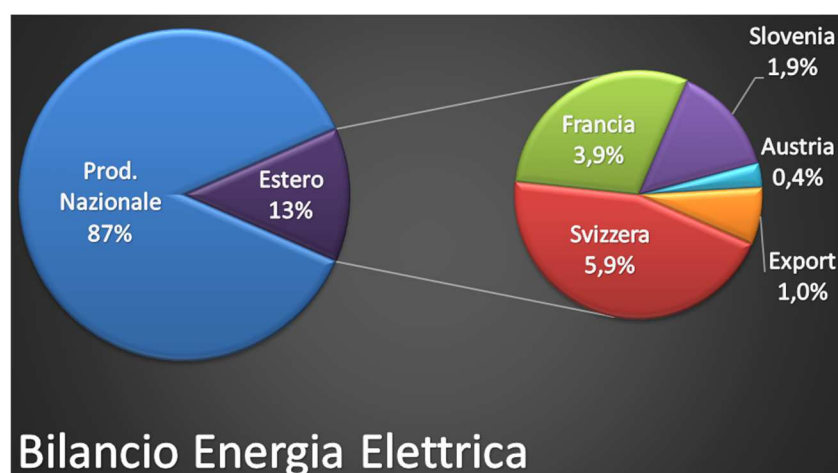


FIG. 9 BILANCIO DELL'ENERGIA ELETTRICA AL 2016 ^[33]

Anche se al giorno d'oggi non viene utilizzata la tecnologia nucleare, questo modello consente di simulare l'impatto di questa fonte. Con lo stop al nucleare italiano si è perso anche il tessuto industriale che ruota attorno a questa tecnologia, come ad esempio le industrie per la produzione del combustibile. Se si decidesse di tornare ad investire in questa tecnologia, il settore industriale necessario al supporto di essa impiegherebbe però molto tempo per tornare a regime e pertanto si dovrà acquistare il combustibile da altri paesi. Di conseguenza, in questo lavoro si assume che la produzione nazionale di combustibile nucleare sia nulla nel periodo di tempo analizzato per queste simulazioni, ponendo l'importazione di esso pari al 100%. Come paesi fornitori si prevede una suddivisione perfetta tra Francia e Inghilterra essendo i due paesi produttori più vicini all'Italia oltre ad essere quelli che si stanno occupando del trattamento dei nostri rifiuti radioattivi.

I coefficienti di rischio per ciascun paese sono stati presi dal *Worldwide Governance Indicators*^[34], WGI, appartenente al *World Bank Group*, il quale valuta, per più di 200 paesi, degli indici di governance relativi a sei dimensioni. Per governance si intendono le varie istituzioni attraverso le quali si esercita l'autorità, includendo la scelta e la sostituzione dei governi, l'abilità dei governi stessi di promuovere e applicare politiche e le interazioni governative e sociali.

Come detto vengono stimati diversi indici riguardanti sei voci, quali:

- Ascolto e responsabilità
- Stabilità politica e assenza di violenza
- Efficacia del governo
- Qualità legislativa
- Rispetto delle leggi
- Controllo della corruzione

All'interno del modello viene utilizzato un solo indice ottenuto come la media aritmetica dei sei indicatori citati precedentemente. In questo lavoro si è deciso di utilizzare i dati più recenti disponibili, ovvero quelli relativi al 2017 nella categoria *Rank*. In questa categoria si classificano i paesi esaminati in una graduatoria da 0, indice di altissimo rischio, a 100, indice di bassissimo rischio. Per permettere un miglior utilizzo di questi valori, si è applicata una traslazione all'interno del modello, mantenendo però la stessa informazione presente nell'indicatore originale. I valori sono stati scalati in una nuova finestra, sempre da 0 a 100, dove a 0 corrisponde un bassissimo rischio, mentre a 100 si è in condizione di altissimo rischio.

Di seguito sono elencati i coefficienti utilizzati per tecnologia:

- NUCLEARE:	15,756
- CARBONE:	58,145
- GAS:	62,821
- PROD. PETROLIFERI:	74,417
- ESTERO:	9,400
- FER:	0
- ALTRI COMBUSTIBILI:	0

3.4.2 I vincoli

Il modello realizzato, oltre a minimizzare le due funzioni obiettivo spiegate precedentemente, deve anche rispettare diverse categorie di vincolo.

La prima categoria è la "soglia". Come si può intuire, gli impianti non possono produrre un'energia infinita, ma sono soggetti a un vincolo tecnologico grazie al quale si può valutare una massima energia producibile in una finestra temporale. Questo valore è dato dal prodotto della capacità installata, dalle ore totali del periodo analizzato e dal fattore di utilizzazione.

Per quanto riguarda la soglia inferiore, questa è posta pari al 30% della soglia superiore per gli impianti a combustione e pari a 0 per le fonti rinnovabili, con l'eccezione dello scambio con l'estero. La soglia del 30% è necessaria per evitare un inadeguato sfruttamento della tecnologia poiché, per produzioni inferiori, risulterebbe sconveniente l'utilizzo dell'installazione.

Per quanto riguarda le connessioni con l'estero si è posto come limite superiore la massima energia importabile nel periodo analizzato e allo stesso tempo, la si pone anche come limite inferiore, con segno negativo, per porre le condizioni di massima esportazione.

Di seguito vengono elencati i vincoli di soglia utilizzati:

$$0,3 \cdot P_{nucl} \cdot f_{nucl} \cdot h_{periodo} \leq Nucleare \leq P_{nucl} \cdot f_{nucl} \cdot h_{periodo}$$

$$0,3 \cdot P_{carb} \cdot f_{carb} \cdot h_{periodo} \leq Carbone \leq P_{carb} \cdot f_{carb} \cdot h_{periodo}$$

$$0,3 \cdot P_{gas} \cdot f_{gas} \cdot h_{periodo} \leq Gas\ Naturale \leq P_{gas} \cdot f_{gas} \cdot h_{periodo}$$

$$0,3 \cdot P_{petr} \cdot f_{petr} \cdot h_{periodo} \leq Petroliferi \leq P_{petr} \cdot f_{petr} \cdot h_{periodo}$$

$$0 \leq Geotermico \leq P_{geo} \cdot f_{geo} \cdot h_{periodo}$$

$$0 \leq Solare \leq P_{sol} \cdot f_{sol_perido} \cdot h_{periodo}$$

$$0 \leq Eolico \leq P_{eol} \cdot f_{eol} \cdot h_{periodo}$$

$$0 \leq Idroelettrico_{fluyente} \leq P_{idro_flue} \cdot f_{flue_periodo} \cdot h_{periodo}$$

$$0 \leq Idroelettrico_{serbatoio} \leq P_{idro_pomp} \cdot f_{pomp_periodo} \cdot h_{periodo}$$

$$0,3 \cdot P_{bio} \cdot f_{bio} \cdot h_{periodo} \leq Biocombustibili \leq P_{bio} \cdot f_{bio} \cdot h_{periodo}$$

$$0,3 \cdot P_{altri} \cdot f_{altri} \cdot h_{periodo} \leq Altri\ combustibili \leq P_{altri} \cdot f_{altri} \cdot h_{periodo}$$

$$-P_{est} \cdot h_{periodo} \leq Estero \leq P_{est} \cdot h_{periodo}$$

La seconda categoria di vincolo è quella di “uguaglianza”. Attraverso questi vincoli si vogliono porre delle rigide restrizioni che devono essere assolutamente rispettate nella soluzione del problema.

Nel caso in esame sono presenti solamente due vincoli:

$$Nucleare = 0$$

$$[(Nucl. + Carb. + Gas + Petrol. + FER + Altri) \cdot (1 - Loss)] + Estero = Domanda$$

dove *FER* racchiude tutte le fonti rinnovabili (solare, eolico, idroelettrico, bio-combustibili e geotermico), *Loss* rappresenta la percentuale di energia utilizzata per gli ausiliari e il pompaggio e *Domanda* è il fabbisogno di energia elettrica lorda.

Le perdite dovute agli ausiliari e ai pompaggi sono un dato iniziale del problema e sono state valutate calcolando la media sui cinque anni precedenti e con un valore impostato pari al 4,5%.

La terza categoria di vincolo cui è soggetto questo modello è di “disuguaglianza”. Questa tipologia di vincolo si differenzia rispetto a quello di soglia perché ci permette di porre dei limiti non solo sulla singola variabile, ma su un gruppo di variabili. Così facendo, per esempio, possiamo andare a porre dei limiti alle FER, oppure alla generazione termica o alla generazione nazionale.

Di seguito sono elencati i vincoli utilizzati nel modello

$$FER_{Interm.} = Eolico + FV + Idroel_{fluente} \leq coeff_A \cdot \frac{Domanda}{(1 - Loss)}$$

$$[(Nucl. + Carb. + Gas + Petrol. + FER + Altri) \cdot (1 - Loss)] \geq coeff_B \cdot Domanda$$

Con il primo vincolo si vuole porre una sicurezza per quanto riguarda le fonti rinnovabili intermittenti, poiché la loro imprevedibilità potrebbe essere un elemento di forte rischio per l'intero sistema elettrico, mentre con il secondo si vuole limitare l'importazione dell'energia elettrica dall'estero.

3.4.3 I dati di INPUT

Per permettere una miglior interazione tra l'utente e il codice è stata realizzata un'interfaccia grafica. Ovviamente il modello per funzionare necessita di diversi dati che possono essere forniti dall'utente, sia attraverso la schermata sia attraverso un file Excel.

Nella figura successiva (Fig. 10) è presentata l'interfaccia grafica dove, sulla sinistra, è individuabile una zona per l'inserimento dei dati. Tali parametri sono soggetti a dei restringimenti imposti, ma nonostante questo, prima dell'avvio della simulazione, è eseguito un rapido controllo sulla validità dei dati immessi. Sulla destra invece è presente uno spazio per la visualizzazione di due grafici, mentre tutti i grafici, compresi i due presenti nella schermata, saranno generati automaticamente fuori dall'interfaccia.

All'avvio del programma vengono visualizzati i valori impostati di default per ciascun parametro. I due coefficienti di utilizzo, minimo e massimo, sono necessari per permettere al modello di valutare quando è necessario modificare la capacità installata, mentre con il check box si può decidere se considerare anche la tecnologia nucleare. Disabilitandolo si andrà a modificare anche il vincolo riguardante la produzione di energia elettrica dall'uso dell'energia atomica precedentemente mostrato. Gli altri parametri sono dei coefficienti presentati nei paragrafi precedenti riguardo al raggiungimento degli obiettivi e al rispetto dei vincoli, dove “Fonti Intermittenti” corrisponde al $coeff_A$, mentre “Prod. Nazionale” è associato al $coeff_B$.

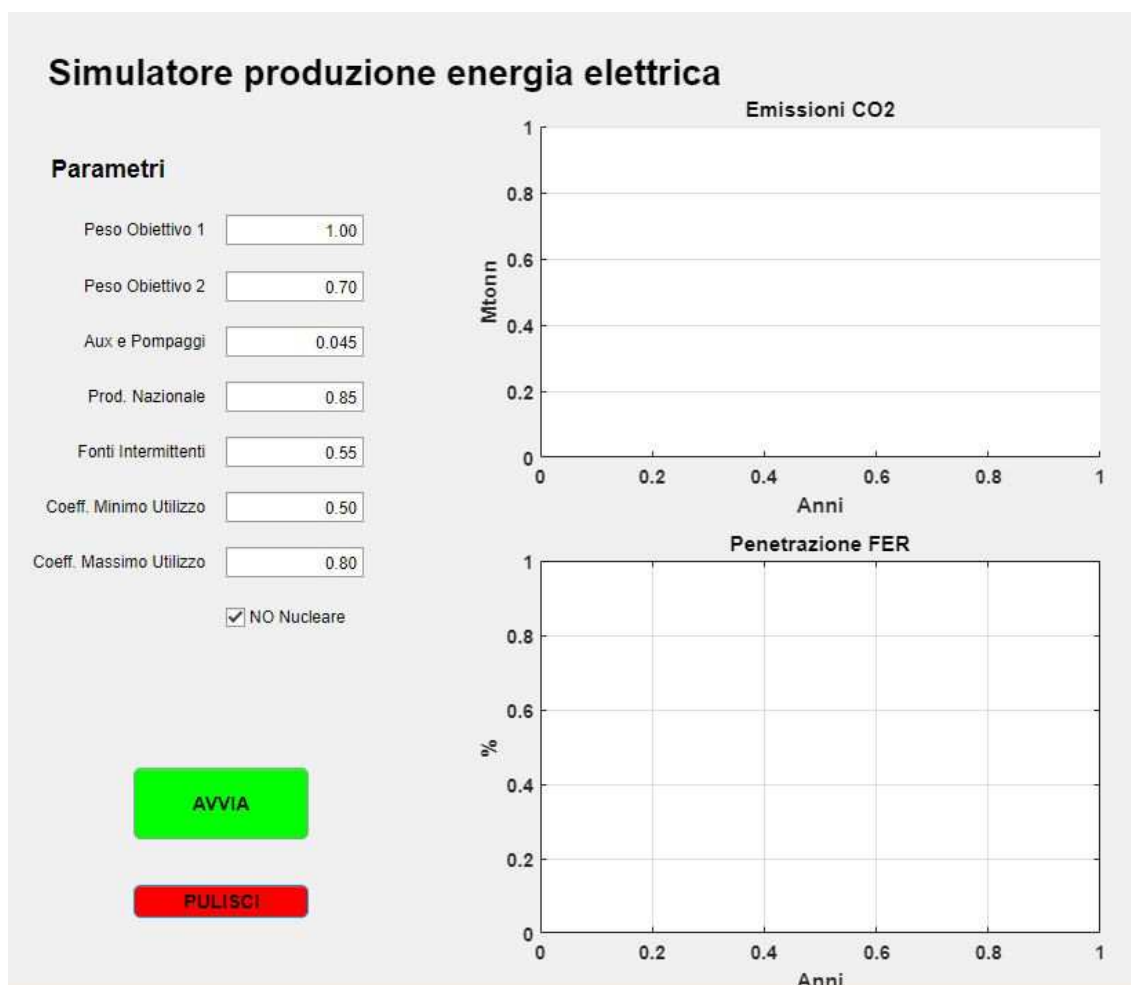


FIG. 10 INTERFACCIA GRAFICA CON VALORI IMPOSTATI DI DEFAULT

Prima di valutare se modificare la capacità installata, è indispensabile caratterizzare l'attuale parco centrali presente sul territorio italiano. Nella tabella 4 sono riportati i dati al 31/12/2017 che verranno usati come input per il modello. Il codice legge un file Excel "DATI_INPUT.xlsx" prendendo i dati necessari al suo funzionamento. L'utente ha la possibilità di modificare i valori presenti nel file, ma non potrà modificarne la struttura in quanto rimane protetta per evitare errori nella lettura dei dati.

Il valore della capacità installata sul territorio è un dato molto importante perché definisce un limite tecnico insuperabile. Come si è detto in precedenza discutendo dei vincoli, non è possibile produrre una quantità di energia illimitata, ma si può produrre al massimo, durante il periodo temporale considerato, un'energia pari a:

$$E_{el,i} = P_i \cdot h_{periodo} \cdot f_i \quad i = \text{carbone, gas, ... , saldo estero}$$

dove f_i è il fattore di utilizzazione, ossia il rapporto delle ore a cui l'impianto lavora alla sua potenza nominale rispetto alle ore totali presenti nel periodo considerato.

TABELLA 4 PARCO CENTRALI INSTALLATO SUL TERRITORIO ITALIANO AL 31/12/2017 ^[35]

Fonte di energia	Potenza installata [MW _e]	Energia prodotta [GWh]
Nucleare	-	-
Carbone	7.996	32.627
Gas	44.668	142.851
Prodotti petroliferi	2.604	4.083
Geotermico	915	6.201
Solare	19.682	24.378
Eolico	9.766	17.742
Idroelettrico (fluente)	6.103	17.724
Idroelettrico (serbatoi)	18.507	20.300
Bio-combustibili	5.885	19.378
Altri combustibili	2.768	10.546
Saldo estero	8.900	37.761

Diventa così necessario fornire al modello anche i vari fattori di utilizzazione suddivisi per fonte, elencati nella tabella successiva.

TABELLA 5 FATTORE DI UTILIZZAZIONE PER FONTE DI ENERGIA

Fonte di energia	Fattore di utilizzazione [-]
Nucleare ^[36]	0.92
Carbone ^[36]	0.54
Gas ^[36]	0.55
Prodotti petroliferi ^[36]	0.13
Geotermico ^[36]	0.76
FER _{intermittenti}	Fig. 11
Bio-combustibili	0.50
Altri combustibili	0.40
Saldo estero	-

Si è deciso di impiegare dei fattori di utilizzazione variabili per le fonti rinnovabili intermittenti tenendo in considerazione la loro natura nella produzione di energia elettrica durante l'anno. I valori dei coefficienti sono stati ottenuti mediando i valori delle ultime tre annualità (2015, 2016, 2017) secondo i dati Terna e GSE. Per quanto riguarda i fattori di utilizzazione per i bio-combustibili e gli altri combustibili sono stati applicati dei valori teorici.

I fattori di utilizzazione non possono essere modificati dall'utente perché sono stati impostati direttamente nel codice, rendendo il modello notevolmente più rigido poiché non è possibile applicarlo ad altri paesi diversi dall'Italia.

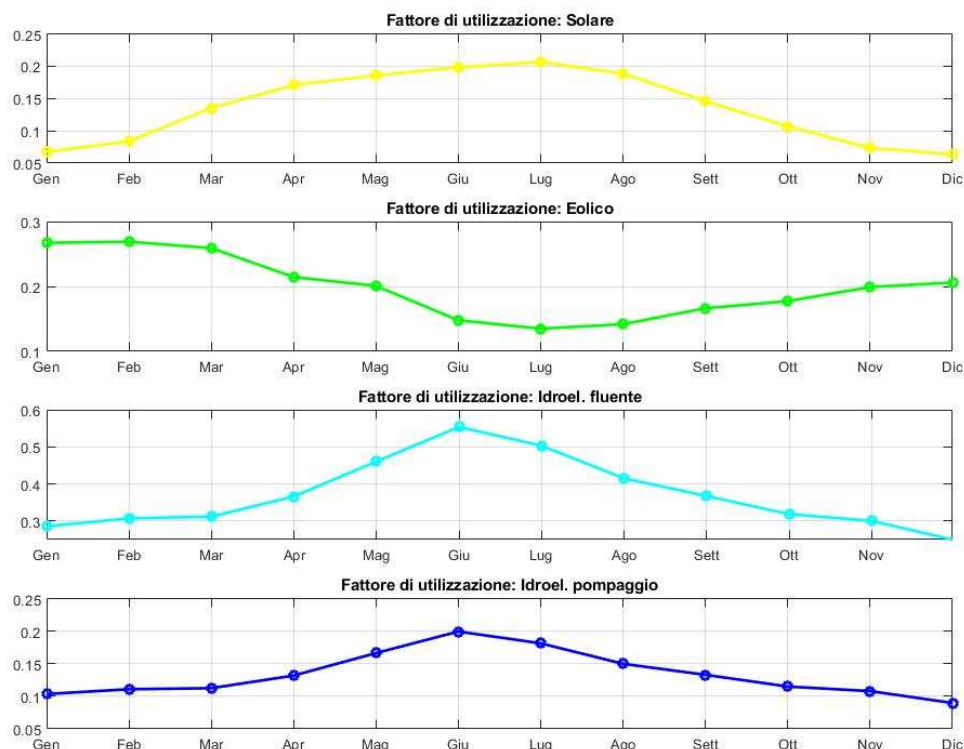


FIG. 11 FATTORE DI UTILIZZAZIONE MENSILE PER FONTI INTERMITTENTI

Come già accennato, il codice valuta se è necessario costruire delle nuove centrali, considerando tutto il tempo necessario affinché possano essere allacciate alla rete ed essere quindi disponibili alla produzione. Non è facile valutare la nuova potenza installata, poiché dipende molto dal progresso tecnologico e dalla linea d'azione dell'ente proprietario del nuovo impianto. Per questa serie di ragioni il modello considera la costruzione di capacità standard, relative ad una o più unità, in base alla tecnologia utilizzata. Quando l'energia prodotta durante l'anno corrente è superiore a una soglia impostata tramite il coefficiente di massimo utilizzo, il codice inizia l'installazione di una nuova quota di potenza. Questa soglia massima è difficilmente identificabile per le tecnologie intermittenti. Per riuscire in questa valutazione, sono stati inseriti dei fattori di utilizzazione annuali equivalenti, valutati sulla media triennale, affinché sia possibile determinare l'aumento della capacità installata. Nel caso in cui la tecnologia relativa a una determinata fonte venisse utilizzata al di sotto di una soglia minima, il modello valuta lo smantellamento di una quota di potenza impostata dall'utente, come si può vedere nella tabella 6.

Per quanto riguarda invece la vita degli impianti esistenti, nel modello si considera che la capacità installata, terminata la vita utile dell'impianto, sia sostituita con una nuova capacità pari a quella precedente per garantire la continuità di servizio.

TABELLA 6 DATI TECNICI RELATIVI ALLE NUOVE INSTALLAZIONI

Fonte di energia	Nuova capacità [MWe]	Costruzione [anni]	Capacità rimuovibile [MWe]
Nucleare	2.200	5	1.100
Carbone	-	-	Programmato
Gas	1.400	2	350
Prodotti petroliferi	-	-	125
Geotermico	-	-	20
Solare	1.100	1	50
Eolico	600	1	50
Idroelettrico (fluente)	300	2	50
Idroelettrico (serbatoi)	100	2	20
Bio-combustibili	100	3	20
Altri combustibili	75	2	50
Saldo estero	500	7	-

3.4.4 Il phase-out dal carbone

Uno degli obiettivi previsto nella SEN è il completo spegnimento delle centrali a carbone presenti nel parco produttivo italiano entro il 2025. Ad oggi sono attive in Italia nove centrali alimentate a carbone (Fig. 12), per una potenza complessiva di circa 8 GW. Ovviamente non si possono spegnere dall'oggi al domani tutte le centrali installate sul territorio, ma è necessaria una pianificazione temporale per la loro messa fuori servizio, permettendo così la loro sostituzione con altre fonti in totale sicurezza.

Nel voler realizzare una pianificazione di dismissione è necessario tenere in considerazione anche l'età delle installazioni. Nella successiva tabella viene illustrato l'anno di entrata in esercizio degli impianti e in seguito viene mostrato lo schema, previsto in questo lavoro, per la dismissione degli impianti.

TABELLA 7 DESCRIZIONE CAPACITÀ A CARBONE INSTALLATA ^[37]

Centrale	Potenza [MW]	Entrata in esercizio
Brindisi Sud	2.640	1997
Torrevaldaliga N.	1980	2009
Fusina	1600	1974
Fiume Santo	640	1983
Sulcis	580	1986
Monfalcone	336	1970
Bastardo ^[38]	150	1991
Brescia	70	1991

Valutando sia l'età sia la disposizione geografica dell'impianto, in questo modello si prevede un'uscita dal carbone graduale così riassunta:

- dal 1 gennaio 2020: chiusura delle centrali di Fusina e Monfalcone
- dal 1 gennaio 2022: chiusura delle centrali di Bastardo, Brescia e Sulcis
- dal 1 gennaio 2024: chiusura delle centrali di Brindisi
- dal 1 gennaio 2025: chiusura della centrale di Torrevaldaliga
- dal 1 gennaio 2026: chiusura della centrale di Fiume Santo

La chiusura degli impianti a carbone presenti in Sardegna, quello di Sulcis e di Fiume Santo, saranno dilazionati nel tempo per permettere, sia la realizzazione di un secondo collegamento elettrico con l'isola, sia la metanizzazione della stessa, anche attraverso l'uso di impianti di ri-gassificazione. Questi provvedimenti, presi per evitare disagi sia alla popolazione sia alle industrie presenti nella regione, non comportano effetti sul risultato nel modello, ma solo sull'uscita dal carbone.

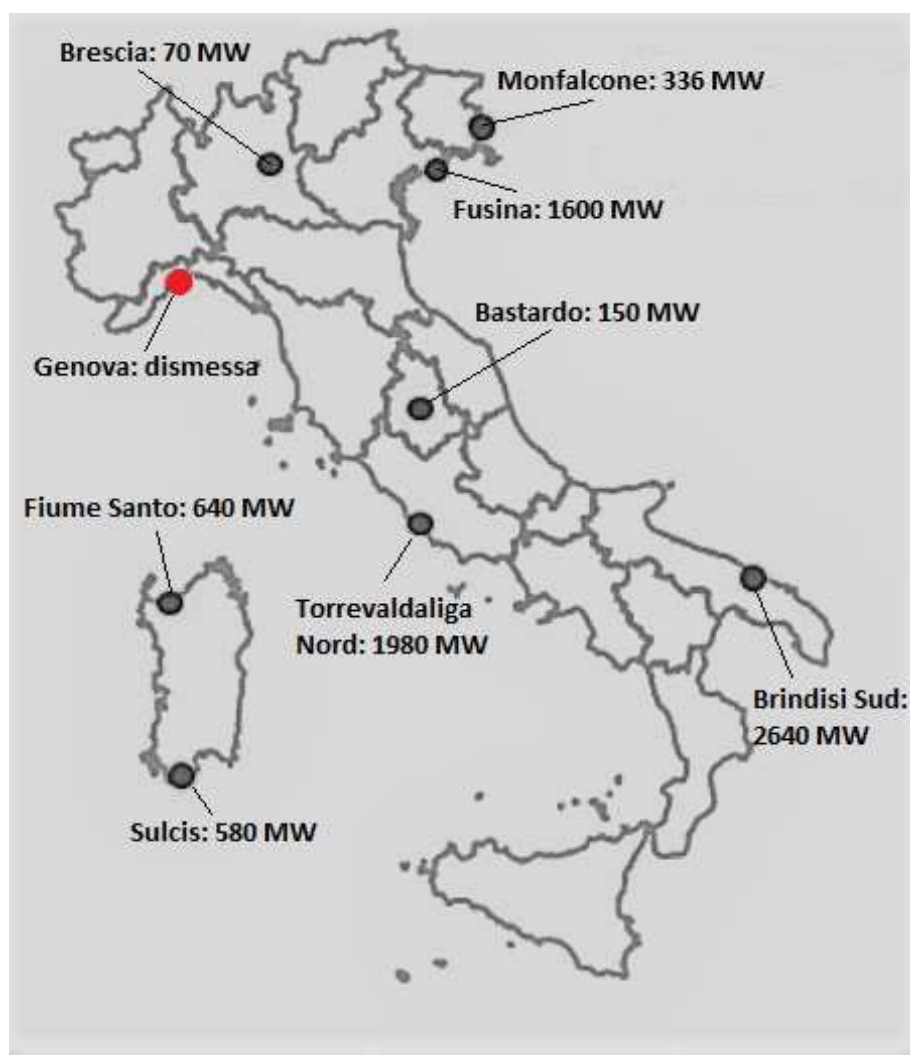


FIG. 12 CENTRALI A CARBONE OPERANTI SUL TERRITORIO ITALIANO AL 2017

3.4.5 Il funzionamento del modello

Il modello realizzato simula mensilmente la produzione di energia elettrica delle varie installazioni presenti sul territorio.

Inizialmente la schermata di lavoro sarà vuota, se non per i valori impostati di default. Cliccando sul tasto AVVIA si darà inizio alla simulazione, mentre cliccando il tasto PULISCI al termine della simulazione, si cancellano tutti i risultati. I parametri scelti dall'utente rimarranno impostati, come anche il file Excel di input, permettendo così all'operatore di mantenere le condizioni della precedente simulazione, apportando le opportune modifiche ogni qual volta si renda necessario.

Avendo come dato d'input la domanda di energia elettrica annuale, fornita al modello tramite il file Excel "DATI_INPUT.xlsx", è necessario suddividerla nei vari mesi. Dopo un'analisi statistica sugli ultimi tre anni, dal 2015 al 2017 compreso, risulta che l'andamento della domanda mensile non varia molto (Fig. 13), tuttavia non si può ritenere costante. L'andamento prevede un massimo nel mese di luglio dovuto al notevole consumo degli apparecchi per il condizionamento, mentre ad agosto quest'aumento è completamente assorbito dal fermo di molte industrie per le vacanze estive e le manutenzioni. Il minimo si registra nel mese di aprile quando le giornate iniziano ad allungarsi, richiedendo così una minor illuminazione, e le condizioni climatiche permettono di non dover utilizzare il condizionamento. Al contrario del caso estivo, in inverno si utilizzano ancora altre fonti per il riscaldamento, quali il gas o la legna, e per questo i valori di energia elettrica richiesta sono simili ai valori autunnali.

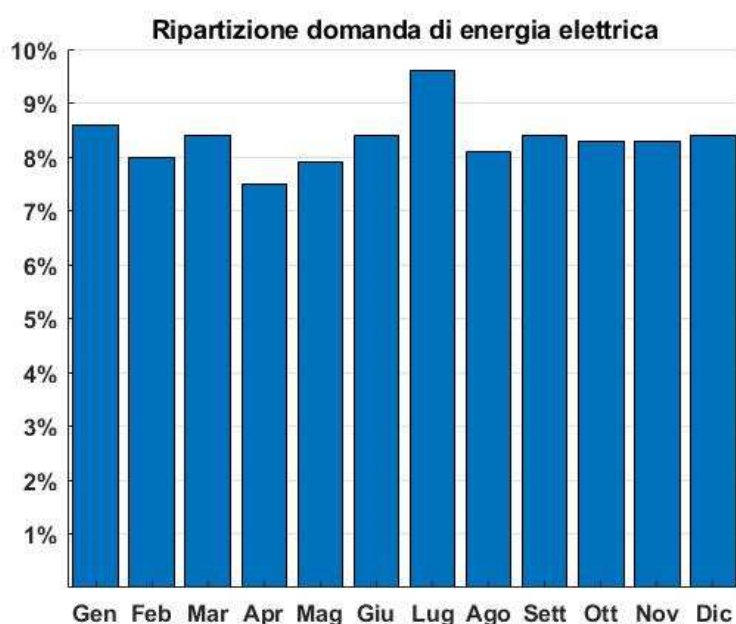


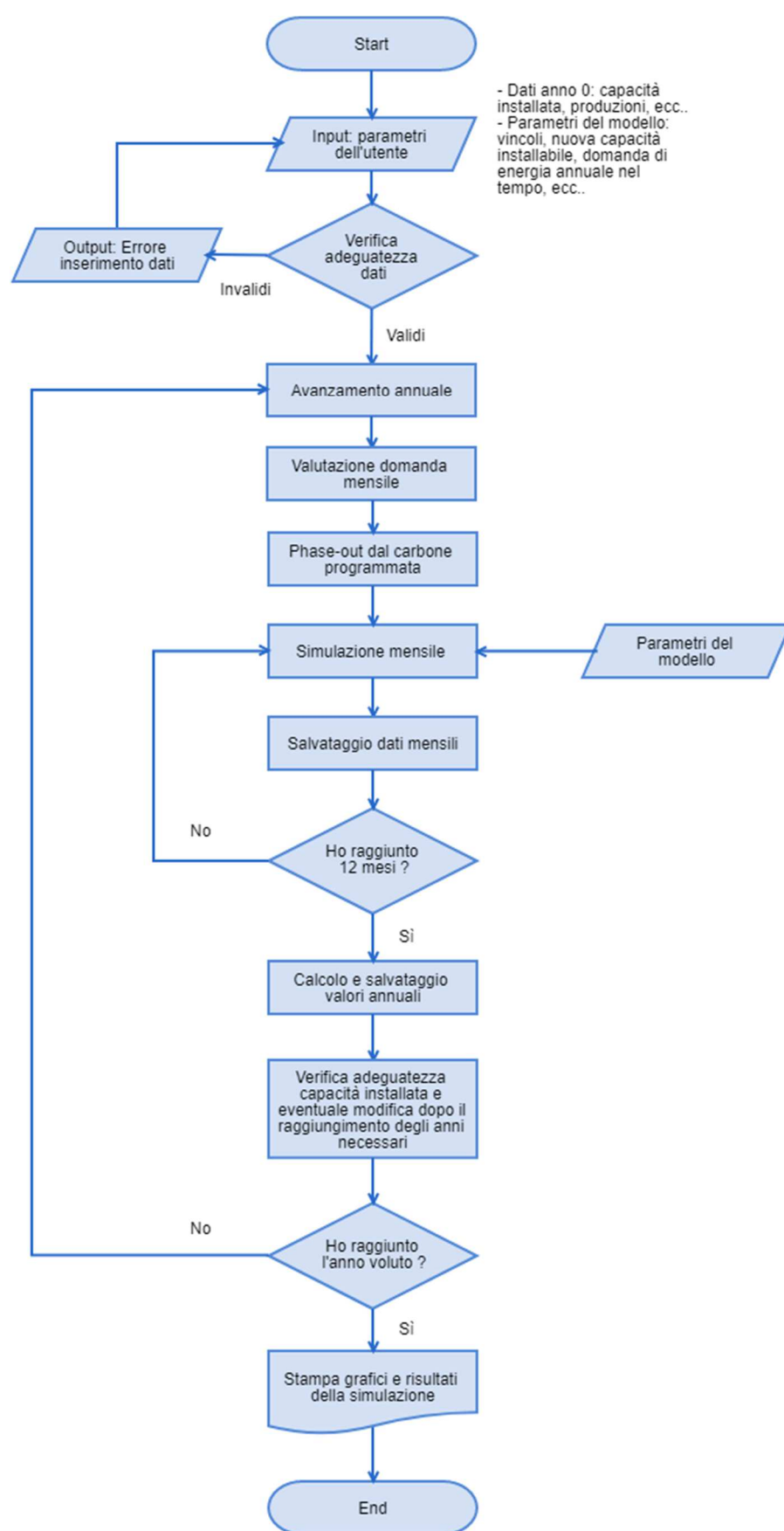
FIG. 13 DIVISIONE MENSILE MEDIA DELLA DOMANDA DI ENERGIA ^[35]

Il modello realizzato simula il mix di produzione ottimale tenendo conto dei relativi vincoli citati precedentemente e dell'andamento mensile delle varie fonti di produzione, calcolando inoltre la quantità di anidride carbonica prodotta nella generazione di energia elettrica. Al termine dell'anno viene valutata sia la somma dell'energia prodotta per ogni tecnologia, sia l'ammontare complessivo di CO₂ immesso nell'ambiente.

Terminato l'anno, il codice analizza i risultati e se fosse necessario, apporta le dovute modifiche alla capacità installata. Per fare ciò si valuta se l'energia prodotta durante l'anno per ciascuna fonte energetica è superiore a un certo valore di soglia. Nel caso in cui si verifichi questa situazione, il codice "inizia la costruzione" di una nuova installazione, la cui taglia dipende dalla tipologia di centrale (Tabella 6). Procedendo con la simulazione, tenendo conto del tempo necessario al completamento dell'impianto, si arriverà all'allacciamento alla rete dello stesso aumentando la potenza installata sul territorio. Un limite del codice è quello, per la stessa tipologia di fonte, di poter iniziare una nuova installazione solamente dopo aver terminato la precedente.

Nell'evoluzione delle capacità installate, nel rispetto dei vincoli e degli obiettivi, è lecito aspettarsi che le fonti rinnovabili continueranno a diffondersi, mentre la produzione da fonte fossile andrà a ridursi nel tempo. Così facendo ci si troverà ad avere indubbiamente una capacità termoelettrica installata superiore rispetto a quanto verrà sfruttata e sarà lecito smantellare parte di questa potenza. Analogamente a quanto avviene per l'aumento della capacità il codice valuta, attraverso un nuovo valore di soglia minimo, se sarà necessario ridurre la potenza presente sul territorio per evitare inutili "fermo impianto". La differenza sostanziale con il caso precedente è il tempo necessario per lo smantellamento della potenza, che avviene con effetto immediato a partire dall'anno successivo come se si spegnesse semplicemente la centrale.

Il funzionamento del modello è riassunto nel successivo diagramma di flusso per una più facile comprensione.



3.4.6 I dati di OUTPUT

Al termine della simulazione il codice stampa l'andamento temporale delle grandezze a cui siamo interessati. All'interno dell'interfaccia utente vengono riprodotti direttamente due grafici poiché, rappresentando l'evoluzione di una sola grandezza, sono di facile interpretazione. I grafici riguardanti invece l'andamento nel tempo del mix produttivo e della capacità installata vengono rappresentati esternamente alla schermata perché, avendo dodici fonti di produzione, sarebbe difficile la loro comprensione se venissero raffigurati all'interno dell'interfaccia. Tutti i grafici prodotti dal modello vengono rappresentati esternamente alla schermata utente per permettere di poter essere utilizzati. Infatti, così facendo, è possibile salvare e modificare le proprietà dei vari grafici, rendendoli così disponibili all'utente.

All'utente non vengono forniti solamente dei grafici. All'interno della cartella in cui è salvato il programma, viene generato automaticamente un file Excel, nominato *DATI_OUTPUT.xlsx*, al cui interno sono salvati tutti i valori delle grandezze rappresentate nei grafici in diversi fogli, permettendo all'analista di poter effettuare le analisi necessarie al suo lavoro.

È assolutamente obbligatorio salvare il file di output con un nome diverso, perché, cliccando sul tasto *PULISCI* per iniziare una nuova simulazione, il file verrà cancellato per poi essere sostituito dal nuovo file contenente i valori relativi alla nuova simulazione.

4. GLI SCENARI ANALIZZATI

Utilizzando il modello descritto nel capitolo precedente si sono analizzati diversi possibili scenari futuri. Ognuno di questi scenari è stato realizzato modificando alcuni dati rispetto agli altri casi, come ad esempio la nuova capacità installabile oppure la presenza della fonte nucleare all'interno del mix energetico, mantenendo però la stessa domanda di energia elettrica.

4.1 La domanda di energia

Per poter realizzare queste simulazioni, uno dei dati più importanti è l'evoluzione del fabbisogno di energia elettrica nel tempo. Conoscendo il suo andamento storico e avendo i valori futuri in alcuni anni specifici, si è costruito lo sviluppo temporale della domanda che considerasse gli studi già eseguiti. Si sono scelti casualmente degli incrementi annuali che portassero alla realizzazione di un'evoluzione della domanda plausibile, mentre per la stima del valore nel 2018 ci si è attenuti all'ultimo rapporto mensile pubblicato da Terna^[39], che vede un incremento rispetto al 2017 dello 0,6%.

La prima serie di dati è stata presa dal codice REACCESS, *Risk of Energy Availability: Common Corridors for Europe Supply Security*. Il modello è di tipo TIMES e ci fornisce i valori di energia elettrica richiesta in Italia per diversi anni: 2015, 2020, 2025, 2030 e 2040. Essendo antecedente alla crisi economica che ha colpito il nostro paese, i valori di fabbisogno valutati sono completamente fuori scala come si può vedere nel grafico seguente (Fig. 14), ma confrontando questi valori con le altre previsioni, tra le quali la previsione di Terna S.p.a. per il decennio 2016-2026^[40] ed i dati presentati nelle proiezioni di ENTSO-E^[41], si nota come l'andamento di crescita sia simile. I dati riportati da ENTSO-E in questo lavoro fanno riferimento allo scenario Best Estimate (BE) al quale

vengono associate le minori incertezze essendo eseguito su un orizzonte temporale più ristretto. Più lungimiranti gli altri due scenari da cui si sono presi le proiezioni, di cui il primo è il Sustainable Transition (ST), il quale prevede il raggiungimento degli obiettivi attraverso la massimizzazione dell'uso delle infrastrutture presenti sul territorio. Il secondo scenario è il Distributed Generation (DG), nel quale si prevede una generazione distribuita su piccola scala, l'uso di storage elettrochimici ed una maggior elettrificazione. A questi ultimi due scenari, valutando periodi temporali più estesi vengono associate delle maggiori incertezze.

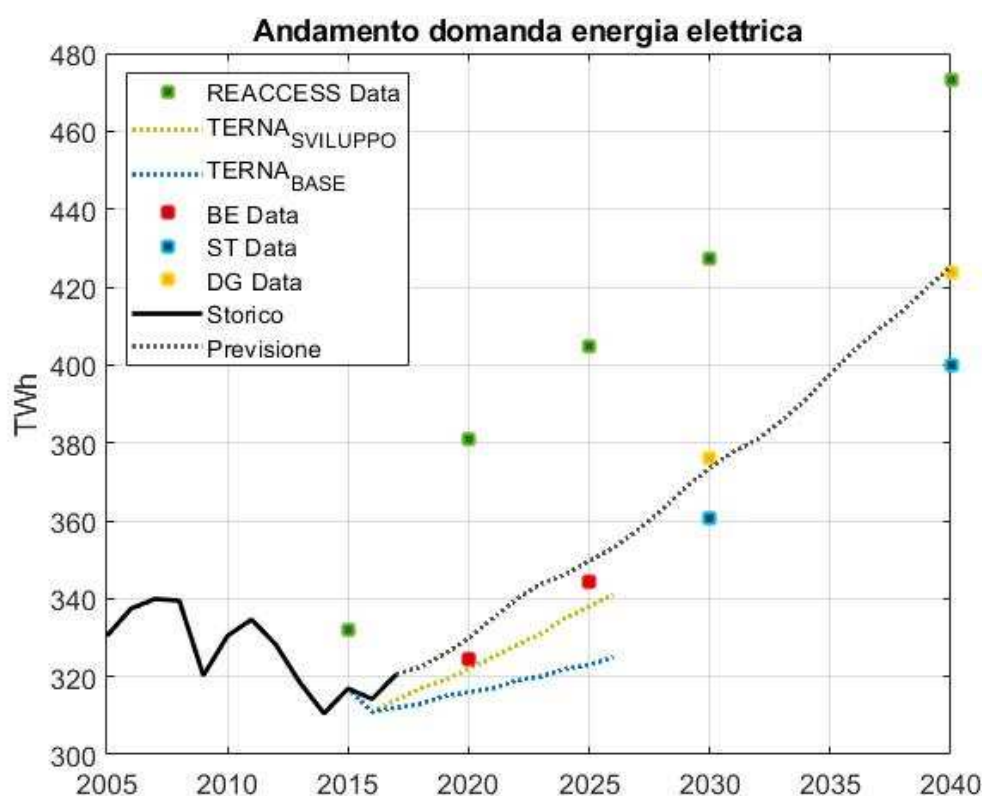


FIG. 14 EVOLUZIONE TEMPORALE FABBISOGNO DI ENERGIA ELETTRICA IN ITALIA

Le due possibili previsioni di Terna, come anche la previsione BE, risultano leggermente sottostimate in quanto la richiesta nel 2016 è stata più alta di quanto previsto e soprattutto la crescita nel 2017 è avvenuta con un rateo raddoppiato rispetto a quanto ci si aspettava.

Nonostante le incertezze, questi valori rappresentano una possibile evoluzione, nessuno sa realmente come potrà progredire la futura richiesta di energia elettrica. Per questo motivo in questo lavoro si è deciso di utilizzare una previsione intermedia rispetto a quanto è già stato fatto, mantenendola però modificabile dall'utente.

4.2 Le simulazioni

Con l'obiettivo di studiare le possibili strade praticabili dall'Italia, le prime simulazioni sono state effettuate mantenendo le politiche attuali, evitando quindi l'uso del nucleare. Nelle successive simulazioni si è analizzato anche l'impatto che potrebbe portare l'uso dell'energia atomica nel mix di generazione elettrica. Con l'aumento dei ratei di crescita delle diverse tecnologie, nelle varie simulazioni si sono aumentati i ratei di dismissione del termoelettrico tradizionale, cercando di evitare il sovradimensionamento del sistema produttivo.

Per quanto riguarda le fonti rinnovabili, nelle varie simulazioni si è deciso di non consentire l'espansione della tecnologia geotermica in quanto le aree in cui è disponibile questa risorsa sono già state utilizzate. Esistono anche delle zone in cui è presente della geotermia a bassa temperatura, nelle quali però non è possibile impiantare delle centrali per una produzione su larga scala. A riguardo dell'idroelettrico con serbatoi, si considera un ri-potenziamento delle centrali già in funzione invece di una nuova realizzazione come avviene per tutte le altre fonti. In questo lavoro non viene distinto l'eolico on-shore dall'off-shore in quanto, a livello ambientale, non sussistono differenze tra le due tipologie di installazione. Inoltre, per quanto riguarda il rischio di approvvigionamento, essendo rinnovabile, è influente la distinzione.

In questo lavoro si sono analizzati diversi scenari in modo da considerare diversi aspetti legati all'evoluzione del sistema produttivo, che verranno sintetizzati nella seguente tabella.

TABELLA 8 SINTESI SCENARI ANALIZZATI

Scenario	Principale obiettivo
1 - Base	Evoluzione sistema elettrico con attuali ratei di crescita
2 - 2B	Evoluzione sistema con raddoppio della capacità installabile
3 - SEN	Raggiungimento obiettivi SEN - 2017
4 - NO PHASE-OUT	Raggiungimento obiettivi SEN - 2017 + assenza smantellamento programmato delle centrali a carbone
5 - CCS	Utilizzo tecnologie cattura CO ₂ nello scenario SEN e nello scenario NO PHASE-OUT
6 - TAP	Impatto realizzazione TAP nello scenario SEN
7 - IRAN	Impatto embargo iraniano nello scenario SEN
8 - LOW NUCL	Impatto di un limitato ritorno al nucleare nello scen. SEN
9 - HIGH NUCL	Impatto di un deciso ritorno al nucleare nello scen. SEN
10 - NUCL + CCS	Utilizzo tecnologie cattura CO ₂ nello scenario LOW NUCL e nello scenario HIGH NUCL
11 - NO FOSSILE	Eliminazione della fonte fossile nel mix di generazione

4.2.1 La simulazione BASE

Nella prima simulazione, chiamata *Base*, si vuole andare a vedere come evolverà il mix energetico proseguendo con le attuali politiche. I valori di crescita della capacità impostati per questa simulazione sono gli stessi elencati nella tabella 6. Inoltre, si è voluto aspettare il termine del phase-out dal carbone per valutare un possibile smantellamento di potenza termoelettrica, per non correre il rischio di trovarsi con una capacità inferiore alla quantità necessaria, dato che lo sviluppo delle fonti rinnovabili richiederà del tempo.

Procedendo con la simulazione si nota come questa configurazione non sia sufficiente per il raggiungimento dell'obiettivo al 55% di penetrazione delle fonti rinnovabili previsto per il 2030. Non lo si riuscirà a raggiungere nemmeno entro il 2040, assestandosi intorno ad un valore di circa 41,9 % (Fig. 15). Nonostante la crescita delle componenti rinnovabili, l'aumento della domanda verrà coperto aumentando l'uso del gas naturale, impedendo così il raggiungimento dell'obiettivo previsto.

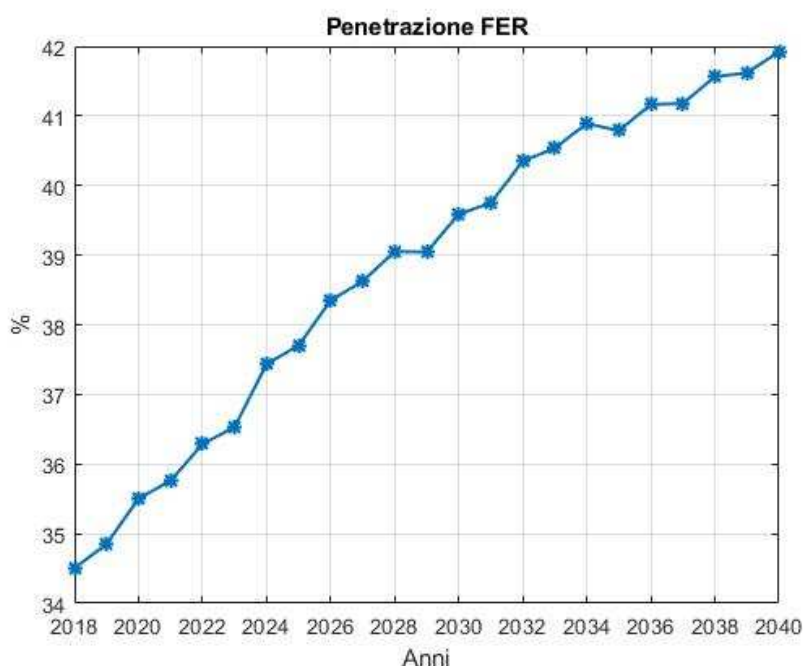


FIG. 15 PENETRAZIONE FONTI RINNOVABILI NEL MIX ENERGETICO ITALIANO

Con il procedere del phase-out dal carbone le emissioni di anidride carbonica diminuiranno, mentre al termine dello smantellamento inizierà un costante risalita delle stesse in quanto l'aumento della domanda verrà compensato in buona parte dall'uso del gas naturale. La crescita delle fonti rinnovabili non porterà ad una riduzione significativa dell'uso delle tecnologie inquinanti, facendo risalire le emissioni di anidride carbonica intorno alle 95,7 Mt annue nel 2040 (Fig.16).

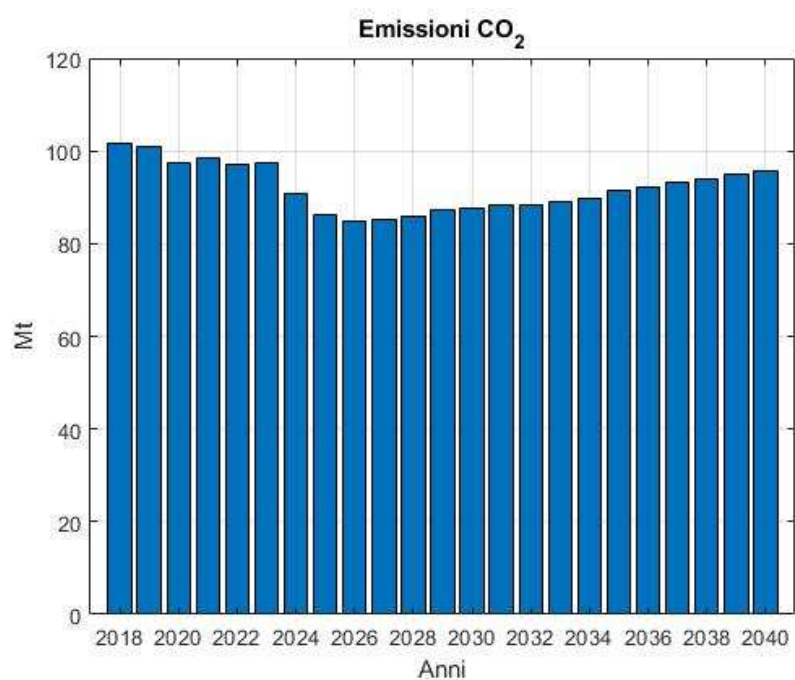


FIG. 16 ANDAMENTO TEMPORALE EMISSIONI DI ANIDRIDE CARBONICA DALLA GENERAZIONE ELETTRICA

Nonostante l'aumento dell'acquisto di energia elettrica dall'estero, considerata a bassissimo rischio, il continuo aumento dell'uso del gas naturale impedirà di ottenere una notevole riduzione dell'indice di rischio globale, facendolo diminuire sensibilmente entro la fine dello scenario (Fig. 17).

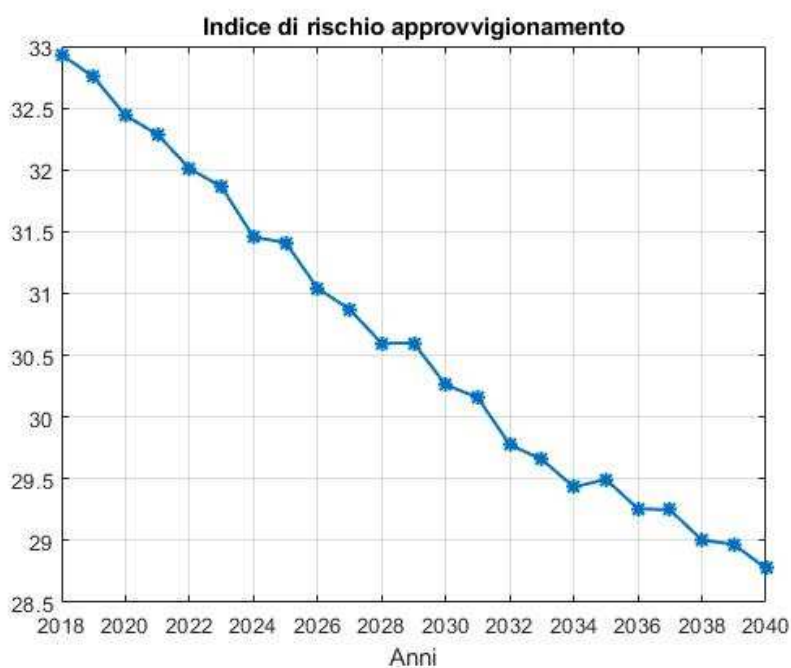


FIG. 17 ANDAMENTO DEL RISCHIO GEOPOLITICO NEL TEMPO

Esaminando invece la potenza installata sul territorio (Fig. 18), si nota come sia il fotovoltaico sia l'eolico subiranno un ragguardevole aumento, mentre la capacità a gas naturale non subirà grosse variazioni, aumentando fino a 48,2 GW. Restando nel termoelettrico la componente petrolifera subirà un calo costante, arrivando ad avere una potenza residua nel 2040 di circa 0,8 GW, mentre non saranno richiesti interventi sulle connessioni verso l'estero. La fonte solare crescerà dagli attuali 19,7 GW ai 43,8 GW nel 2040, mentre l'eolico prospererà dai 9,8 GW del 2017 ai 22,9 GW al termine dello scenario.

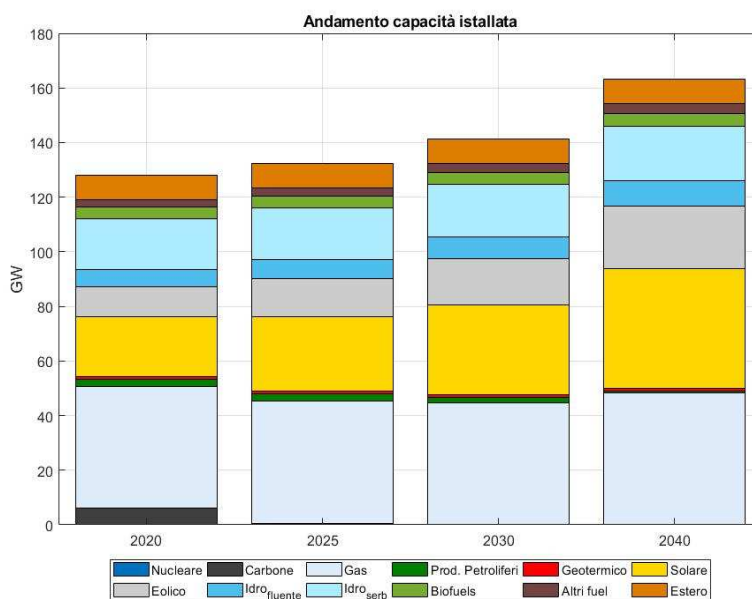


FIG. 18 EVOLUZIONE TEMPORALE DELLA CAPACITÀ INSTALLATA PER TECNOLOGIA

Valutando nel dettaglio la generazione di energia elettrica per fonte (Fig. 19) si nota un immediato incremento dell'energia importata. Tenendo conto del basso rischio geopolitico legato all'importazione elettrica e le bassissime emissioni di CO₂ risulta particolarmente conveniente il suo acquisto a discapito dell'uso del gas naturale. Il rapido phase-out dal carbone impedirà alle tecnologie rinnovabili di assorbire completamente questa mancata produzione e, con il continuo aumento della domanda di energia, l'uso del gas naturale tornerà ad aumentare in quanto non si disporrà di altre tecnologie pulite per una produzione di tipo baseload. L'uso dei prodotti petroliferi, al contrario del gas naturale, tenderà ad azzerarsi date le elevate emissioni e i rischi connessi al loro approvvigionamento.

Escludendo l'eolico e il solare, sarà l'idroelettrico ad acqua fluente ad ottenere il maggior aumento tra le rinnovabili, mentre il geotermico e le centrali alimentate a biocombustibili non subiranno aumenti rilevanti.

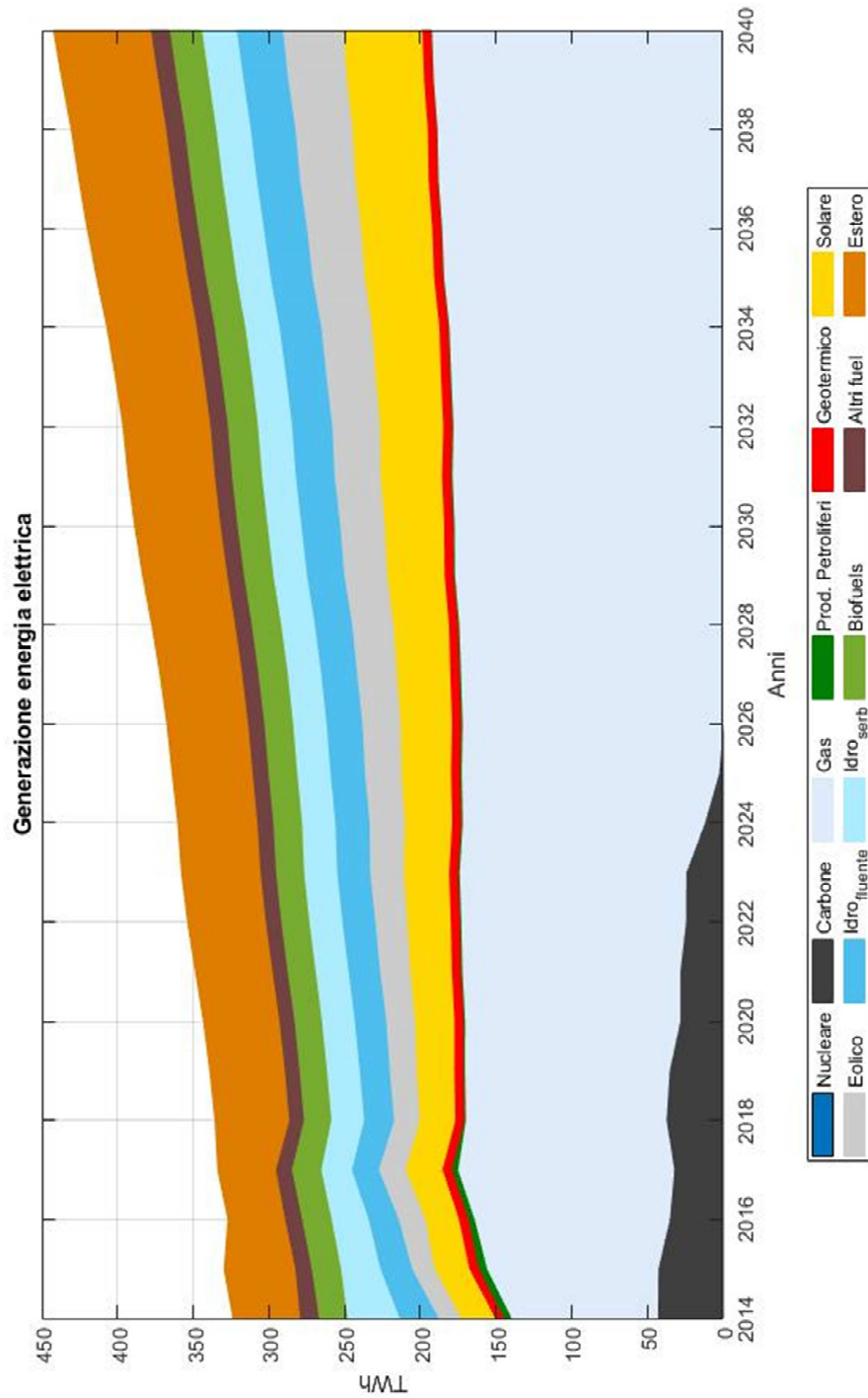


FIG. 19 EVOLUZIONE TEMPORALE DELLA PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA PER TECNOLOGIA

4.2.2 La simulazione 2B

Non essendo riusciti a raggiungere gli obiettivi previsti dalla SEN con il precedente scenario, si effettua una nuova simulazione con le stesse caratteristiche della simulazione *Base*, raddoppiando però la capacità rinnovabile installabile sul territorio, modificando la tabella 6 come segue.

TABELLA 9 VALORI CRESCITA CAPACITÀ IMPOSTATI PER SIMULAZIONE 2B

Fonte di energia	Nuova capacità [MW _e]	Costruzione [anni]
Nucleare	-	-
Carbone	-	-
Gas	1.400	2
Prodotti petroliferi	-	-
Geotermico	-	-
Solare	2.200	1
Eolico	1.200	1
Idroelettrico (fluente)	600	2
Idroelettrico (serbatoi)	200	2
Bio-combustibili	200	3
Altri combustibili	150	2
Saldo estero	500	7

Si è deciso di aumentare anche la tecnologia “Altri combustibili” in quanto al suo interno viene compreso lo smaltimento dei rifiuti che non appartengono alla categoria di biocombustibili come i RSU. Con queste nuove impostazioni ci si aspetta sicuramente una maggior incidenza delle fonti rinnovabili all'interno del mix di generazione, mentre le fonti fossili dovrebbero avere un ruolo sempre più secondario con il passare degli anni. Come per la simulazione *Base* il possibile smantellamento della rimanente quota fossile avverrà solo a partire dalla fine del phase-out.

Il risultato della simulazione conferma le nostre previsioni, l'incidenza delle fonti rinnovabili aumenta notevolmente anche se non si riuscirà ancora a raggiungere l'obiettivo prefissato. Con queste impostazioni si raggiungerà infatti il 49,4% nel 2030, portandosi intorno al 57,5% nel 2040 (Fig. 20). Con l'aumento delle rinnovabili crescerà anche la sicurezza legata agli approvvigionamenti utilizzando sempre più tecnologie sicure a discapito delle fonti fossili il cui acquisto è soggetto a notevoli rischi.

Queste tecnologie, essendo a zero emissioni, incideranno anche sull'aspetto ambientale portando ad una decisa diminuzione di queste emissioni nocive durante il phase-out. Terminato lo smantellamento programmato il valore delle emissioni

continuerà nella sua discesa sempre più lentamente, arrivando al 2040 con un valore di circa 72 Mt (Fig. 21).

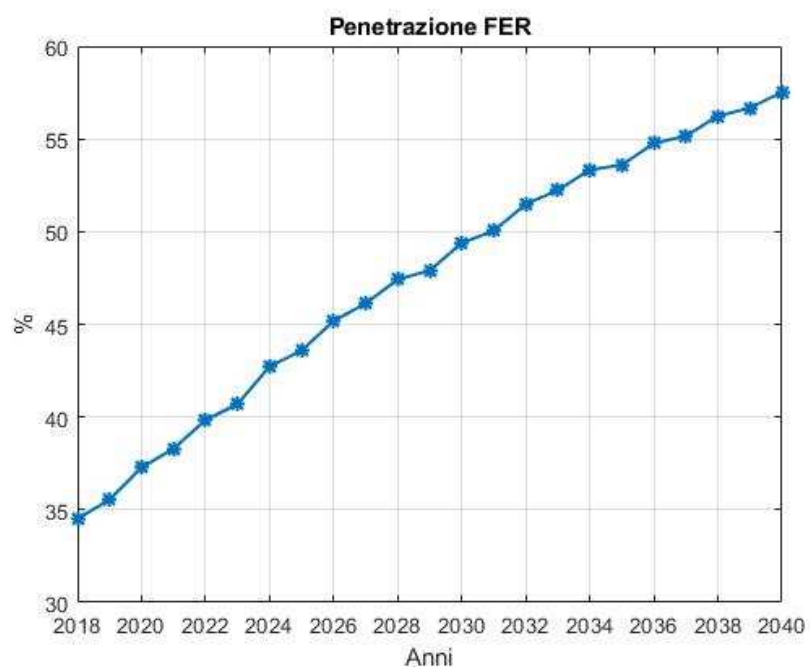


FIG. 20 PENETRAZIONE FONTI RINNOVABILI NEL MIX DI GENERAZIONE ELETTRICO ITALIANO

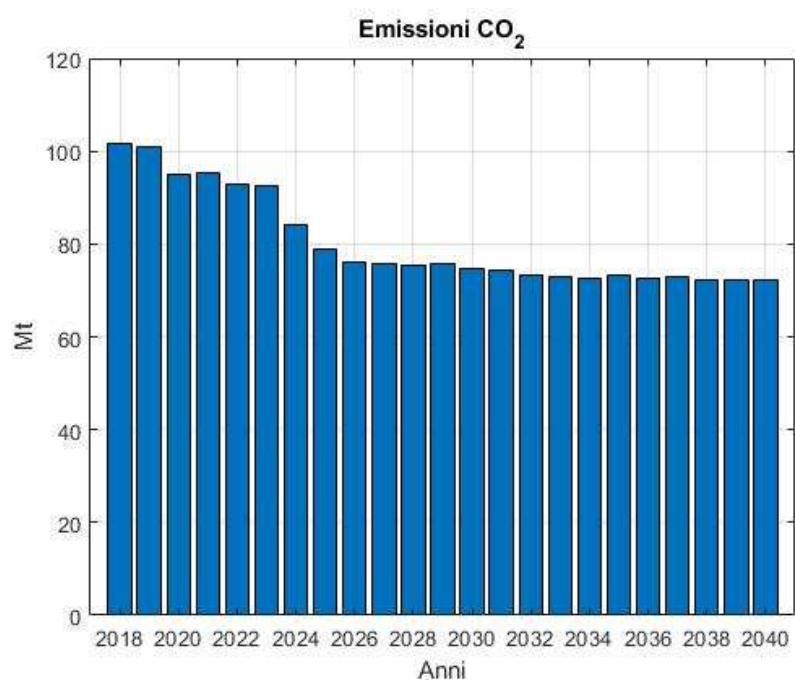


FIG. 21 ANDAMENTO TEMPORALE EMISSIONI DI ANIDRIDE CARBONICA DALLA GENERAZIONE ELETTRICA

Analizzando la crescita della potenza installata si nota come al 2040 ci si troverà ad avere a disposizione una capacità totale prossima ai 200 GW (Fig. 22). Questo è dovuto sia alla costante crescita delle fonti rinnovabili, ma anche alla lentezza con la quale si andrà a smantellare le installazioni superflue. Con questa configurazione infatti non si riuscirà ancora ad abbandonare completamente la fonte petrolifera, mentre si inizierà la transizione dal gas naturale verso una produzione a emissione zero.

Analizzando la potenza eolica installata, si arriverà nel 2040 a circa 36 GW installati, un notevole aumento rispetto ai 9,8 GW iniziali nel 2017, mentre il solare fotovoltaico passerà invece dai 19,7 GW ai 68 GW. Considerando di installare 85 MW ogni 100 km², l'equivalente di 17 aereogeneratori da 5 MW ciascuno, si arriverebbe a coprire una superficie di circa 42.350 km² a fronte di una superficie disponibile allo sviluppo di questa tecnologia di circa 62.000 km² secondo uno studio del CESI^[42]. Anche l'idroelettrico ad acqua fluente vedrà raddoppiata la sua potenza nel 2040 rispetto al 2017, mentre lo sviluppo degli altri combustibili verrà sostenuto dalla loro sicurezza a discapito delle elevate emissioni di CO₂.

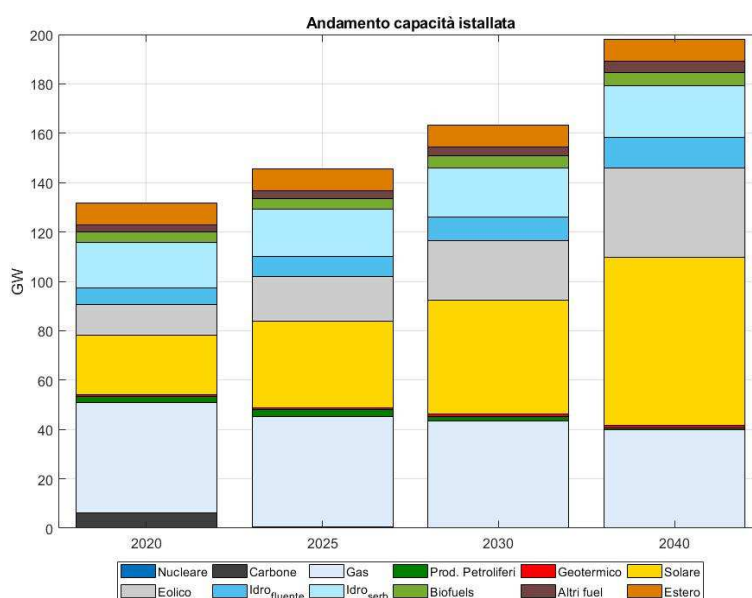


FIG. 22 EVOLUZIONE TEMPORALE DELLA CAPACITÀ INSTALLATA PER TECNOLOGIA

Nel grafico successivo viene rappresentato il futuro mix di generazione elettrica suddiviso per fonte (Fig. 23). Mentre la produzione dai biocombustibili e geotermico rimarrà pressoché costante, il crescente aumento delle fonti rinnovabili andrà a diminuire sensibilmente la generazione da gas naturale dopo che quest'ultima sarà aumentata nei primi anni della simulazione per gestire il phase-out dal carbone. Aumenterà anche l'importazione di energia elettrica dall'estero, considerata a bassissimo rischio e con un indice di emissione inferiore a tutte le tecnologie inquinanti presenti sul territorio.

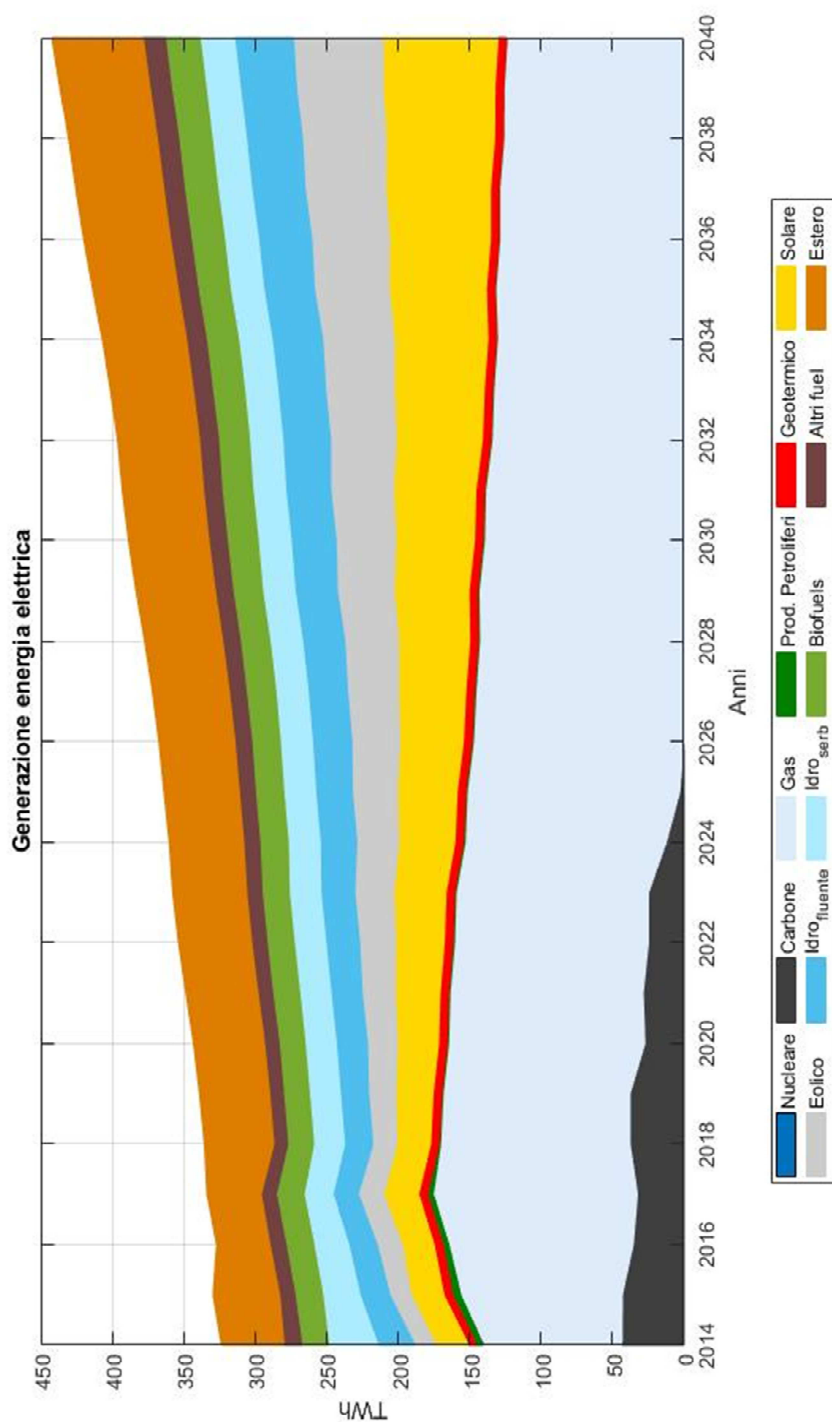


FIG. 23 EVOLUZIONE TEMPORALE DELLA PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA PER TECNOLOGIA

4.2.3 La simulazione SEN

Non essendo riusciti a raggiungere gli obiettivi previsti dalla SEN nemmeno con lo scenario 2B, si è effettuata una nuova simulazione aumentando la capacità rinnovabile installabile sul territorio. Così facendo la tabella 6 diventa la seguente, mentre tutte le altre impostazioni rimarranno tali e quali alle due precedenti simulazioni.

TABELLA 10 VALORI CRESCITA CAPACITÀ IMPOSTATI PER SIMULAZIONE SEN

Fonte di energia	Nuova capacità [MW _e]	Costruzione [anni]	Capacità rimuovibile [MW _e]
Nucleare	-	-	-
Carbone	-	-	Programmato
Gas	1.400	2	700
Prodotti petroliferi	-	-	375
Geotermico	-	-	20
Solare	3.000	1	50
Eolico	1.800	1	50
Idroelettrico (fluente)	900	2	50
Idroelettrico (serbatoi)	300	2	20
Bio-combustibili	300	3	20
Altri combustibili	150	2	50
Saldo estero	500	7	-

In questo nuovo scenario si è deciso di non aumentare più la voce “Altri combustibili”, in quanto non rientra nella definizione di fonte rinnovabile. Si è invece aumentato il valore della potenza rimuovibile per quanto riguarda il termoelettrico tradizionale in quanto nella precedente simulazione la potenza complessiva installata risultava elevata.

Con queste nuove condizioni si riesce finalmente a raggiungere l’obiettivo previsto nella SEN, ottenendo una penetrazione delle fonti rinnovabili pari a circa il 57,7 % nel 2030. Superato l’obiettivo si nota una notevole riduzione dell’incisione, assestandosi intorno al 64 % nel 2040 (Fig. 24). Questo è dovuto al vincolo imposto sulle fonti intermittenti quali solare, eolico e idroelettrico fluente che non possono superare il 55% della produzione sul periodo considerato. Questo vincolo è stato introdotto per aumentare la sicurezza del sistema elettrico, dato che non è possibile essere certi della disponibilità di queste produzioni e pertanto si vuole limitare la loro incidenza.

Il sistema che si andrà a configurare riuscirà inoltre a ridurre notevolmente la dipendenza da stati poco affidabili (Fig. 26) per quanto riguarda il rifornimento delle risorse fossili. Anche le emissioni di anidride carbonica nel processo di generazione

elettrica diminuiranno notevolmente (Fig. 25) salvo poi subire un lieve aumento che le porterà intorno alle 61,3 Mt nel 2040, termine della previsione.



FIG. 24 PENETRAZIONE FONTI RINNOVABILI NEL MIX DI GENERAZIONE ELETTRICO ITALIANO

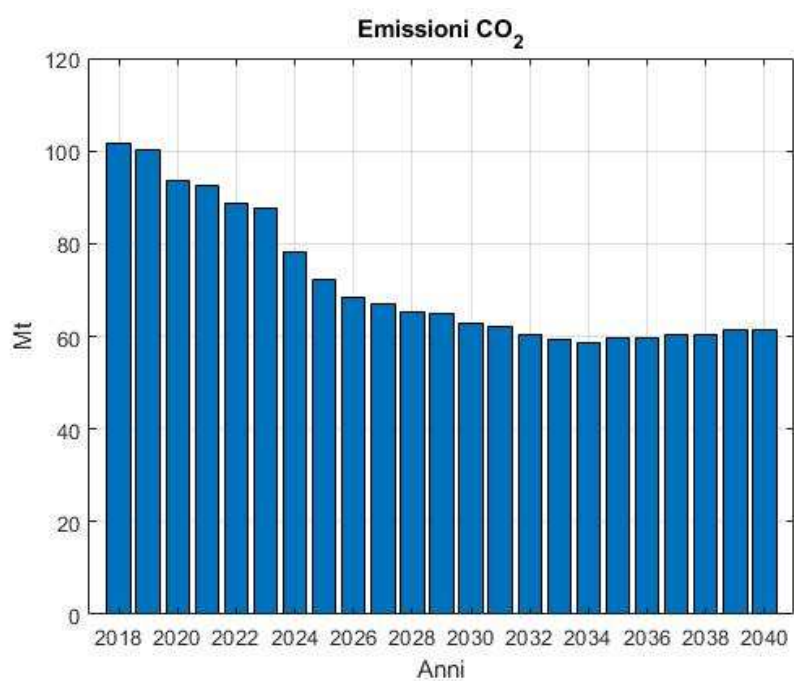


FIG. 25 ANDAMENTO TEMPORALE EMISSIONI DI ANIDRIDE CARBONICA DALLA GENERAZIONE ELETTRICA

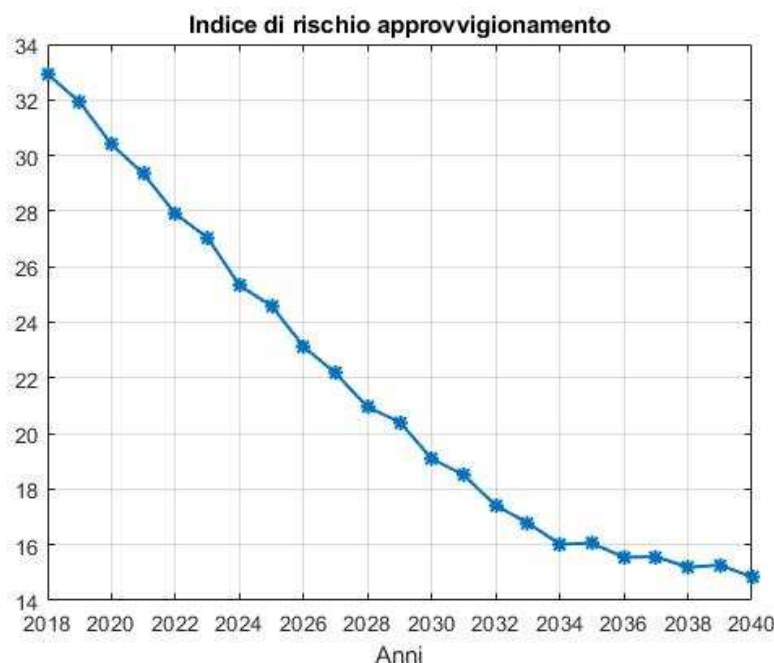


FIG. 26 ANDAMENTO DEL RISCHIO GEOPOLITICO NEL TEMPO

Valutando nuovamente la crescita della capacità installata, in questo nuovo scenario si nota una discreta riduzione della potenza a gas (Fig. 27). Questo è dovuto principalmente ai valori impostati per lo smantellamento, anche se la capacità totale sul territorio risulterà di circa 210 GW, dato oggettivamente fuori misura. Seguendo questa configurazione di crescita è lecito aspettarsi che la rimozione della potenza inutilizzata avverrà con ratei differenti, rendendo ragionevole il valore della potenza complessivo.

Sia la potenza eolica sia quella solare subiranno un rilevante aumento portandosi nel 2040 a 67,7 GW il solare e a 49,4 GW l'eolico. Verificando la fattibilità della realizzazione eolica, in questo nuovo scenario si occuperebbero circa 58.120 km² rispetto ai 62.000 km² previsti, lasciando ancora un leggero margine di crescita. Rispetto alla simulazione precedente si osserva che il valore della potenza solare non ha continuato la sua crescita come ci si poteva aspettare inizialmente, mentre l'eolico sì. Questa anomalia è dovuta al vincolo di sicurezza per le tecnologie rinnovabili. Queste installazioni sono influenzate direttamente dalle condizioni meteorologiche e, come si può osservare nella figura 10, l'utilizzo di questi sistemi produttivi varia durante il corso dell'anno. Il vincolo di sicurezza agisce sulla produzione che viene valutata mensilmente e così facendo ci si trova ad essere saturi di produzione fotovoltaica nel periodo estivo, mentre nei mesi invernali esiste ancora dello spazio di crescita per la tecnologia eolica. Giungendo al termine dell'anno il codice valuta se la potenza installata è sufficiente per la produzione e in caso contrario provvederà ad iniziare l'installazione di una nuova centrale. Essendo saturi di solare nei mesi estivi, l'energia prodotta nell'anno non supererà il valore di soglia impedendo così l'installazione di una nuova capacità. Ovviamente il vincolo di sicurezza è

un parametro del problema, modificabile dall'utente e pertanto non è un qualcosa di concreto. L'inserimento di questo vincolo, con il relativo risultato, porta però ad analizzare il fatto che la sola tecnologia fotovoltaica non è la soluzione al problema della generazione elettrica, anche se parte di questo problema potrà essere risolta con lo sviluppo di storage elettrochimici sufficienti ad immagazzinare elevate quantità di energia.

Con i nuovi ratei di dismissione della potenza fossile, si chiuderanno completamente le centrali alimentate a fonti petrolifere nel 2033, si verificherà una notevole diminuzione, circa 10 GW entro il 2040, nella potenza a gas, mentre gli interventi a favore delle connessioni con l'estero continueranno a non essere necessari.

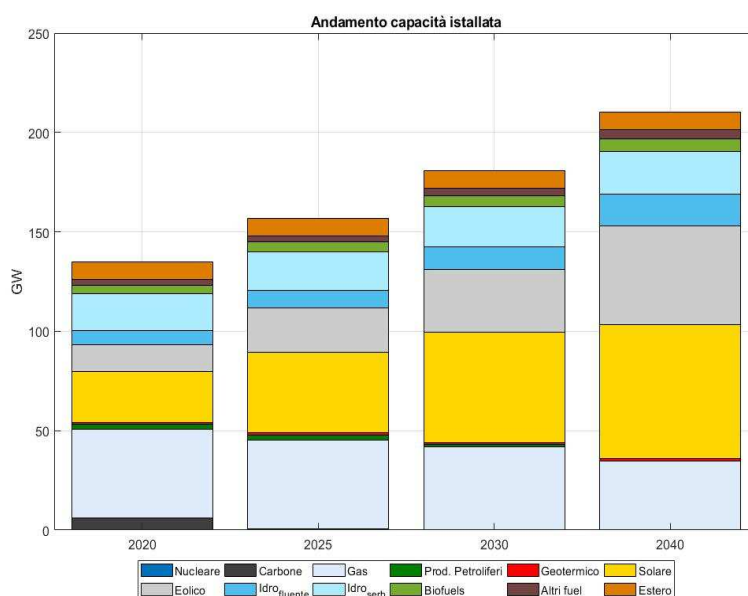


FIG. 27 EVOLUZIONE TEMPORALE DELLA CAPACITÀ INSTALLATA PER TECNOLOGIA

Nel grafico seguente (Fig. 28) verrà nuovamente rappresentato il mix di generazione elettrica nel nostro paese. Con una notevole penetrazione della fonte rinnovabile l'uso del gas naturale diminuirà per poi mantenersi costante sul finire della simulazione. Come si è spiegato precedentemente discutendo della capacità installata sul territorio, verso gli ultimi anni della simulazione la produzione fotovoltaica si è assestata evitando la continua diminuzione della quota a gas naturale. Non subisce nessuna limitazione l'eolico, il quale continua invece a svilupparsi e ad aumentare la sua produzione come l'idroelettrico ad acqua fluente, seppur con ratei diversi. Per quanto riguarda lo scambio con l'estero, il raggiungimento degli obiettivi della SEN comporta comunque un leggero incremento dell'acquisto di energia elettrica, anche se non diventa necessaria la costruzione di nuove infrastrutture.

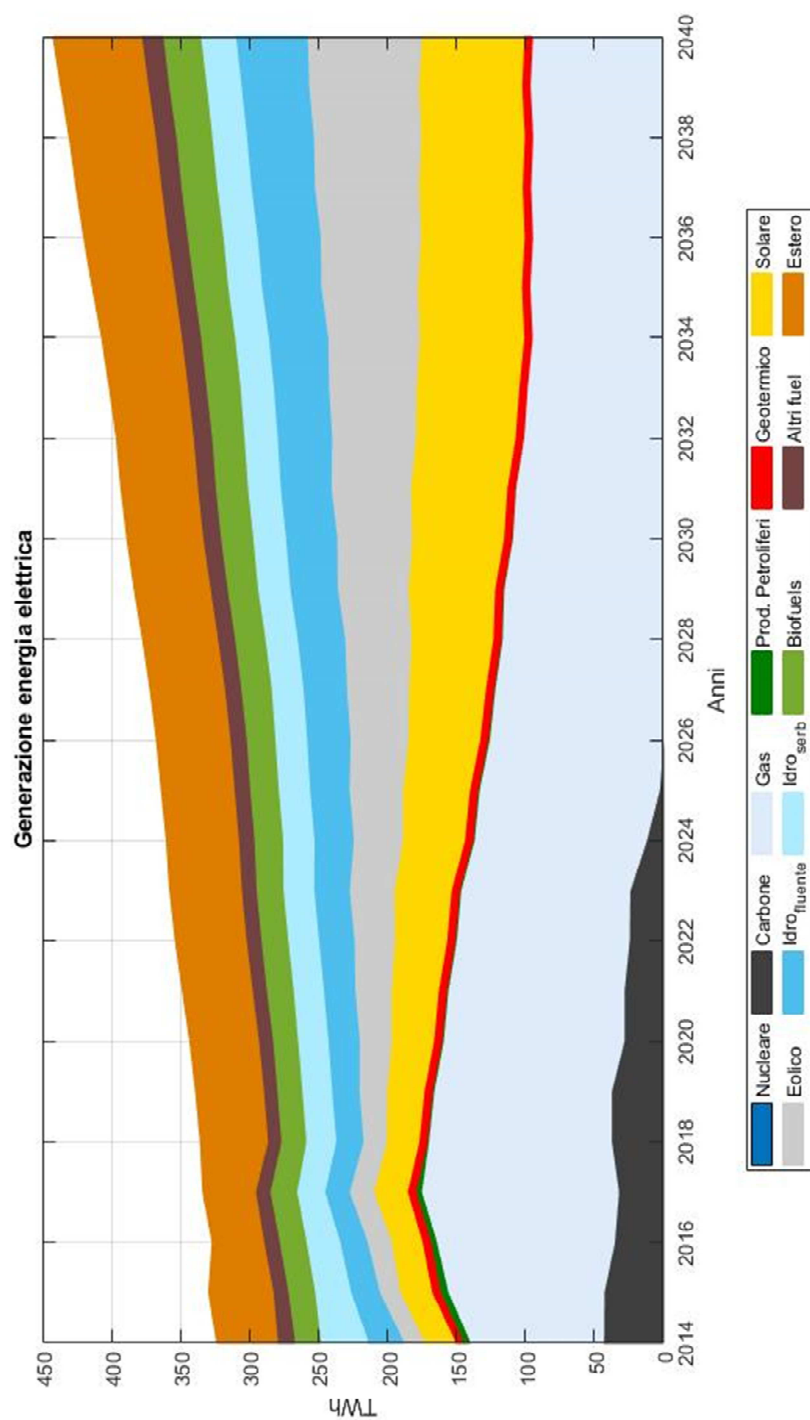


FIG. 28 EVOLUZIONE TEMPORALE DELLA PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA PER TECNOLOGIA

4.2.4 La simulazione NO PHASE-OUT

Dopo aver raggiunto gli obiettivi proposti nella simulazione *SEN*, in questo nuovo scenario si vuole valutare se, mantenendo le stesse condizioni, si riuscirebbe a soddisfare gli stessi obiettivi senza lo smantellamento programmato delle centrali a carbone. Così facendo sarà l'evolversi della generazione a gestire la capacità a carbone presente sul territorio e pertanto sarà necessario inserire anche la quota di smantellamento per questa tipologia. Rispetto al caso precedente non si aspetterà più la fine del phase-out per valutare lo smantellamento della potenza fossile in quanto questa decisione è stata presa in funzione del phase-out stesso. Tutto questo porta a modificare la tabella 6 come segue.

TABELLA 11 VALORI CRESCITA CAPACITÀ IMPOSTATI PER SIMULAZIONE NO PHASE-OUT

Fonte di energia	Nuova capacità [MW _e]	Costruzione [anni]	Capacità rimuovibile [MW _e]
Nucleare	-	-	-
Carbone	660	3	660
Gas	1.400	2	350
Prodotti petroliferi	-	-	125
Geotermico	-	-	20
Solare	3.000	1	50
Eolico	1.800	1	50
Idroelettrico (fluente)	900	2	50
Idroelettrico (serbatoi)	300	2	20
Bio-combustibili	300	3	20
Altri combustibili	150	2	50
Saldo estero	500	7	-

Per quanto riguarda la crescita delle fonti rinnovabili all'interno del mix produttivo l'assenza del phase-out non influisce e pertanto, per quanto riguarda la penetrazione delle rinnovabili all'interno del mix produttivo, rimangono validi i commenti riferiti ai risultati dello scenario *SEN* (Fig. 24).

Si modifica invece l'aspetto legato alle emissioni in quanto le centrali a carbone inquinano di più rispetto a quelle alimentate a gas naturale. Nel grafico seguente (Fig. 29) si nota come inizialmente queste subiscano un calo costante rispetto alla simulazione *SEN*, andamento dovuto in quanto si ha lo spegnimento costante di una quota di capacità ogni anno. Con il procedere degli anni il codice valuta l'abbandono della fonte petrolifera, mentre, nonostante una decisa diminuzione, le centrali a carbone non verranno completamente smantellate. Tutto ciò comporta un debole aumento delle emissioni di CO₂ negli ultimi anni dello scenario, portandosi ad un valore di circa 64 Mt del 2040, dato leggermente superiore rispetto alla simulazione *SEN*.

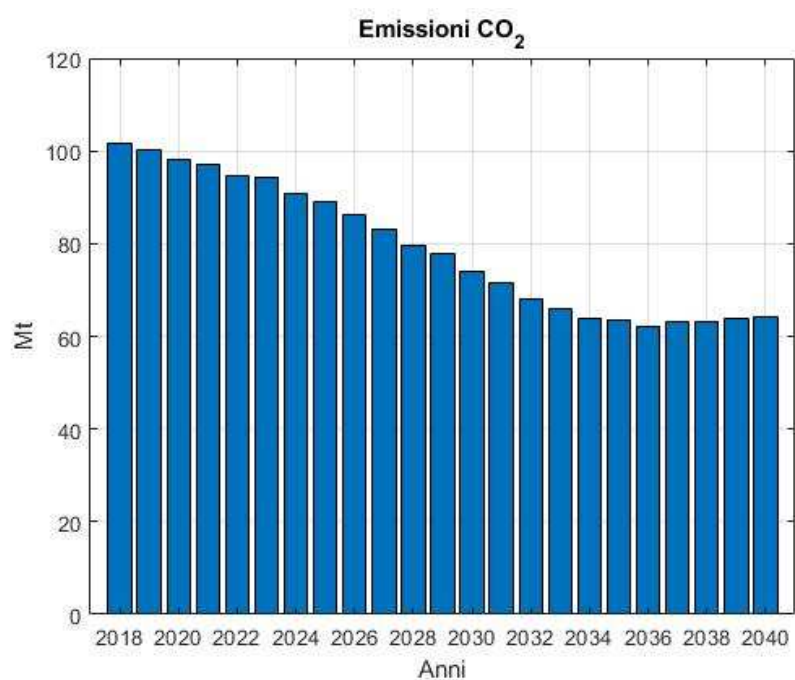


FIG. 29 ANDAMENTO TEMPORALE EMISSIONI DI ANIDRIDE CARBONICA DALLA GENERAZIONE ELETTRICA

Nonostante la mancata chiusura programmata delle centrali a carbone comporterà l'acquisto del minerale per un tempo maggiore, il minor uso del gas naturale e la crescita della componente rinnovabile compenserà questo rischio mantenendo l'evoluzione del rischio globale d'approvvigionamento (Fig. 30) simile allo scenario *SEN* (Fig. 25).

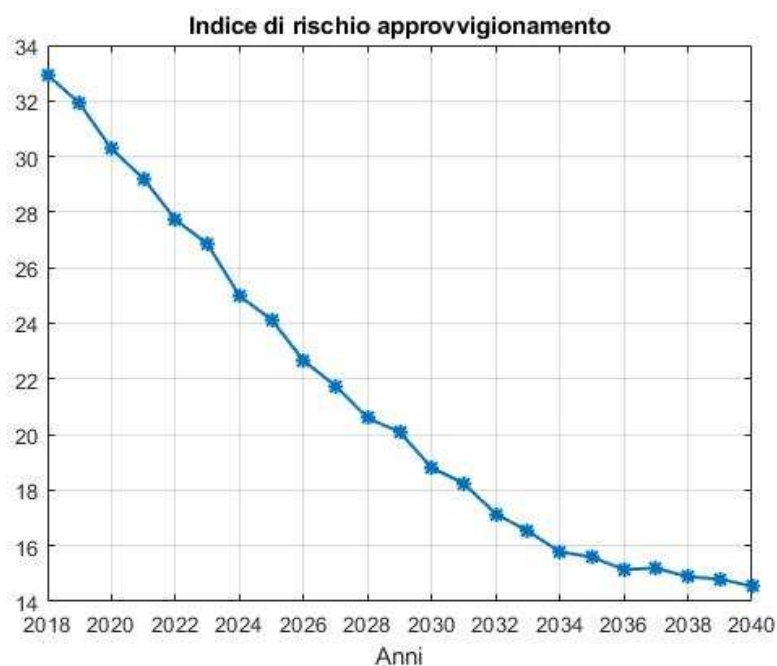


FIG. 30 ANDAMENTO DEL RISCHIO GEOPOLITICO NEL TEMPO

Analizzando l'andamento della potenza (Fig. 31) si nota come, evitando di eseguire il phase-out degli impianti a carbone, si inizia fin da subito a ridurre la capacità a gas e a petrolio presenti sul territorio. Nonostante il carbone sia la risorsa fossile più inquinante, il codice valuta il mantenimento della potenza installata fino al 2026, anno in cui, grazie al costante sviluppo delle fonti rinnovabili, si inizierà a smantellare questa tecnologia. Gas e petrolio, nonostante siano meno inquinanti rispetto al carbone, sono soggetti a maggiori rischi legati all'approvvigionamento ed è pertanto necessaria la loro riduzione per raggiungere il secondo obiettivo posto in questo lavoro.

Seguendo il rateo proposto, il completo spegnimento delle centrali a carbone non avverrà nell'arco temporale analizzato, mentre per le centrali petrolifere avverrà nel 2024. Com'è facilmente intuibile non sarà possibile rimuovere completamente la potenza a gas installata, ma se ne eliminerà una quota di circa 15 GW entro il 2040. Nonostante la rilevante perdita di capacità fossile, la potenza totale installata crescerà fino a sfiorare i 208 GW grazie alla diffusione costante delle fonti rinnovabili. Per quanto riguarda la potenza rinnovabile valgono le stesse considerazioni svolte nella precedente simulazione (Fig. 27), con l'arrivo alla saturazione della fonte solare.

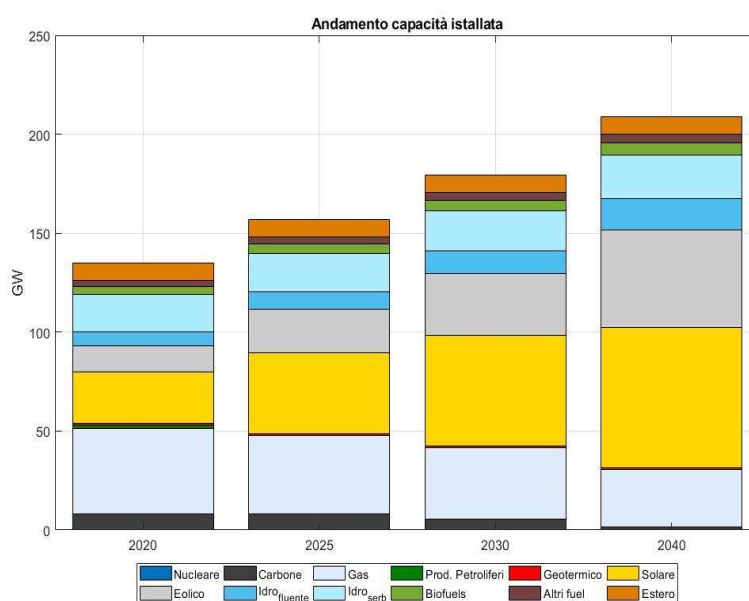


FIG. 31 EVOLUZIONE TEMPORALE DELLA CAPACITÀ INSTALLATA PER TECNOLOGIA

Osservando il mix di generazione elettrico futuro (Fig. 32) si nota come questo sia molto simile allo scenario precedente. La differenza sostanziale è la presenza del carbone fino al termine della simulazione unito ad una notevole diminuzione della componente generata con l'uso del gas naturale.

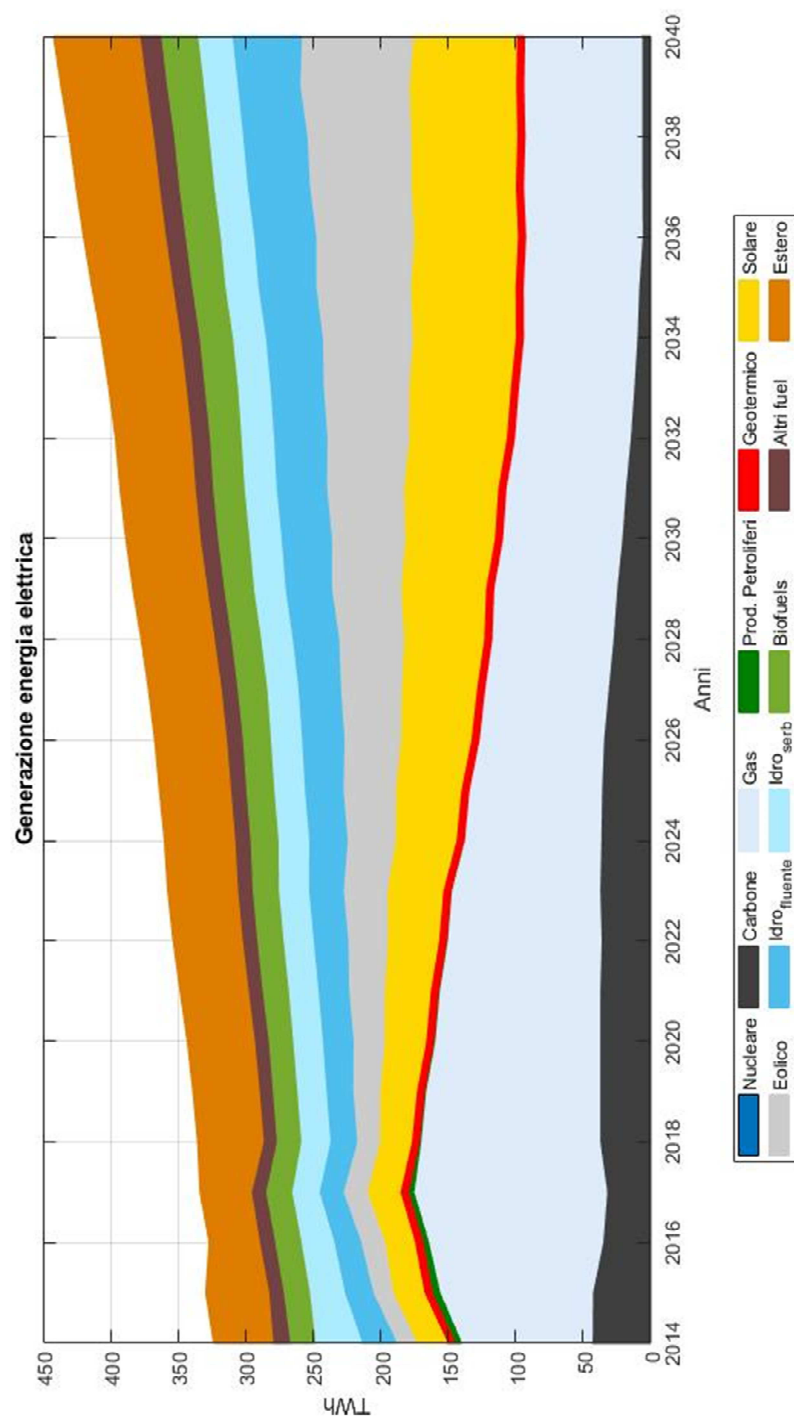


FIG. 32 EVOLUZIONE TEMPORALE DELLA PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA PER TECNOLOGIA

4.2.5 La simulazione CCS

Il difficile abbandono delle fonti fossili e il crescente interesse nei biocombustibili comportano una difficile eliminazione dell'anidride carbonica. Per arginare questo problema si sono studiati diversi sistemi per la rimozione della CO₂ chiamati *Carbon Capture and Storage*, CCS, che possono essere effettuati in diversi stadi della combustione utilizzando diverse tecniche, dall'uso di campi elettrostatici fino a diverse tipologie di membrane^[43]. La riduzione delle emissioni ottenuta grazie a questi sistemi è dell'ordine dell'85 % ed è stato sufficiente ridurre i coefficienti di emissione delle varie centrali termoelettriche per considerare queste tecnologie all'interno del nuovo scenario. I nuovi coefficienti di emissione sono i seguenti:

- CARBONE:	$886,668 \cdot 10^{-6} \rightarrow 133,000 \cdot 10^{-6} \frac{Mt_{CO_2}}{GWh}$
- GAS:	$371,405 \cdot 10^{-6} \rightarrow 55,711 \cdot 10^{-6} \frac{Mt_{CO_2}}{GWh}$
- PROD. PETROLIFERI:	$631,385 \cdot 10^{-6} \rightarrow 100,736 \cdot 10^{-6} \frac{Mt_{CO_2}}{GWh}$
- ALTRI COMBUSTIBILI	$711,000 \cdot 10^{-6} \rightarrow 106,651 \cdot 10^{-6} \frac{Mt_{CO_2}}{GWh}$

Si è deciso di non modificare il valore delle emissioni generate all'estero in quanto non dipendono dall'Italia e dalle sue strategie energetiche, anche se è plausibile che pure gli altri stati intervengano con politiche volte a ridurre le loro emissioni.

Si è voluto comparare in questa simulazione l'impatto dovuto a questi nuovi sistemi per la rimozione dell'anidride carbonica sia nello scenario *SEN*, sia nello scenario *NO PHASE-OUT*. Utilizzando le stesse impostazioni delle due precedenti simulazioni, la modifica delle emissioni non inciderà né sul percorso di crescita delle fonti rinnovabili, raggiungendo comunque il target del 55% nel 2030, né sul rischio legato agli approvvigionamenti.

Non avendo ridotto il coefficiente di emissione riferito all'estero, la riduzione delle emissioni di CO₂ non avviene linearmente rispetto alle due simulazioni di riferimento. L'andamento nei due casi è molto simile e presenta una risalita sul finire dell'arco temporale della simulazione. La salita finale è dovuta all'importazione di energia elettrica, perché nonostante abbia un maggior indice di emissione, presenta un rischio di approvvigionamento così basso da non poter rinunciare a questo import nell'ottica di ridurre il rischio globale. Tra le due simulazioni differisce la velocità di riduzione delle emissioni, in quanto applicando il phase-out programmato la diminuzione avverrà a scalini entro il 2025 (Fig. 33) e solamente al termine di questo processo seguirà un andamento più regolare di discesa e successiva salita. Analizzando il caso del CCS senza il phase-out si nota invece fin da subito la lieve e regolare discesa, per poi cominciare a crescere nuovamente (Fig. 34). Il mancato smantellamento delle centrali a carbone verrà

compensato da un minor utilizzo del gas naturale, facendo così registrare valori e andamenti simili tra loro. Nel 2040 le emissioni di CO₂ saranno intorno alle 21,8 Mt per lo scenario *SEN+CCS*, mentre si raggiungeranno le 22,4 Mt per il caso *NO PHASE-OUT+CCS*.

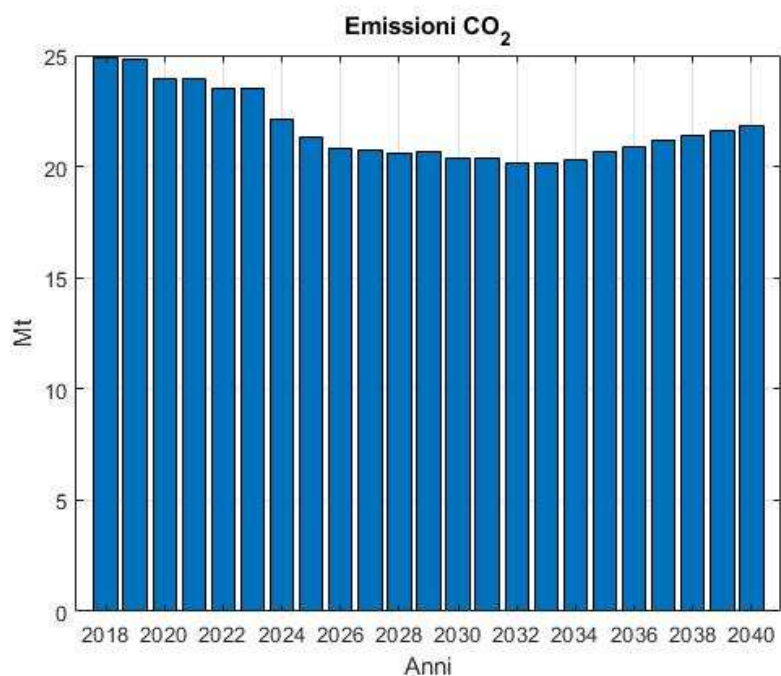


FIG. 33 ANDAMENTO TEMPORALE EMISSIONI DI ANIDRIDE CARBONICA DALLA GENERAZIONE ELETTRICA – *SEN+CCS*

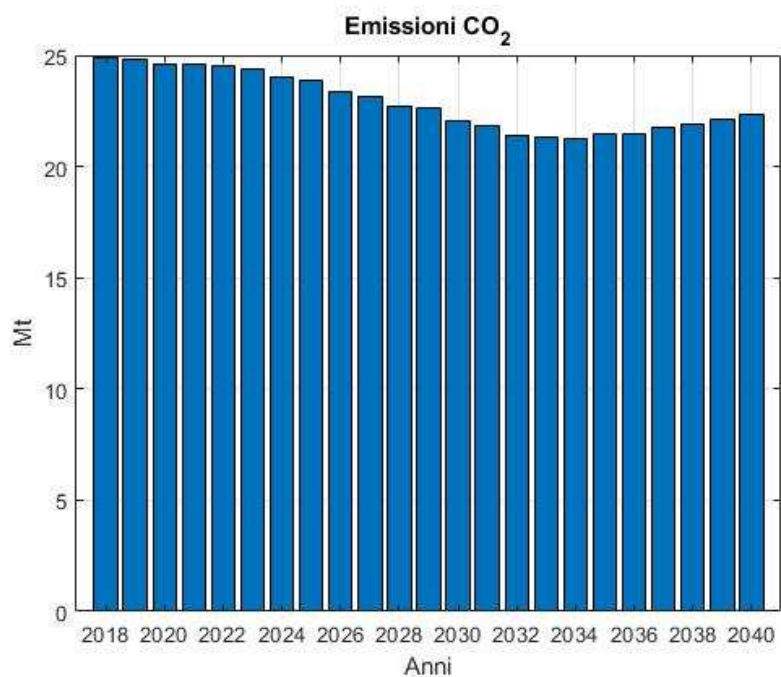


FIG. 34 ANDAMENTO TEMPORALE EMISSIONI DI ANIDRIDE CARBONICA DALLA GENERAZIONE ELETTRICA – *NO PHASE-OUT+CCS*

4.2.6 La simulazione TAP

Quando nel sottocapitolo 3.4.1 si è discusso della seconda funzione obiettivo si è accennato al fatto che ci fosse un gasdotto in costruzione. Questo gasdotto, chiamato TAP, dovrebbe essere realizzato entro il 2020 con una capacità annua di circa 10 miliardi di metri cubi. La realizzazione di questo gasdotto è di importanza strategica perché permetterà la realizzazione di un corridoio meridionale che collegherà l'Europa con il Mar Caspio, precisamente con il giacimento azero di Shah Deniz.

Come si è già spiegato l'Italia è un paese che ha una rilevante necessità di gas naturale e la realizzazione di questo nuovo collegamento consentirà l'immissione nella rete di una quantità ulteriore di risorsa. Un aspetto fondamentale della realizzazione del TAP sarà quello di ottenere una maggior diversificazione dei paesi fornitori, riducendo la grande incidenza della Russia all'interno del mix. In questa nuova simulazione si è cercato di valutare l'impatto della realizzazione di questo nuovo gasdotto nella generazione elettrica andando a modificare la diversificazione dell'approvvigionamento del gas naturale utilizzata nelle simulazioni precedenti (Fig. 6) come segue.

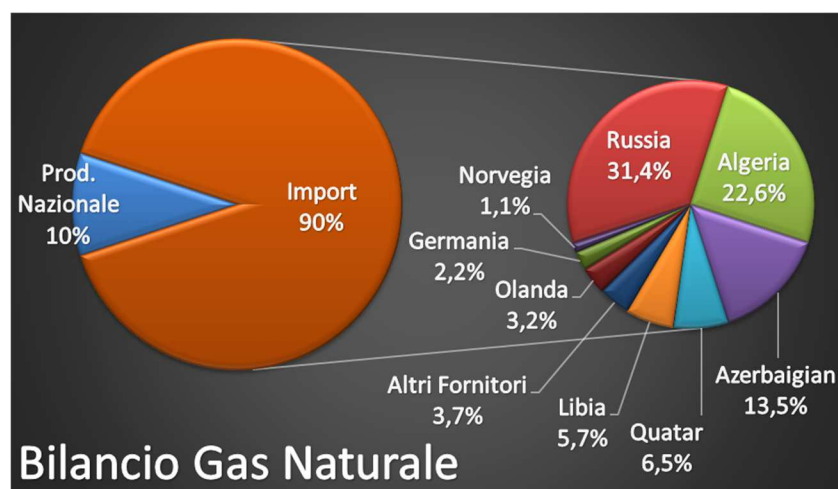


FIG. 35 BILANCIO DEL GAS NATURALE

Il valore di rischio dell'Azerbaijan è molto simile al valore russo e il valore del percorso non si discosta di molto dai valori degli altri tragitti. La conseguenza di tutto ciò è che l'indicatore di rischio dell'approvvigionamento per il gas naturale non si modificherà di molto, passando dall'originale 62,820942 all'attuale 63,10709.

Svolgendo la simulazione con i parametri riferiti allo scenario *SEN*, modificando solo il precedente indice, non si riscontrano differenze nei risultati tra i due scenari in quanto la differenza tra i due indici è irrilevante.

4.2.7 La simulazione IRAN

Dopo il primo round di sanzioni verso l'Iran da parte degli Stati Uniti, è scattato all'inizio di novembre una seconda fase di sanzioni volte a colpire anche il settore energetico. L'amministrazione americana ha infatti deciso di bloccare le importazioni di petrolio greggio iraniano da parte di tutti i suoi paesi alleati, pena l'emissione di nuove sanzioni per questi stati considerati "nemici". Data l'impossibilità di azzerare le importazioni di tutti gli stati alleati, gli americani hanno stilato una lista di paesi esclusi da queste sanzioni, tra i quali compaiono Cina, India, Turchia, Giappone e soprattutto l'Italia. Con questa esclusione l'Italia si è garantita altri sei mesi di importazioni provenienti dall'Iran senza incorrere in sanzioni da parte degli Stati Uniti.

Nel sottocapitolo 3.4.1 si è discusso dell'importazione di petrolio da parte dell'Italia ed è stato valutato un indice di rischio globale tenendo in considerazione tutti i paesi importatori. Nel procedere con questa simulazione si valuterà lo scenario *SEN* eliminando l'importazione proveniente dall'Iran, mantenendo però lo stesso quantitativo globale di petrolio importato. Si assume che la quota mancante di petrolio iraniano venga ridistribuita su tutti i restanti paesi fornitori, modificando la figura 8 come segue. Nel 2016, anno di riferimento per le valutazioni sull'import, l'Iran pesava per il 4% sull'importazione totale ed il coefficiente di rischio per il petrolio era complessivamente di 74,416546. Con le nuove impostazioni si diminuisce sensibilmente il valore dell'indice di rischio ottenendo un 73,808205.

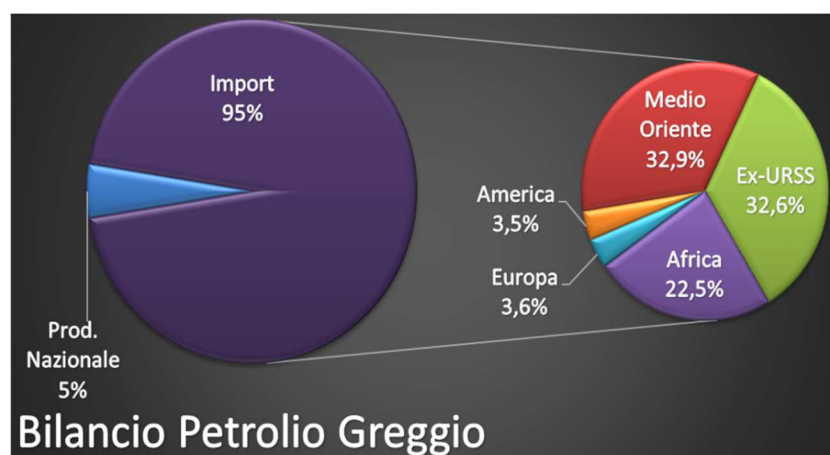


FIG. 36 BILANCIO PETROLIO GREGGIO

Lo scopo di questa simulazione è quindi quello di osservare il cambiamento del mix energetico privandosi delle importazioni iraniane. Come ci si potrebbe aspettare vedendo la minima differenza tra i due indici, considerando inoltre lo smantellamento della fonte petrolifera previsto nel 2032 nello scenario *SEN*, i risultati di questa nuova simulazione confermano che non sussistono differenze rilevanti tra i due scenari.

4.2.8 La simulazione LOW NUCL

In questo nuovo scenario si è introdotta la possibilità di costruire delle centrali nucleari in Italia. Mantenendo le stesse condizioni della simulazione *SEN* si è voluto analizzare l'impatto dell'energia atomica nel mix di generazione. La tabella 6 verrà modificata come segue.

TABELLA 12 VALORI CRESCITA CAPACITÀ IMPOSTATI PER SIMULAZIONE LOW NUCL

Fonte di energia	Nuova capacità [MW _e]	Costruzione [anni]	Capacità rimuovibile [MW _e]
Nucleare	2.200	5	1.100
Carbone	660	3	Programmato
Gas	1.400	2	700
Prodotti petroliferi	-	-	375
Geotermico	-	-	20
Solare	3.000	1	50
Eolico	1.800	1	50
Idroelettrico (fluente)	900	2	50
Idroelettrico (serbatoi)	300	2	20
Bio-combustibili	300	3	20
Altri combustibili	150	2	20
Saldo estero	500	7	-

In questa simulazione si ipotizza che il ritorno all'energia nucleare avverrà lentamente, con la costruzione di una centrale nucleare comprensiva di 2 unità Westinghouse AP1000. I reattori di terza generazione, soprattutto il modello selezionato per questo lavoro, richiedono per la loro costruzione un numero di anni inferiore rispetto alle precedenti versioni, si stima una durata intorno ai 3 anni per l'AP1000^[44], ma nel tener conto anche del dibattito pubblico si è utilizzato nella simulazione una tempistica allungata. Considerando che ad oggi non è prevista la realizzazione di tali impianti, nella simulazione si impone che la costruzione di capacità elettronucleare, nel caso fosse necessaria, avvenga solo a partire dal 2020.

Com'è facilmente intuibile la capacità nucleare andrà a soddisfare una quota di energia prodotta dal vecchio termoelettrico. Non andando a influenzare le fonti rinnovabili, la penetrazione di quest'ultime all'interno del mix di generazione elettrico non subirà variazioni rispetto alla simulazione *SEN*, e per tanto rimangono valide le considerazioni fatte per la figura 24. Il vero effetto dell'uso nucleare lo si osserva invece dalla riduzione delle emissioni di anidride carbonica (Fig. 37) e del rischio geopolitico (Fig. 38). Con la costruzione di queste centrali in sostituzione di quelle più inquinanti

alimentate con le fonti fossili si ridurrà notevolmente il quantitativo di CO₂ prodotta ogni anno, portando al 2040 le emissioni ad un valore di circa 51,2 Mt.

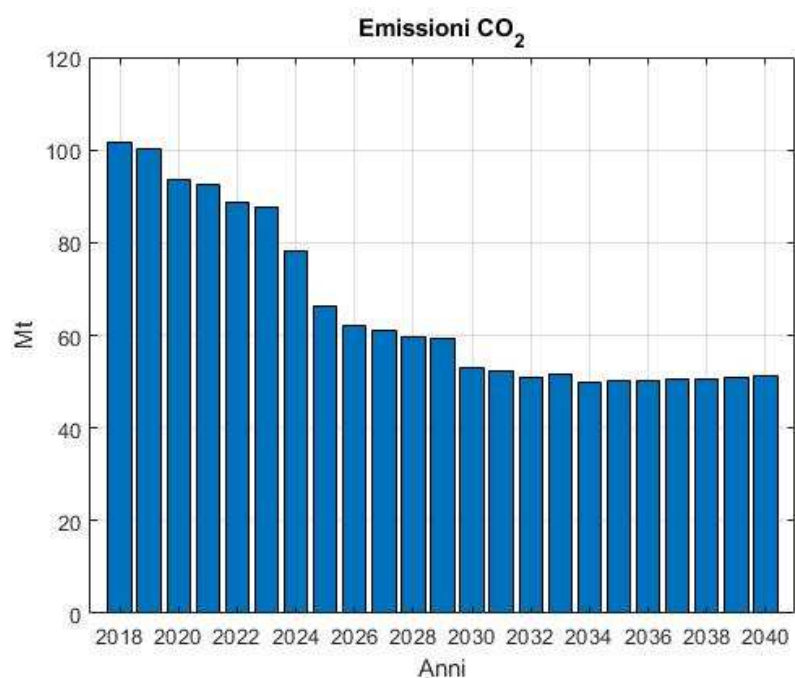


FIG. 37 ANDAMENTO TEMPORALE EMISSIONI DI ANIDRIDE CARBONICA DALLA GENERAZIONE ELETTRICA

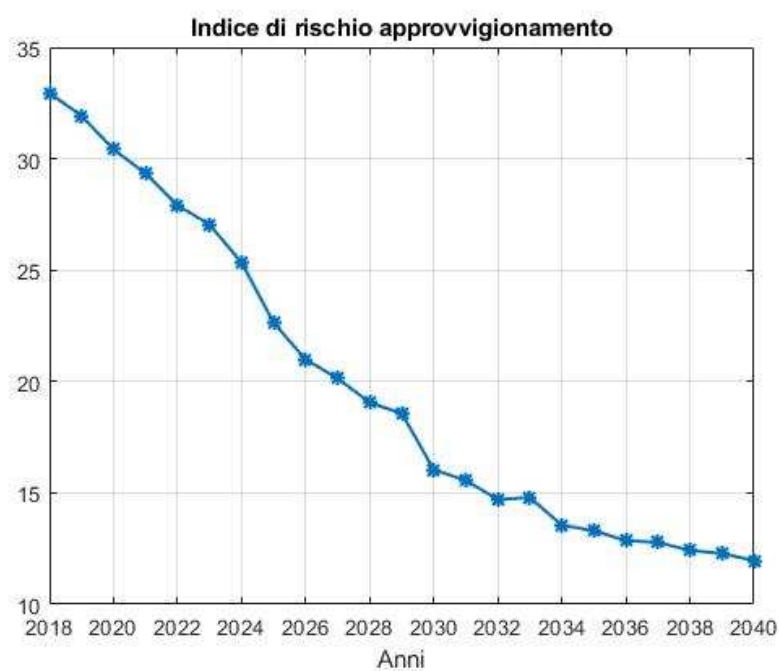


FIG. 38 ANDAMENTO DEL RISCHIO GEOPOLITICO NEL TEMPO

Il minor utilizzo delle fonti fossili lo si può notare anche dall'evoluzione della capacità installata sul territorio (Fig. 39). Tralasciando lo smantellamento programmato delle centrali a carbone si riuscirà ad arrivare al 2040 con lo smantellamento completo della potenza petrolifera. L'installazione delle centrali nucleari permetterà anche lo smantellamento di una discreta quota delle centrali a gas naturale, circa 10 GW, mentre le fonti rinnovabili cresceranno come nella simulazione *SEN*. Le connessioni con l'estero non verranno modificate, in quanto risultano sufficienti per l'acquisto dell'energia richiesta.

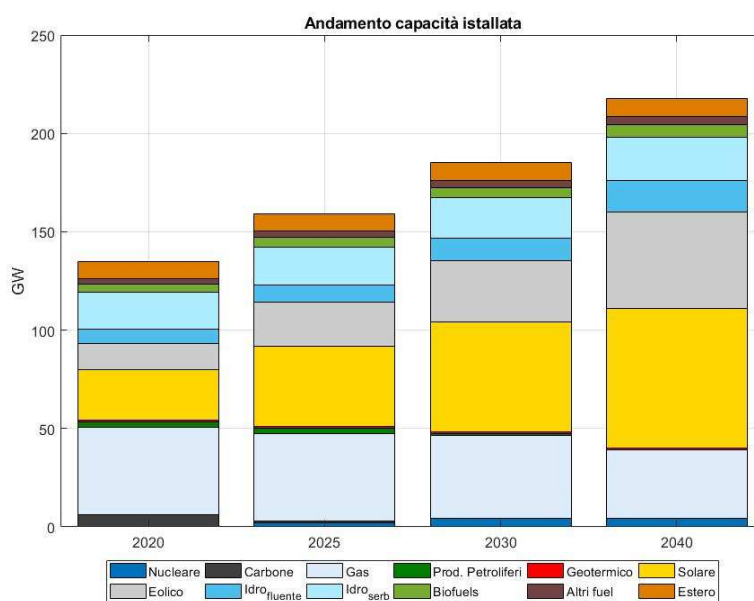


FIG. 39 EVOLUZIONE TEMPORALE DELLA CAPACITÀ INSTALLATA PER TECNOLOGIA

Passando invece ad un'analisi della generazione elettrica nel tempo si nota come la produzione da gas naturale diminuirà notevolmente nel tempo a discapito della fonte nucleare e dall'aumento delle rinnovabili (Fig. 40). Lo smantellamento della capacità a gas naturale avviene troppo lentamente e pertanto, negli ultimi anni della simulazione, l'espansione del nucleare subirà un forte rallentamento in quanto un suo aumento viene impedito per evitare un mal sfruttamento del gas naturale. Oltre alla chiusura delle centrali a carbone, anche le centrali alimentate a prodotti petroliferi verranno chiuse in quanto la loro produzione non verrà più richiesta per soddisfare gli obiettivi proposti.

Tra le componenti rinnovabili si evidenzia, come nella simulazione *SEN*, la persistenza della saturazione per la componente solare negli ultimi anni analizzati, mentre tutte le altre fonti rinnovabili, seppur con ratei differenti, rimangono in continua espansione.

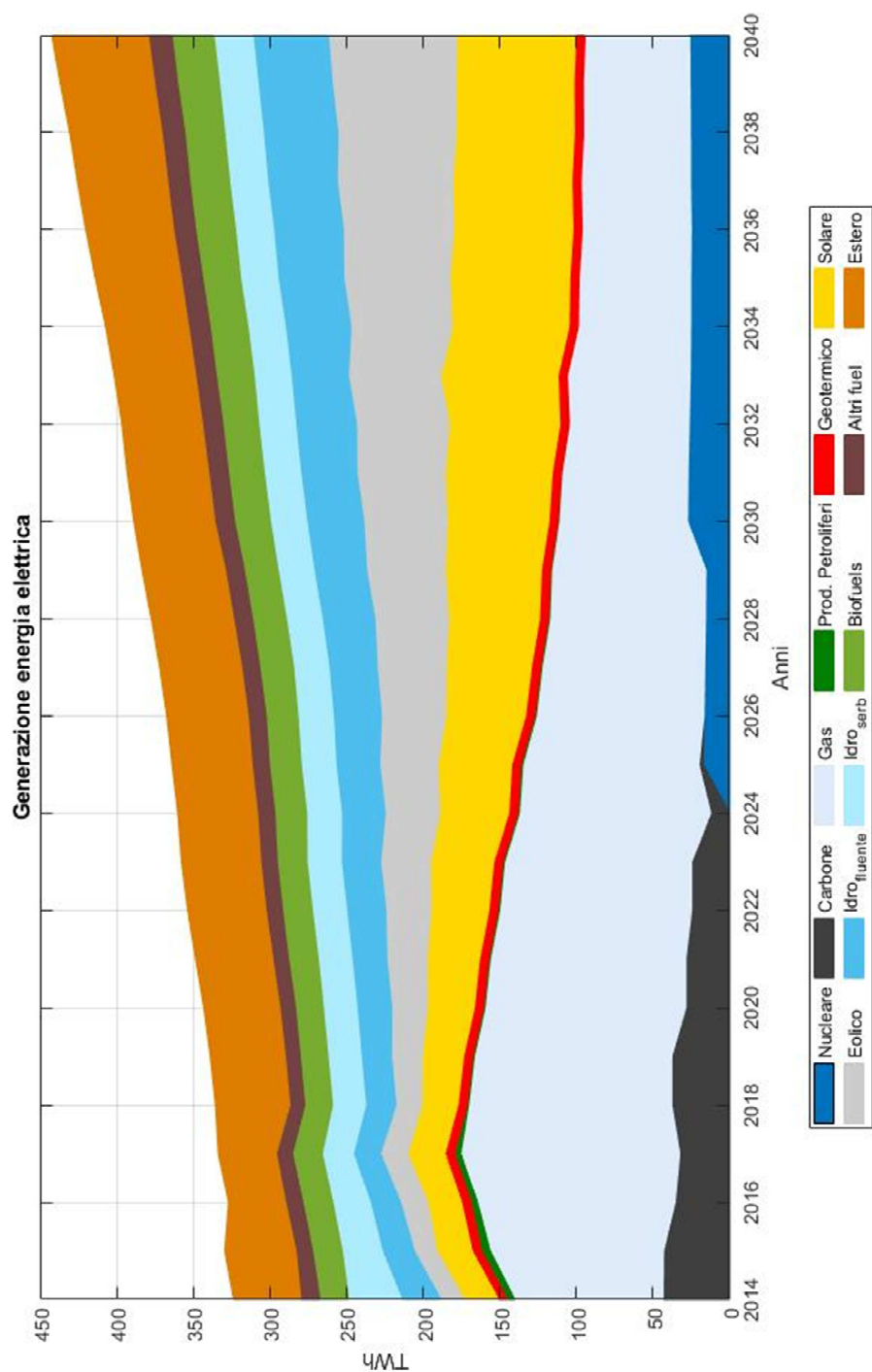


FIG. 40 EVOLUZIONE TEMPORALE DELLA PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA PER TECNOLOGIA

4.2.9 La simulazione HIGH NUCL

Prendendo spunto dallo scenario *LOW NUCL* in questa nuova simulazione si vuole valutare l'impatto di un elevato sfruttamento della tecnologia nucleare. Avendo una maggior disponibilità di capacità nucleare è possibile rimuovere una maggior potenza termoelettrica senza correre il rischio di rimanere sottodimensionati. Nella tabella successiva vengono elencati i nuovi parametri utilizzati per questo scenario.

TABELLA 13 VALORI CRESCITA CAPACITÀ IMPOSTATI PER SIMULAZIONE HIGH NUCL

Fonte di energia	Nuova capacità [MW _e]	Costruzione [anni]	Capacità rimuovibile [MW _e]
Nucleare	5.500	5	1.100
Carbone	660	3	Programmato
Gas	1.400	2	1.400
Prodotti petroliferi	-	-	375
Geotermico	-	-	20
Solare	3.000	1	50
Eolico	1.800	1	50
Idroelettrico (fluente)	900	2	50
Idroelettrico (serbatoi)	300	2	20
Bio-combustibili	300	3	20
Altri combustibili	150	2	20
Saldo estero	500	7	-

In questo scenario si ipotizza che il ritorno all'energia nucleare avverrà in modo deciso con la costruzione in contemporanea di due centrali costituite rispettivamente da due e tre unità Westinghouse AP1000. Nello sviluppo di questo nuovo scenario si è mantenuto il phase-out programmato delle centrali a carbone come nella precedente simulazione nucleare.

L'andamento della diffusione delle fonti rinnovabili all'interno del mix non viene modificato da queste nuove impostazioni, rimanendo pertanto lo stesso della simulazione *SEN* (Fig. 24).

Come si può facilmente intuire le emissioni di anidride carbonica diminuiranno notevolmente fino ad un valore nel 2040 di circa 40,1 Mt (Fig. 41). L'aumento dell'uso dell'energia atomica e la relativa diminuzione dello sfruttamento del termoelettrico tradizionale comporterà non solo la netta riduzione delle emissioni, ma anche una sensibile diminuzione del rischio legato all'acquisto delle fonti fossili (Fig. 42).

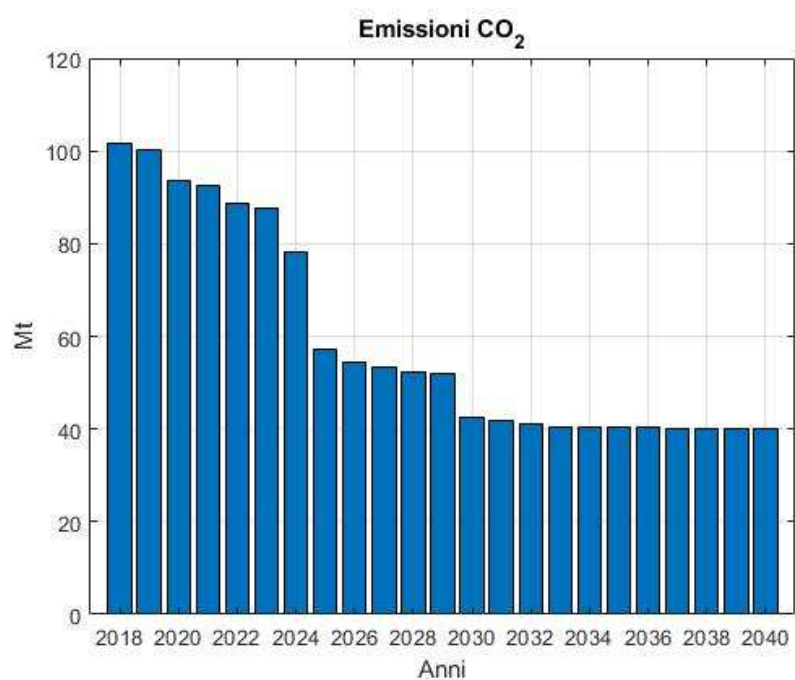


FIG. 41 ANDAMENTO TEMPORALE EMISSIONI DI ANIDRIDE CARBONICA DALLA GENERAZIONE ELETTRICA

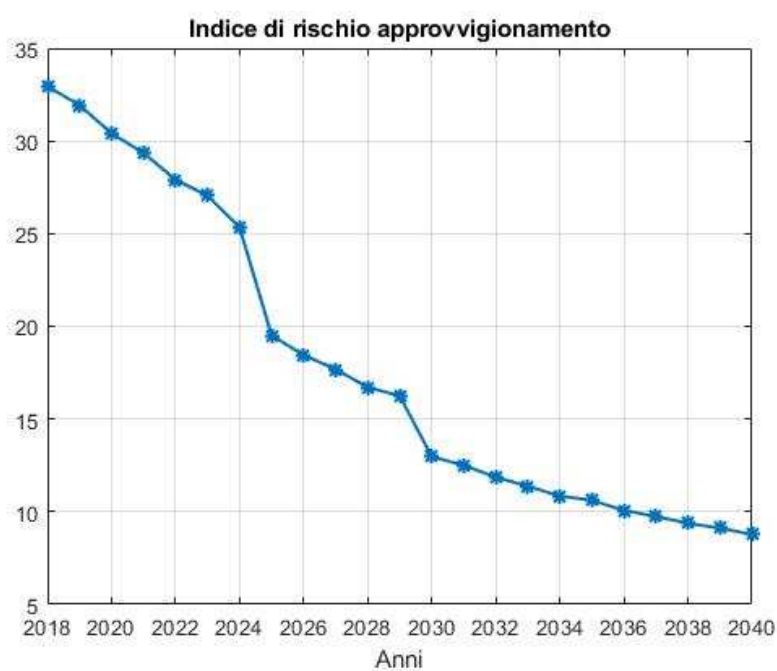


FIG. 42 ANDAMENTO DEL RISCHIO GEOPOLITICO NEL TEMPO

Osservando l'evoluzione della potenza installata sul territorio si nota come le nuove impostazioni di smantellamento della potenza termoelettrica permettano l'installazione di una quota maggiore di solare prima di giungere alla sua saturazione. In questo scenario, grazie al pesante uso dell'energia nucleare, verranno rimossi circa 20 GW di capacità a gas oltre alla completa chiusura delle installazioni a carbone e prodotti petroliferi.

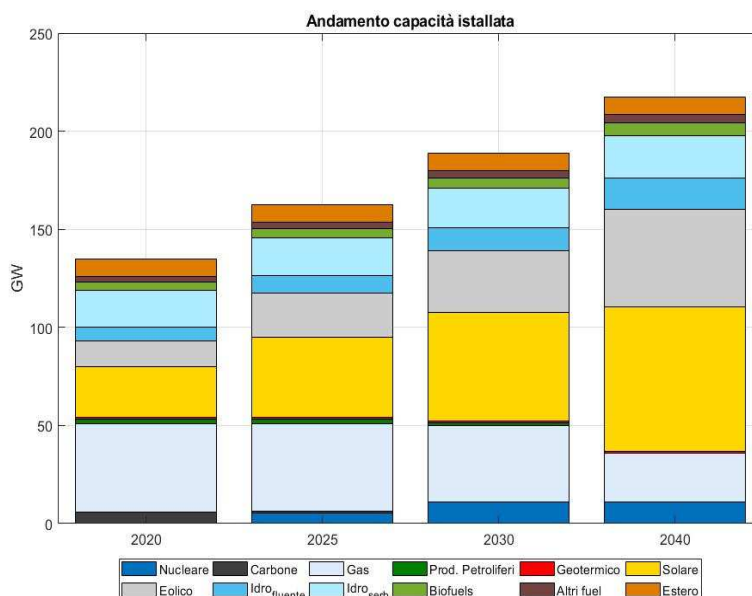


FIG. 43 EVOLUZIONE TEMPORALE DELLA CAPACITÀ INSTALLATA PER TECNOLOGIA

Nel prossimo diagramma viene rappresentato l'evoluzione del mix di generazione della produzione elettrica per fonte. L'utilizzo pesante del nucleare, 11 GW al 2040, comporterà la notevole riduzione della componente a gas naturale facendoci pensare ad una possibilità di azzerarla investendo maggiormente in nuove tecnologie a zero emissioni. Nonostante si sia aumentata la quota di potenza da rimuovere, la chiusura degli impianti a gas naturale avverrà con una lentezza tale da impedire un ulteriore sviluppo del nucleare, mantenendo perciò una produzione costante negli ultimi anni della simulazione.

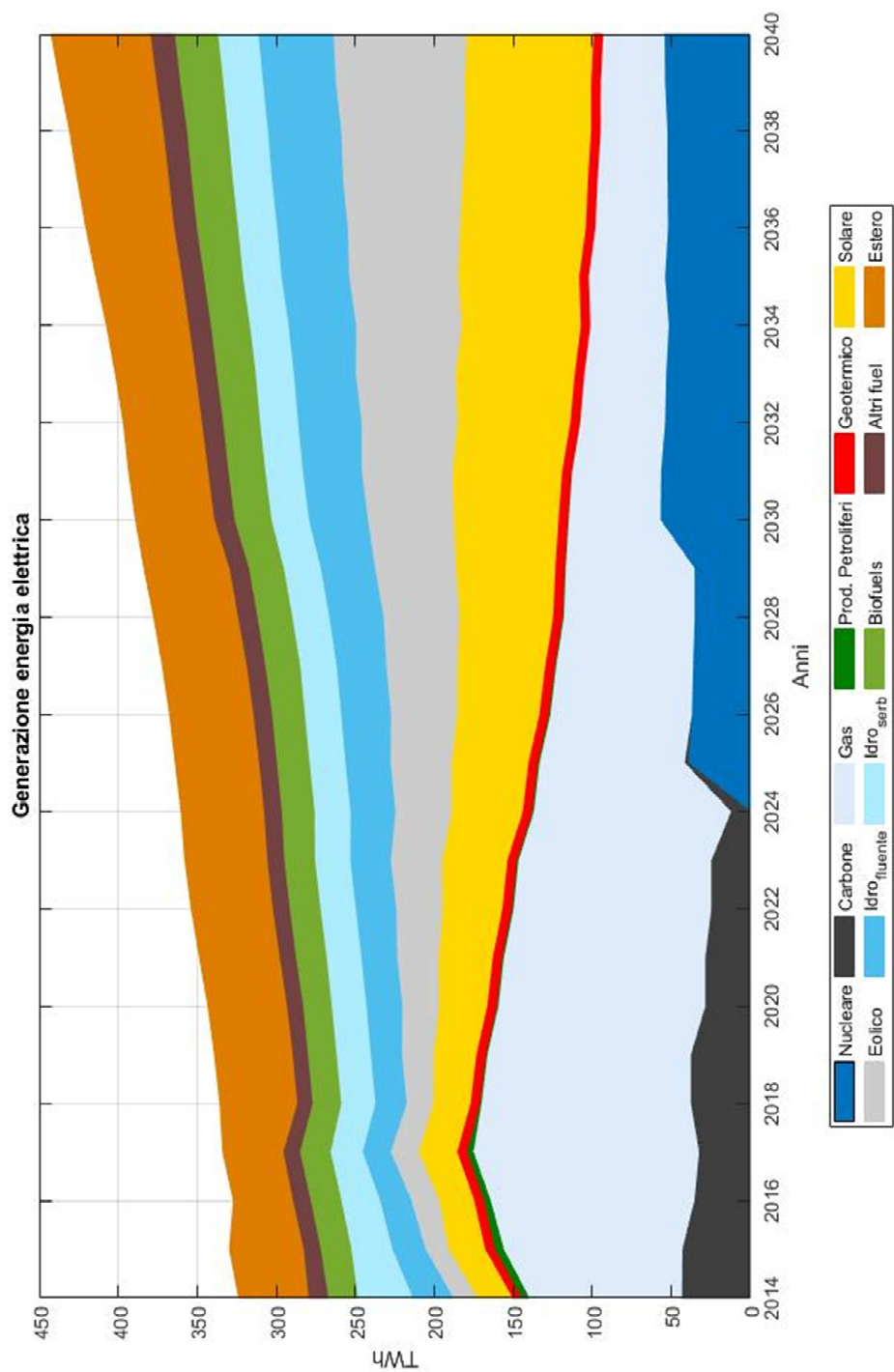


FIG. 44 EVOLUZIONE TEMPORALE DELLA PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA PER TECNOLOGIA

4.2.10 La simulazione NUCL+CCS

In questa nuova simulazione ho voluto valutare l'impatto dei sistemi di cattura della CO₂ applicati alle due precedenti simulazioni *LOW NUCL* e *HIGH NUCL*. Mantenendo i parametri dei due precedenti scenari si sono modificati solamente gli indici di emissione delle varie tecnologie, come avvenuto nella simulazione *CCS*.

I valori dei coefficienti utilizzati vengono riportati nuovamente di seguito

- CARBONE:	$886,668 \cdot 10^{-6} \rightarrow 133,000 \cdot 10^{-6} \frac{Mt_{CO_2}}{GWh}$
- GAS:	$371,405 \cdot 10^{-6} \rightarrow 55,711 \cdot 10^{-6} \frac{Mt_{CO_2}}{GWh}$
- PROD. PETROLIFERI:	$631,385 \cdot 10^{-6} \rightarrow 100,736 \cdot 10^{-6} \frac{Mt_{CO_2}}{GWh}$
- ALTRI COMBUSTIBILI	$711,000 \cdot 10^{-6} \rightarrow 106,651 \cdot 10^{-6} \frac{Mt_{CO_2}}{GWh}$

Come nella simulazione precedente non viene modificato l'indice di emissione estero in quanto, volendo valutare la situazione italiana, non è possibile modellare l'evoluzione estera.

L'uso del nucleare, con il conseguente minor utilizzo del gas naturale, porterà sicuramente a delle minori emissioni di anidride carbonica e pertanto si è deciso di applicare alle tecnologie rimaste i sistemi per la cattura della CO₂ al fine di ottenere risultati migliori. Come si può vedere nelle immagini seguenti, la riduzione delle emissioni non avverrà linearmente rispetto alle due precedenti simulazioni, *LOW NUCL* e *HIGH NUCL*, in quanto l'emissione estera non verrà modificata. Questo si traduce in una maggior risalita delle emissioni totali negli ultimi anni dello scenario in quanto, per entrambi i casi studiati, non si installerà più nuova capacità nucleare e si rallenterà la sostituzione del gas naturale all'interno del mix di generazione.

Confrontando i nuovi scenari con i relativi casi precedenti non si riscontrano significative differenze per quanto riguarda l'evoluzione del mix produttivo e della capacità installata. Per lo scenario *LOW NUCL*, l'utilizzo di tecniche per la cattura dell'anidride carbonica non modificherà nemmeno l'andamento della penetrazione delle fonti rinnovabili e del rischio geopolitico, mentre per lo scenario *HIGH NUCL* si registra una sensibile riduzione del rischio geopolitico e una minima riduzione della penetrazione delle fonti rinnovabili all'interno del mix produttivo. Queste differenze sono dell'ordine dei decimi e pertanto trascurabili al fine del problema, mentre si differenzia ovviamente l'andamento delle emissioni di CO₂. Applicando il CCS allo scenario *LOW NUCL* si riescono a ridurre le emissioni nel 2040 di un fattore maggiore di due, portando il quantitativo di anidride carbonica dalle 51,2 Mt (Fig. 37) alle 20,2 Mt (Fig. 45). Comparando invece lo scenario *HIGH NUCL* le emissioni vengono dimezzate passando dalle 40,1 Mt (Fig. 41) alle

18,5 Mt nel 2040 (Fig. 46). È rilevante osservare come l'uso dei CCS riduca notevolmente le differenze tra i due scenari, portando ad ottenere valori simili, nonostante si costruisca una diversa capacità nucleare.

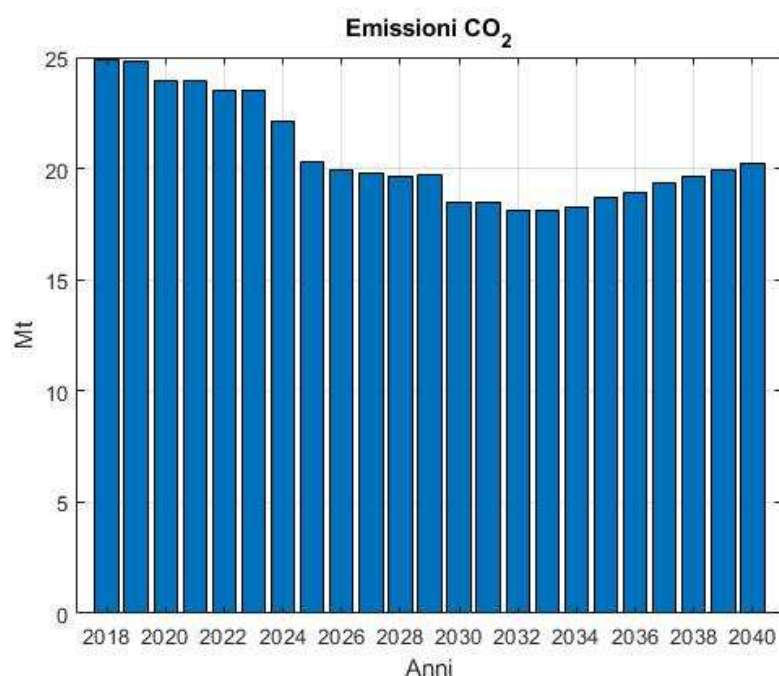


FIG. 45 ANDAMENTO TEMPORALE EMISSIONI DI ANIDRIDE CARBONICA DALLA GENERAZIONE ELETTRICA – LOW NUCL + CCS

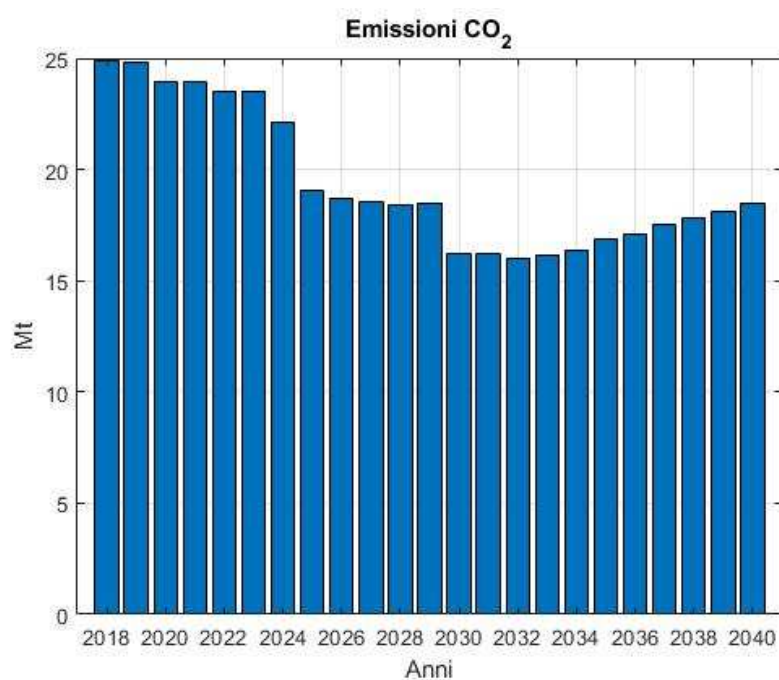


FIG. 46 ANDAMENTO TEMPORALE EMISSIONI DI ANIDRIDE CARBONICA DALLA GENERAZIONE ELETTRICA – HIGH NUCL + CCS

4.2.11 La simulazione NO FOSSILE

Con il ritorno all'uso del nucleare si può pensare di modellizzare uno scenario in cui si avviene il completo abbandono delle fonti fossili nella generazione di energia elettrica. Pur ritenendolo molto difficile, in questa simulazione si cerca di valutare la possibilità di realizzazione di tale condizione.

Considerando il phase-out programmato dalle centrali a carbone e avendo osservato che nella simulazione HIGH NUCL le centrali alimentate a prodotti petroliferi vengono completamente smantellate, diventa necessario organizzare una chiusura programmata per le rimanenti centrali a gas. Per mantenere stabile il sistema diventa indispensabile aumentare i ratei di crescita delle altre tecnologie produttrici, escludendo il solare in quanto ha già raggiunto la sua saturazione nelle simulazioni precedenti.

Nella successiva tabella vengono mostrati i dati utilizzati per questo scenario

TABELLA 14 VALORI CRESCITA CAPACITÀ IMPOSTATI PER SIMULAZIONE NO FOSSILE

Fonte di energia	Nuova capacità [MW_e]	Costruzione [anni]	Capacità rimuovibile [MW_e]
Nucleare	6.600	5	1.100
Carbone	-	-	Programmato
Gas	1.400	2	2.450
Prodotti petroliferi	-	-	375
Geotermico	-	-	20
Solare	3.000	1	50
Eolico	2.500	1	50
Idroelettrico (fluente)	1.500	2	50
Idroelettrico (serbatoi)	500	2	20
Bio-combustibili	500	3	20
Altri combustibili	200	2	20
Saldo estero	500	7	-

mentre lo smantellamento programmato del gas naturale viene impostato nel seguente modo:

- al 2030: rimozione di 4.900 MW di potenza a gas naturale
installazione di 6.600 MW di potenza nucleare
- al 2035: rimozione di 6.350 MW di potenza a gas naturale
installazione di 6.600 MW di potenza nucleare

Questo artificio si è reso necessario per permettere il completo smantellamento delle centrali a gas in completa sicurezza, rispettando al tempo stesso tutti i vincoli del problema.

La nuova configurazione delle capacità installabili sul territorio, unita alla nuova tipologia di scenario analizzata comporta una maggior incidenza delle fonti rinnovabili nella domanda di energia elettrica rispetto ai casi precedenti anche se l'andamento del parametro risulta simile.

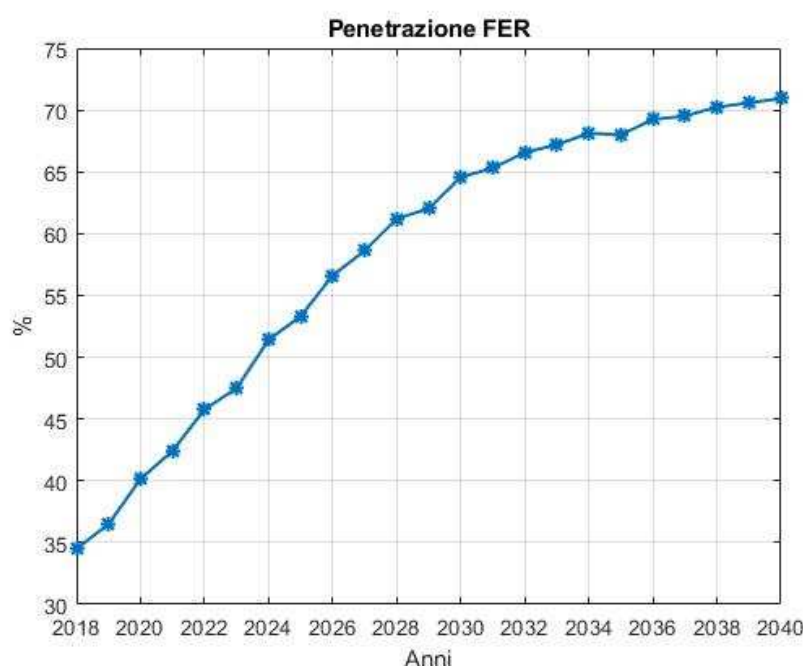


FIG. 47 PENETRAZIONE FONTI RINNOVABILI NEL MIX DI GENERAZIONE ELETTRICO ITALIANO

Nell'immagine successiva (Fig. 48) viene mostrato l'andamento delle emissioni di CO₂ in questo scenario. Volendo realizzare una condizione di totale assenza delle fonti fossili all'interno del mix di generazione non stupisce la notevole riduzione subita passando dalle 101,6 del 2018 alle 27,4 Mt nel 2040. La costruzione di un'elevata potenza nucleare, unita alla relativa diminuzione della quota a gas naturale in determinati anni cardine comporta la netta riduzione a scalini.

La continua dismissione, fino al completo abbandono, del termoelettrico tradizionale influisce anche sul rischio geopolitico legato all'approvvigionamento delle risorse fossili. In questo scenario si riesce a ridurre notevolmente il rischio scendendo sotto quota 5 (Fig. 49), dove 0 indica un rischio nullo, valore mai raggiunto in nessun scenario precedente. Non è possibile azzerarlo completamente in quanto l'acquisto di energia elettrica dall'estero è soggetta ad un rischio, seppur di bassa entità. Anche l'acquisto del combustibile nucleare è soggetto ad un rischio essendo importato e pertanto non è possibile diminuire ulteriormente questo valore.

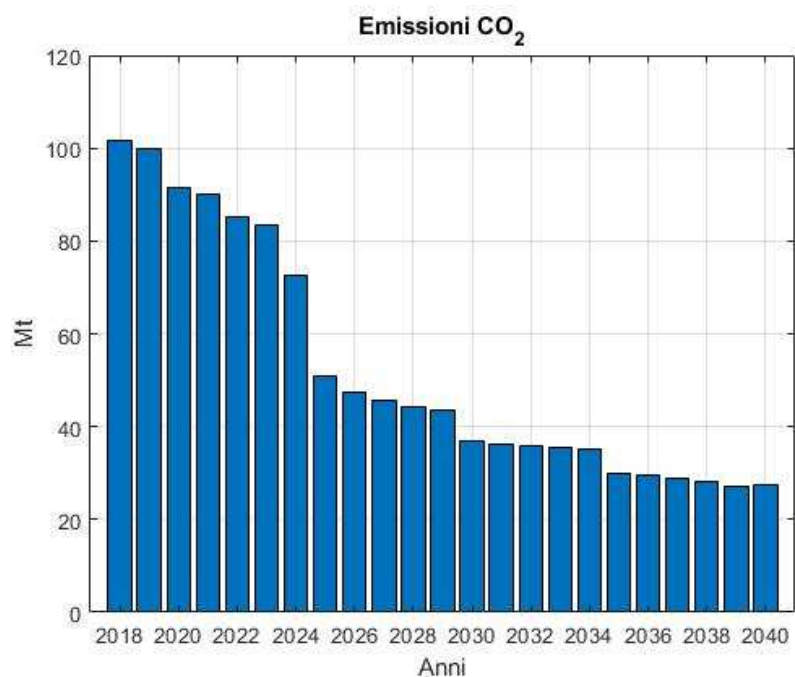


FIG. 48 ANDAMENTO TEMPORALE EMISSIONI DI ANIDRIDE CARBONICA DALLA GENERAZIONE ELETTRICA

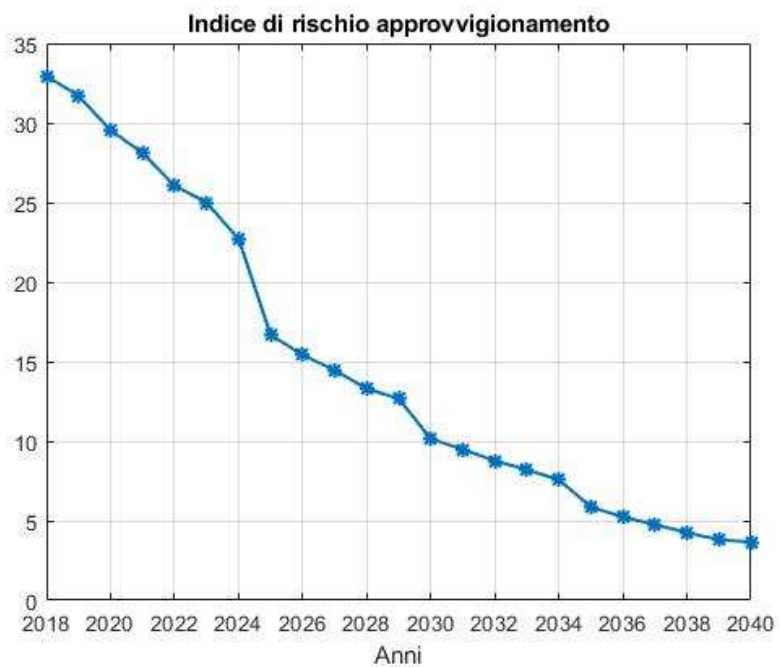


FIG. 49 ANDAMENTO DEL RISCHIO GEOPOLITICO NEL TEMPO

Analizzando l'evoluzione della potenza installata si nota come venga smantellata la fonte petrolifera nel corso della simulazione. Contemporaneamente si procede con uno smantellamento programmato della quota a gas. La chiusura forzata di queste sezioni accompagna il naturale spegnimento delle centrali a gas con lo scopo di abbandonare definitivamente questa fonte a partire dal 2040. Si riuscirà ad assorbire questo smantellamento permettendo una maggior diffusione delle fonti rinnovabili e costruendo nuove centrali nucleari. A riguardo dell'espansione della produzione rinnovabile, in questo scenario la capacità eolica installata, installando torri eoliche da 5 MW, richiederà una maggior superficie rispetto a quanto disponibile sul territorio italiano. Solo aumentando la taglia degli aereogeneratori installati a 6,5 MW si riuscirà ad ottenere l'aumento necessario sulla superficie disponibile. Risulta necessario prestare attenzione alla capacità nucleare installata. Infatti, osservando i dati annuali presenti nel file di output, si scopre che la potenza installata al 2030 risulta eccessiva. Di conseguenza si effettuerà la chiusura di tre sezioni entro il 2033, mentre se ne realizzeranno altre 6 nel 2035, come da impostazioni. La potenza crescerà fino a 16,5 GW che viene considerata superflua dal modello, il quale prevede lo spegnimento di altre 3 sezioni per arrivare al 2040 con una potenza nucleare di 13,2 GW.

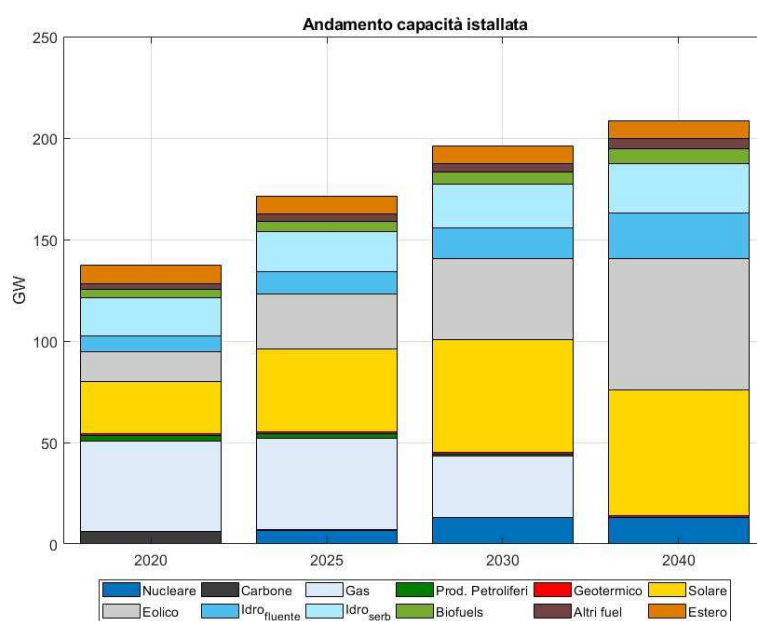


FIG. 50 EVOLUZIONE TEMPORALE DELLA CAPACITÀ INSTALLATA PER TECNOLOGIA

Nell'immagine seguente verrà mostrata l'evoluzione del mix energetico per la produzione di energia elettrica secondo questo scenario. Come previsto, la quota prodotta dal gas naturale si azzererà completamente nel 2040, compensata dall'utilizzo del nucleare e dalla grande espansione delle fonti rinnovabili.

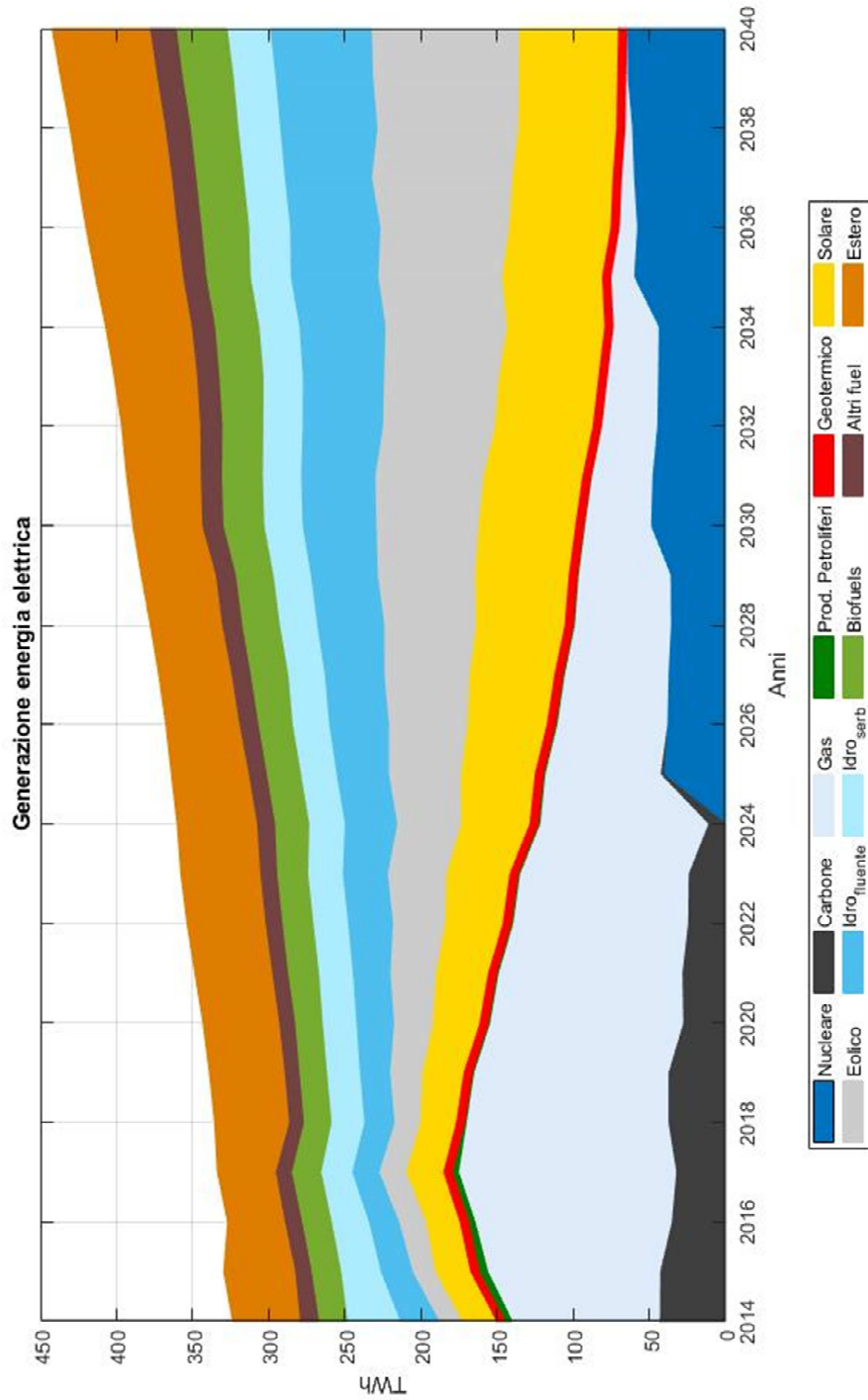


FIG. 51 EVOLUZIONE TEMPORALE DELLA PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA PER TECNOLOGIA

5. CONCLUSIONE

Le varie decisioni politiche prese negli ultimi anni, dall'accordo di Parigi fino all'emanazione della nuova SEN, forniscono un nuovo impulso per la transizione verso un nuovo sistema energetico a bassa intensità di carbonio. Secondo tutti gli scenari il mondo continuerà ad elettrificarsi, con il conseguente aumento della domanda di energia elettrica. L'unione di questi due aspetti porta alla ricerca di una nuova configurazione del parco di generazione elettrica in grado di rispondere sia agli impegni politici presi sia al crescente fabbisogno elettrico. Focalizzando l'attenzione sul paese Italia, ho voluto realizzare un modello, basato su un approccio multi-obiettivo, in grado di valutare queste possibili configurazioni tenendo conto delle problematiche relative al paese stesso.

Utilizzando il modello presentato in questa tesi, ho analizzato diversi scenari evolutivi al fine di poter valutare quale delle simulazioni ottenute potesse ritenersi la migliore. In queste analisi non viene considerato l'aspetto economico, assumendo pertanto che tutti gli investimenti necessari per la realizzazione di tali scenari siano possibili e non interferiscano con la loro attuazione. Poiché modelli basati solamente sull'aspetto economico sono già stati sviluppati, ho voluto ignorare la questione finanziaria, concentrandomi su altri problemi non ancora considerati quali appunto le emissioni di CO₂ nella generazione elettrica ed il rischio geopolitico legato all'approvvigionamento delle risorse fossili.

Nei prossimi diagrammi vengono comparati, nei diversi anni cardine, i valori dei due obiettivi valutati per i diversi scenari analizzati, al fine di confrontare le diverse simulazioni cercando il percorso migliore per una futura generazione elettrica in Italia pulita e sicura.

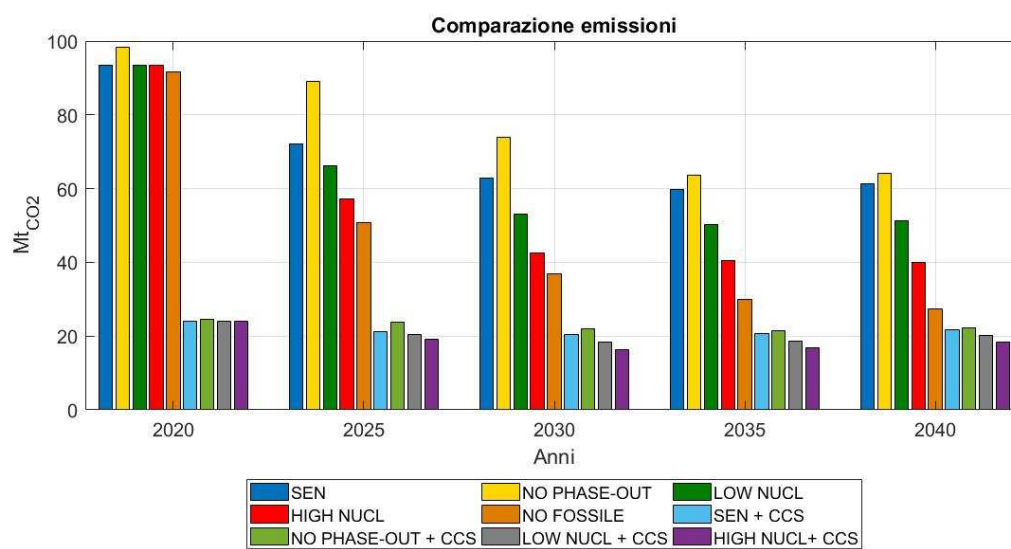


FIG. 52 COMPARAZIONE EMISSIONE CO₂ PER I DIVERSI SCENARI IN ALCUNI ANNI CARDINE

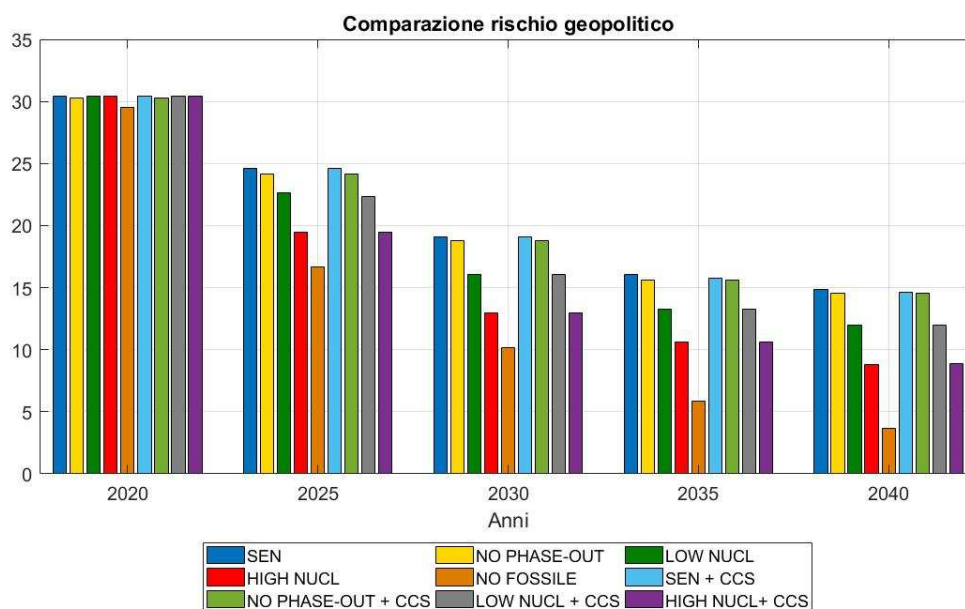


FIG. 53 COMPARAZIONE RISCHIO GEOPOLITICO PER I DIVERSI SCENARI IN ALCUNI ANNI CARDINE

Analizzando i due grafici ottenuti, si nota come la soluzione migliore sarebbe quella di seguire lo scenario *NO FOSSILE*. Con questa configurazione si riuscirebbe a ridurre le emissioni, diminuendole fino a dei valori simili a quelli ottenuti applicando il CCS (Carbon Capture System) e si realizzerebbe in contemporanea il minimo rischio legato all'approvvigionamento delle risorse primarie. Ovviamente questo scenario risulta di difficile realizzazione in quanto si renderebbe necessaria la costruzione di dodici unità AP1000 nell'arco di vent'anni in un paese che ad oggi, per legge, non prevede la costruzione di centrali nucleari. Risulta complessa anche la diffusione prevista delle tecnologie rinnovabili sul territorio al fine di soddisfare la domanda di energia elettrica. Molto probabilmente uno scenario simile si potrebbe realizzare su un intervallo temporale più ampio e per questo motivo non viene preso in considerazione come risultato ottimale in questo lavoro.

Procedendo con le attuali politiche italiane, il divieto di costruzione di centrali nucleari in primis, si sono svolti alcuni scenari per valutare l'impatto delle risorse fossili nella produzione. Dai risultati si può osservare come lo smantellamento delle centrali a carbone sia necessario per ridurre le emissioni di anidride carbonica nel settore elettrico, ma non è l'unica soluzione praticabile. Nella simulazione *NO PHASE-OUT*, il continuo uso del carbone, seppur subendo una notevole riduzione, non permetterà infatti una significativa riduzione delle emissioni di CO₂ nonostante la crescita delle fonti rinnovabili soddisfi l'obiettivo della SEN 2017. Applicando invece lo smantellamento programmato delle centrali a carbone, scenario *SEN*, si riesce a migliorare la riduzione delle emissioni, soprattutto negli anni 2025 e 2030. Giungendo al termine dell'arco temporale analizzato, la continua crescita della domanda impone che non si possano abbandonare le tecnologie inquinanti portando così ad una lieve risalita delle emissioni. Proprio in questi anni sono in corso diversi studi per la rimozione dell'anidride carbonica dai fumi in uscita dai camini delle centrali termoelettriche. Applicando ai due scenari precedenti queste nuove tecnologie, chiamate CCS, si ottengono dei notevoli miglioramenti in termini di emissioni. L'applicazione di queste tecnologie non influisce in modo rilevante sul rischio geopolitico e pertanto la miglior soluzione possibile, applicando le politiche vigenti in Italia, risulterebbe lo scenario *SEN + CCS*. Con questo scenario nel 2040 si avranno circa 21,9 Mt di anidride carbonica all'anno, un notevole miglioramento rispetto alle 93,6 Mt registrate dall'ISPRA nel 2015^[45]. A riguardo del secondo obiettivo, ossia la minimizzazione del rischio geopolitico, con questo scenario si dimezzerebbe il rischio assestandosi ad un valore di circa 14,6.

L'ultima serie di simulazioni è stata svolta con lo scopo di valutare l'ipotetico impatto dell'energia nucleare all'interno del mix di generazione elettrico italiano. Si sono previsti due scenari nucleari: nel primo, il ritorno all'uso civile dell'energia atomica avverrà lentamente con la costruzione di due sole unità AP1000 per volta, mentre nel secondo, ci sarà un pesante ritorno al nucleare con la costruzione di ben cinque unità contemporaneamente. Anche in queste simulazioni, la crescita delle fonti rinnovabili è rimasta la stessa delle simulazioni precedenti prive della tecnologia nucleare, pertanto si

sono sempre raggiunti gli obiettivi previsti nella SEN 2017. Si è inoltre mantenuto lo smantellamento programmato delle centrali a carbone entro il 2025 e, di conseguenza, l'uso delle centrali termonucleari ha ridotto l'uso delle altre risorse fossili quali il gas naturale e i prodotti petroliferi. Con queste impostazioni si ottiene una notevole riduzione delle emissioni di anidride carbonica nel settore elettrico. L'uso del nucleare non impedisce lo sviluppo e la diffusione del CCS quindi ho sviluppato gli stessi scenari adottando questo miglioramento. L'utilizzo dei sistemi CCS non influisce sulla riduzione del rischio geopolitico che, negli scenari nucleari, si rivela essere più marcata rispetto agli scenari analizzati senza l'uso dell'energia atomica. L'acquisto del combustibile fissile viene valutato molto più sicuro rispetto all'acquisto delle fonti fossili e di conseguenza il rischio sarà minore nella simulazione *HIGH NUCL* rispetto alla *LOW NUCL*. L'uso del CCS influisce positivamente sulle emissioni di anidride carbonica giungendo a valori leggermente inferiori rispetto ai casi precedenti. Dovendo valutare tra i vari scenari, la configurazione con i valori minimi risulta essere quella ottenuta nello scenario *HIGH NUCL + CCS*. Estendendo l'analisi anche alla capacità installata sul territorio, ci si accorge che nello scenario *LOW NUCL + CCS*, con la costruzione di sole quattro unità, si ottengono dei valori prossimi allo scenario *HIGH* in cui si rende necessaria la costruzione di ben dieci unità. Tenendo in considerazione anche quest'ultimo aspetto, nel caso in cui in Italia fosse possibile tornare a costruire centrali nucleari, la soluzione migliore risulterebbe appunto lo scenario *LOW NUCL + CCS*. Con questa simulazione le emissioni di CO₂ nel 2040 saranno di circa 20,2 Mt, leggermente inferiori rispetto alla miglior soluzione precedentemente descritta. Seguendo questo scenario anche il rischio geopolitico risulta essere inferiore rispetto alla precedente scelta ottimale, assestandosi ad un valore di circa 12.

Sono state effettuate anche altre due simulazioni considerando due temi politici attuali. La prima riguarda il gasdotto TAP, ancora in fase di costruzione, che collegherà l'Italia, più in generale l'Europa, al giacimento azero di Shah Deniz. La realizzazione di questo gasdotto fa parte di una più complessa rete di collegamenti che si pone lo scopo di creare una miglior diversificazione dei paesi fornitori di gas naturale in Europa. I risultati della simulazione non subiscono modifiche nella realizzazione di questa infrastruttura però la sua rilevanza viene notata nella variazione di importanza dei paesi all'interno del mix di importazione. Infatti, con la realizzazione di questo metanodotto, il peso della Russia passerà dall'attuale 37% al nuovo 31,4%, mentre l'Algeria scenderà dal 26,6% al 22,6%. Tutti i paesi fornitori vedranno calare la loro quota e l'Italia potrà trarre solo vantaggi da una maggior diversificazione. La seconda simulazione riguarda invece il più recente embargo petrolifero nei confronti dell'Iran voluto dal presidente americano Donald Trump. Nonostante l'Italia sia presente nella lista degli stati esclusi per i primi sei mesi da questo provvedimento, ho voluto valutare un suo possibile impatto sulla produzione di energia elettrica nazionale. La diversificazione presente nell'importazione di petrolio greggio, unita al calo deciso dell'uso di questa risorsa nella produzione elettrica, ha fatto sì che non si creassero differenze significative nelle varie simulazioni. A differenza del gasdotto TAP, la cui realizzazione, pur non apportando cambiamenti

significativi nei risultati, risulterebbe strategica, il caso dell'embargo iraniano risulta poter essere assorbito agevolmente grazie alla già esistente diversificazione nel settore.

Utilizzando il modello presentato, si possono evidenziare due possibili soluzioni a seconda dello scenario politico futuro. Nel caso in cui si rimanga nell'attuale situazione politica, la soluzione miglior risulta essere lo scenario SEN + CCS, mentre nel caso in cui l'Italia decida di optare per il ritorno all'utilizzo dell'energia nucleare, lo scenario migliore risulta essere quello ottenuto con la simulazione LOW NUCL + CCS.

Volendo rendere sempre più realistico questo modello sarebbe necessario aggiungere la possibilità di avere contemporaneamente la costruzione di più sezioni. Nell'attuale versione, infatti, bisogna attendere la fine della realizzazione di un'unità prima di iniziare la costruzione di una nuova sezione. Un altro limite di questo modello è quello di poter essere utilizzato solamente per il paese Italia, in quanto non è possibile modificare i fattori di utilizzazione, soprattutto quelli riferiti alle fonti rinnovabili intermittenti che sono strettamente legati alla posizione geografica. Sempre in riferimento ai fattori di utilizzazione, un possibile miglioramento sarebbe quello di non considerare l'intero paese Italia, ma di dividerlo in zone, ad esempio nord, centro e sud, per permettere una miglior collocazione delle fonti rinnovabili in base alla loro disponibilità sul territorio. Un ulteriore perfezionamento si raggiungerebbe con l'aggiunta di una nuova funzione obiettivo considerando l'aspetto economico, ad esempio il costo del kWh, per ottenere un'analisi più completa del sistema di generazione italiano.

Bibliografia

- [1] http://www.minambiente.it/sites/default/files/Protocollo_di_Kyoto.pdf (26/10/2018)
- [2] <http://www.minambiente.it/pagina/cop-21-laccordo-di-parigi> (26/10/2018)
- [3] Rifkin J, *Economia all'idrogeno – La creazione del Worldwide Energy Web e la redistribuzione del potere sulla terra*, Mondadori, 2002
- [4] [https://www.eia.gov/outlooks/ieo/pdf/0484\(2017\).pdf](https://www.eia.gov/outlooks/ieo/pdf/0484(2017).pdf) (26/10/2018)
- [5] http://www.storiadimilano.it/citta/milanotecnica/elettricità/radegonda0.htm#_edn1 (29/10/2018)
- [6] http://www.teslasociety.com/niagarafalls_tesla.htm (26/10/2018)
- [7] <http://www.nationalgeographic.it/ambiente/2010/03/30/news/hydropower-2990/> (26/10/2018)
- [8] *Era l'anno... Storia dell'energia Idroelettrica*,
Disponibile presso: <http://www.polis.lombardia.it/wps/portal/site/polis/> (01/10/2018)
- [9] Zucchetti M, *Storia future dell'Energia*, Edizioni C.L.U.T., 2015
- [10] Dalpane E, *L'eolico in Italia dagli anni '80 a oggi*, L'Energia Elettrica, maggio-giugno 2015
- [11] *Energia da fonti rinnovabili in Italia*, Rapporto statistico Anno 2016, GSE, 2018
- [12] <https://pris.iaea.org/PRIS/WorldStatistics/OperationalReactorsByType.aspx> (04/10/2018)
- [13] *Fonti Rinnovabili in Italia e in Europa – Verso gli obiettivi 2020*, GSE, 2018
- [14] SEN 2017, MISE e MATTM, 10 novembre 2017
- [15] Baldissara B, Gaeta M, *Il modello energetico TIMES-Italia – Strutture e dati Versione 2010*, ENEA, 2011
- [16] Amorim F, Pina A, Gerbelová H, da Silva PP, Vasconcelos J, Martins V, *Electricity decarbonization pathways for 2050 in Portugal: A TIMES (The Integrated MARKAL-EFOM System) based approach in closed versus open systems modelling*, Energy, 2014
- [17] Zhang Q, Mclellan BC, Tezuka T, Ishihara KN. Economic and environmental analysis of power generation expansion in Japan considering Fukushima nuclear accident using a multi-objective optimization model, Energy, 2012
- [18] Mohammad Saeid Atabaki, Vahid Aryanpur, *Multi-objective optimization for sustainable development of the power sector: An economic, environmental, and social analysis of Iran*, Energy, 2018
- [19] Salman Ahmad, Abid Nadeem, Gulzhanat Akhanova, Tom Houghton, Firdaus Muhammad-Sukki, *Multi-criteria evaluation of renewable and nuclear resources for electricity generation in Kazakhstan*, Energy, 2017
- [20] Rojas-Zerpa JC, Yusta JM, *Application of multicriteria decision methods for electric supply planning in rural and remote areas*, Renew Sustain Energy Rev, 2015
- [21] Mahbub MS, Viesi D, Crema L, *Designing optimized energy scenarios for an Italian Alpine valley: the case of Giudicarie Esteriori*, Energy, 2016
- [22] Purwanto WW, Pratama YW, Nugroho YS, Hertono GF, Hartono D, Tezuka T, *Multi-objective optimization model for sustainable Indonesian electricity system: Analysis of economic, environment and adequacy of energy sources*, Renewable Energy, 2015

- [23] Ko L, Chen CY, Seow VC, *Electrical power planning and scheduling in Taiwan based on the simulation results of multi-objective planning model*, International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2014
- [24] Giribone, Pier, *Tecniche di ottimizzazione multi-obiettivo: Teoria ed applicazioni*, Seminario, 2015
- [25] *MATLAB Optimization Toolbox™ - User's Guide R2018a*, MathWorks
- [26] *Italian Greenhouse Gas Inventory 1990 – 2015*, National Inventory Report 2017, ISPRA, 261/2017
- [27] <https://www.iea.org/statistics> (13/11/2018)
- [28] <https://ourworldindata.org/co2-and-other-greenhouse-gas-emissions> (13/11/2018)
- [29] https://www.carbosulcis.eu/index.php?option=com_content&view=article&id=119 (07/10/2018)
- [30] http://www.unione petrolifera.it/?page_id=478 (03/10/2018)
- [31] <http://dgsaie.mise.gov.it/dgerm/importazionigas.asp> (03/10/2018)
- [32] http://www.unione petrolifera.it/?page_id=552&paged=2 (03/10/2018)
- [33] *Dati statistici sull'energia elettrica in Italia – 2017*, TERNA S.p.a., 2018
- [34] <http://info.worldbank.org/governance/wgi/#home> (18/10/2018)
- [35] Dati Statistici, TERNA S.p.a.
- [36] <https://www.nei.org/resources/statistics/us-capacity-factors-by-fuel-type> (09/10/2018)
- [37] <http://www.assocarboni.it/index.php/it/il-carbone/le-centrali-a-carbone-in-italia> (02/10/2018)
- [38] <https://corporate.enel.it/it/futur-e/impianti/bastardo> (02/10/2018)
- [39] *Rapporto mensile sul Sistema Elettrico – Settembre 2018*, Terna S.p.a.
- [40] *Scenari della domanda elettrica in Italia 2016-2026*, Terna S.p.a.
- [41] *ANNEX-I Country Level Results*, Scenario Report, ENTSO-E
- [42] <http://www.finanzaonline.com/forum/attachments/messaggi-archiviati-fol/877163d1208775671-rinnovabili-tomo-iv-italia-energia-eolica-una-potenzialita-da-60-twh.pdf> (26/11/2018)
- [43] V. Calabrò, A. Iulianelli, S. Liguori, A. Basile, A. Gugliuzza, A. Saraceno, *Stato dell'arte sui processi di rimozione della CO₂ mediante tecnologie a membrane*, Report Ricerca di Sistema Elettrico, ENEA, 2011
- [44] T.L. Schulz, *Westinghouse AP1000 advanced passive plant*, Nuclear Engineering and Design, 2006
- [45] *Fattori di emissione atmosferica di CO₂ e altri gas a effetto serra nel settore elettrico*, ISPRA, 257/2017