

UNIVERSITÀ DEGLI STUDI DI PADOVA
FACOLTÀ DI INGEGNERIA
DIPARTIMENTO DI INGEGNERIA INDUSTRIALE DII

TESI DI LAUREA MAGISTRALE
IN INGEGNERIA DELL'ENERGIA ELETTRICA

MODELLI DI DISPACCIAMENTO PER L'ANALISI DI
POSSIBILI FUTURI SISTEMI DI GENERAZIONE
ELETTRICA IN ITALIA

Relatore: Prof. Giuseppe Zollino
Correlatrice: Ing. Chiara Bustreo

Laureando: Fabio Tonolli
Matricola n°: 1155223

ANNO ACCADEMICO 2017/2018

“Essentially, all models are wrong, but some are useful.”

George E. P. Box (1919–2013)

INDICE

<i>Introduzione</i>	7
CAPITOLO 1: LA TRANSIZIONE ENERGETICA	9
1.1 <i>La situazione attuale</i>	9
1.3 <i>Strategie energetiche possibili</i>	12
1.4 <i>Sostenibilità e cambiamento climatico</i>	13
1.4.1 <i>Tecnologie per la mitigazione delle emissioni di CO₂</i>	15
CAPITOLO 2: SCENARI SULLA EVOLUZIONE DEL SISTEMA ENERGETICO MONDIALE	17
2.1 <i>Scenari della International Energy Agency</i>	17
2.1.1 <i>New Policies Scenario</i>	17
2.1.2 <i>Current Policies Scenario</i>	19
2.1.3 <i>Sustainable Development Scenario</i>	20
2.2 <i>Scenari del World Energy Council</i>	22
2.2.1 <i>Panorama energetico al 2050</i>	22
2.2.2 <i>Scenario Jazz</i>	23
2.2.3 <i>Scenario Symphony</i>	24
2.2.4 <i>Le tre dimensioni del trilemma dell'energia</i>	25
2.2.4.1 <i>Sicurezza energetica</i>	26
2.2.4.2 <i>Equità energetica</i>	26
2.2.4.3 <i>Sostenibilità ambientale</i>	27
2.3 <i>Osservazioni sugli scenari dell'IEA e del WEC</i>	28
CAPITOLO 3: LA SITUAZIONE ENERGETICA ITALIANA	31
3.1 <i>La domanda italiana di energia</i>	33
3.1.1 <i>Profilo della domanda elettrica e picco massimo di potenza richiesta</i>	34
3.1.2 <i>Consumi di energia elettrica per settore</i>	35
3.2 <i>Capacità totale installata in Italia</i>	36
3.2.1 <i>Evoluzione del parco termoelettrico</i>	37
3.2.2 <i>Produzione da Fonte Rinnovabile</i>	37
3.3 <i>Il ruolo delle rinnovabili in Italia nel 2016</i>	39

CAPITOLO 4: LA STRATEGIA ENERGETICA NAZIONALE	43
4.1 Gli obiettivi della SEN.....	43
4.2 La funzione degli scenari.....	44
4.2.1 Scenario di riferimento europeo.....	45
4.2.2 Scenario BASE.....	45
4.2.2.1 Analisi dei risultati dello scenario BASE.....	45
4.3 Scenari energetici nazionali.....	47
4.3.1 Proiezione dello scenario SEN al 2030.....	48
4.3.1.1 Analisi dei risultati dello scenario SEN al 2030.....	48
4.3.2 Proiezione dello scenario SEN al 2050.....	49
4.3.2.1 Analisi dei risultati dello scenario SEN al 2050.....	50
CAPITOLO 5: LA FUSIONE PER UN FUTURO DECARBONIZZATO.....	53
5.1 Gli scenari.....	54
5.2 Risultati ottenuti	55
5.2.1 Raggiungere gli obiettivi climatici	55
5.2.2 Influenza dei parametri tecnico-finanziari	57
5.2.3 Assenza di fusione.....	57
5.3 Osservazioni finali.....	57
CAPITOLO 6: PLEXOS.....	59
6.1 Modello integrato di simulazione.....	59
6.1.1 Potenzialità di PLEXOS	59
6.1.2 Funzioni e applicazioni di PLEXOS.....	60
6.2 Le fasi di simulazione.....	60
6.2.1 Simulazione LT	61
6.2.2 Simulazione MT.....	64
6.2.2.1 Il problema di ottimizzazione dell'accumulo idrico	64
6.2.2.2 La difficoltà del coordinamento idrico-termico.....	64
6.2.2.3 Soluzione ottima.....	65
6.2.2.4 Programmi MT e ST.....	66
6.2.2.5 Impianti elettrici di pompaggio.....	67
6.2.3 Simulazione ST.....	67
6.2.3.1 Unit Commitment.....	68
6.2.3.2 Obiettivi dello UCED.....	68

6.2.3.3 Risoluzione della simulazione	69
6.2.3.4 Formulazione matematica.....	69
CAPITOLO 7: MODELLO DI DISPACCIAMENTO PRESO IN ESAME	75
7.1 Modello di dispacciamento.....	75
7.2 Costruzione del modello	76
7.3 Le fasi di simulazione adottate.....	79
7.4 Profili di generazione	80
7.5 Risultati ottenuti	81
7.5.1 Confronto con i risultati di COMESE	81
7.5.2 Energia prodotta negli scenari.....	84
7.5.3 Ottimizzazione delle batterie	85
7.5.4 Funzionamento delle tecnologie di stoccaggio.....	88
7.5.5 Prezzo orario	93
CAPITOLO 8: CONCLUSIONI.....	97
Appendice: LA FUSIONE TERMONUCLEARE	99
A.1 Approccio alla fusione nucleare.....	99
A.2 Principi della fusione nucleare	99
A.2.1 Combustibili e risorse della fusione.....	101
A.2.2 Il difetto di massa.....	102
A.2.3 Bilancio energetico e condizioni di fusione	103
A.2.4 Il confinamento del Plasma a regime di fusione	108
A.3 Presente e futuro: JET, ITER e DEMO	109
A.4 Sicurezza nelle centrali.....	112
A.4.1 Livelli di radioattività.....	113
A.4.2 Riduzione del rischio di proliferazione	113
A.5 Inquinamento ambientale.....	114
A.5.1 Pericolosità dei rifiuti	114
A.6 Aspetti economici.....	114
Bibliografia.....	115

Introduzione

Garantire una fornitura di energia più pulita attingendo alle risorse energetiche rinnovabili disponibili localmente è l'attuale traguardo dei governi europei. Le presenti ambizioni sono in gran parte guidate dall'impegno a rispettare la legislazione dell'UE e il suo obiettivo di energia rinnovabile del 20% fino al 2020 (vedi "Pacchetto per il clima e l'energia 2020", 2007). La crescente dipendenza da fonti di energia rinnovabile può però comportare significative quote istantanee della generazione di tali fonti. Bilanciare il loro output variabile richiede un alto grado di flessibilità nel sistema di generazione. Sempre più spesso, le centrali elettriche e le opzioni sul lato della domanda devono essere disponibili come "riserva operativa", cioè devono essere in grado di adattare rapidamente la loro generazione o domanda, se necessario. Ciò è indispensabile per limitare e controbilanciare eventuali disallineamenti tra la domanda e l'offerta e limitare le variazioni nella frequenza di rete.

Inoltre, poiché le fonti rinnovabili (ad eccezione dell'idroelettrico) non sono programmabili, per sfruttare al meglio l'energia da esse prodotta è necessario disporre di sistemi d'accumulo che siano in grado di conservare i surplus di produzione nei momenti in cui la generazione rinnovabile eccede la domanda ed utilizzarli poi nei momenti di deficit o per livellare le punte di carico.

Estendendo l'orizzonte temporale al 2050, l'UE intende ridurre le emissioni di gas serra dell'80-95% rispetto ai livelli del 1990 [European Commission, 2012]. I parchi di generazione evolveranno al fine di assicurare maggiore flessibilità, includendo eventualmente nuove tecnologie come la fusione termonucleare. Quest'ultima darebbe una notevole spinta verso un futuro più sostenibile, data la sua particolarità di non produrre CO₂ e rifiuti radioattivi e la capacità di ricavare enormi quantità di energia da limitate quantità di combustibile.

Per evitare di arrivare impreparati al futuro ed elaborare in tempo una strategia, per valutare come potrebbero essere i futuri sistemi di generazione elettrica è importante analizzare scenari energetici alternativi basati su modelli degli attuali sistemi di generazione elettrica.

Gli scenari energetici spesso risultano da problemi di ottimizzazione economica che però non sempre sono in grado di valutare adeguatamente la flessibilità del sistema di generazione poiché non considerano la fase del dispacciamento dell'energia elettrica.

La ragione è che tali modelli a lungo termine di solito non forniscono una risoluzione temporale elevata. Inoltre, una considerazione dettagliata della variabilità a breve termine dell'offerta e della domanda non è il loro obiettivo principale. Per poter indagare su questi aspetti esistono dei software di simulazione del mercato elettrico dotati di una risoluzione temporale molto più elevata e in grado di coprire numerosi vincoli operativi.

Tra i vari software commerciali disponibili, per il lavoro di questa tesi si è deciso di fare affidamento su PLEXOS for Power Systems, su cui si basano numerosi studi condotti per conto della Commissione Europea.

PLEXOS è uno strumento di simulazione basato sull'ottimizzazione. Esso minimizza i costi attesi del dispacciamento dell'energia elettrica tenendo in considerazione vari parametri tecnico-economici e finanziari.

In questa tesi ci si è proposti di analizzare il modello di dispacciamento relativo a diversi scenari possibili di generazione elettrica in Italia a partire dal 2050 generati con il codice COMESE, uno strumento realizzato dall'Università di Padova e il Consorzio RFX per l'analisi tecnico-economica di futuri sistemi di generazione elettrica in Italia. L'obiettivo dello studio consiste nell'integrare le valutazioni legate alla fase di dispacciamento risultanti dalle analisi svolte con COMESE con i

dettagli forniti da PLEXOS a valle dell'ottimizzazione, al fine di verificare la sostenibilità in termini operativi dei sistemi di generazione studiati. In particolare, si andrà a valutare il ruolo dei sistemi di accumulo elettrici in scenari con forte penetrazione di rinnovabili o compresenza di fonti intermittenti e generazione di base assimilabile a generazione da centrali a fusione.

Come introduzione allo studio degli scenari verrà brevemente discussa la transizione energetica che stiamo affrontando e successivamente la situazione italiana in merito alla generazione e domanda di energia elettrica.

Lo studio esposto in questo elaborato inizia pertanto con un'introduzione al percorso di transizione, indicando la situazione attuale, alcuni modi per poterla accelerare e i vantaggi derivanti dalla decarbonizzazione, nonché la sfida del cambiamento climatico.

Il secondo capitolo presenta alcuni degli scenari di riferimento in letteratura sull'evoluzione del sistema energetico mondiale, redatti dall'IEA (International Energy Agency) e dal World Energy Council (WEC), soffermandosi sul rispetto del trilemma energetico.

Il terzo capitolo prosegue analizzando la situazione energetica italiana. In dettaglio, verrà esaminata la domanda, la sua variabilità durante l'anno e il modo in cui viene soddisfatta; verranno poi presi in considerazione i consumi e le tecnologie per la produzione di energia. In ultimo si chiarirà il ruolo delle fonti rinnovabili in Italia e il loro utilizzo per il soddisfacimento dei consumi finali di energia.

Sempre in merito al panorama italiano, il capitolo 4 riporta le linee guida della Strategia Energetica Nazionale (SEN) e gli obiettivi che si è preposti di perseguire.

Il quinto capitolo introduce uno studio in cui sono proposti scenari sull'evoluzione del sistema energetico mondiale realizzati in ambito di attività di ricerca europee sulla fusione nucleare mediante il generatore di modelli TIMES. In essi si valuta quale potrebbe essere il ruolo della fusione in un futuro sistema di energetico a basse emissioni di anidride carbonica.

Il sesto capitolo descrive il software impiegato per realizzare questa tesi, PLEXOS, le sue potenzialità e le applicazioni, mettendo in luce le simulazioni che è possibile eseguire e le tecniche di risoluzione che esso adotta.

A seguire, il capitolo settimo presenta gli scenari Italiani che sono stati analizzati, valutandone i risultati ottenuti ed evidenziando eventuali differenze con quelli prodotti da COMESE.

Per concludere il capitolo otto riporta le conclusioni che sono state tratte.

In aggiunta, alla fine del lavoro, è stata inserita un'appendice in cui viene introdotta la tecnologia della fusione termonucleare. Ne verranno evidenziati i principi fisici, i combustibili utilizzati e le risorse disponibili, nonché le condizioni necessarie per ottenere la fusione in una centrale e i progetti di reattori, passati, presenti e futuri. Saranno brevemente anche analizzati aspetti riguardanti la sicurezza, l'impatto ambientale e l'economicità di questa nuova tecnologia.

CAPITOLO 1: LA TRANSIZIONE ENERGETICA

Il settore energetico è attualmente in una fase di transizione e si trova ad affrontare una serie di sfide impegnative. Finora i paesi si sono impegnati a ridurre le emissioni di gas serra nel quadro dell'accordo sui cambiamenti climatici del 2015 (COP 21), ponendo una rinnovata attenzione alla decarbonizzazione del settore energetico. I servizi energetici necessitano però di una espansione in modo da riuscire a soddisfare la crescente domanda energetica globale nei paesi in via di sviluppo e fornire a oltre 1 miliardo di persone l'accesso fondamentale a questi moderni servizi. Parallelamente alla trasformazione del mercato e all'espansione delle infrastrutture, la sicurezza e l'affidabilità energetica devono essere mantenute e oltremodo rafforzate.

Fino ad oggi i leader del settore energetico e dell'energia hanno implementato cambiamenti e fatto passi da gigante per riuscire ad affrontare tali sfide. Per raggiungere gli obiettivi del 2020 e quelli futuri, i governi devono attuare politiche energetiche e continuare a spingere per la loro evoluzione, nonché adottare soluzioni di finanziamento che supportino le transizioni rapide e l'espansione delle infrastrutture energetiche. [World Energy Council | Trilemma, 2016]

1.1 La situazione attuale

Prima di iniziare a discutere su come meglio affrontare il cambiamento nel panorama energetico vediamo un attimo di capire qual è lo stato in cui ci troviamo.

Dalla Figura 1 si può notare come attualmente l'energia venga importata da migliaia di chilometri di distanza per soddisfare le richieste locali. A causa del predominio del petrolio nel mix energetico globale, la figura in basso sarebbe rimasta circa la stessa anche se fosse stato tracciato solamente il flusso di quest'ultimo. La disuguale distribuzione delle riserve di combustibili fossili sul globo stabilisce una cornice per possibili conflitti geopolitici per tali risorse.

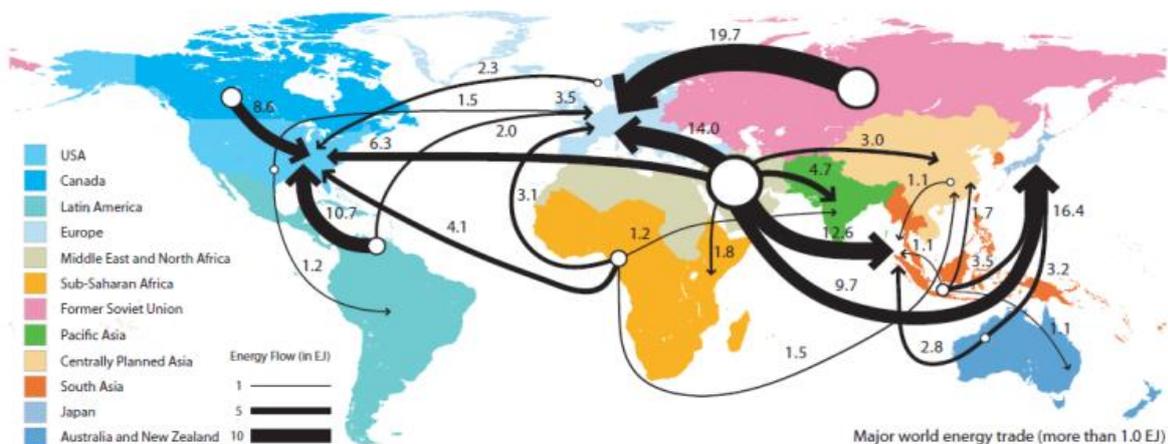


Figura 1 – Linee di flusso di commercio dell'energia. Fonte: IIASA, 2012

Circa l'80% del consumo di energia deriva dai combustibili fossili (Figura 2) e quasi la metà del consumo da fonte rinnovabile è dovuto alla biomassa tradizionale, bruciata principalmente per cucinare e riscaldarsi, utilizzata da 2,8 miliardi di persone nelle aree rurali dei paesi in via di sviluppo. [REN21, 2018]

Secondo la “Statistical Review of World Energy” elaborata da BP, le quote globali di energia primaria di petrolio, gas naturale, carbone, nucleare, idroelettrico e rinnovabili non idroelettrici nel 2017 sono state rispettivamente del 34,2%, 23,4%, 27,6%, 4,4%, 6,8% e 3,6%. [BP, 2017]

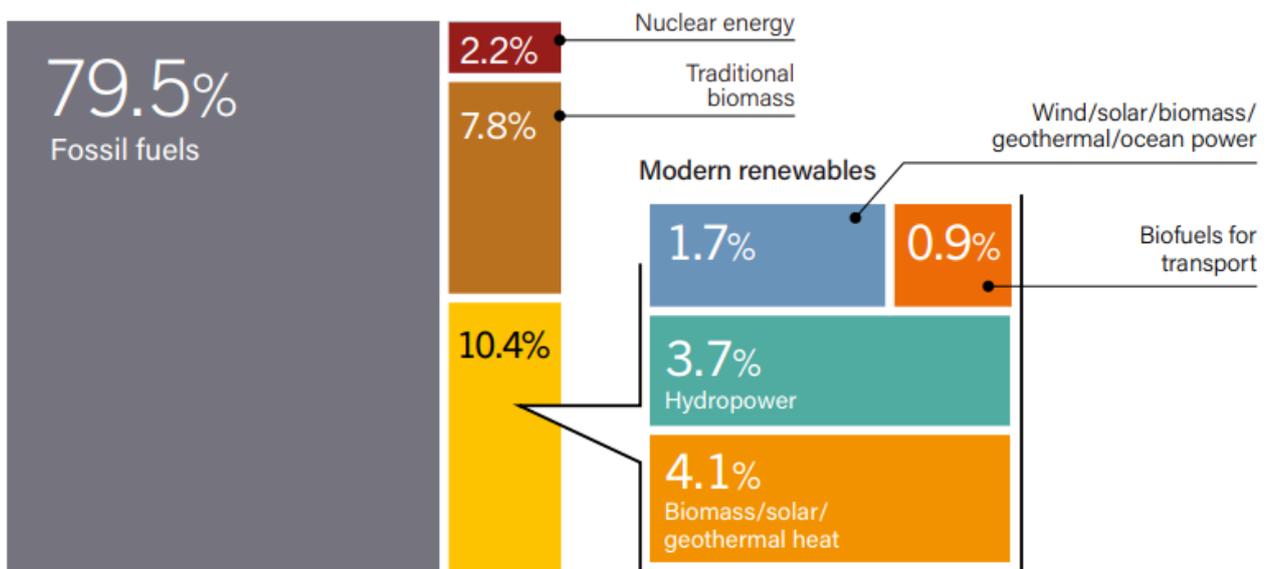


Figura 2 – Quota energetica stimata nel consumo finale totale di energia, 2016. Fonte: RENEWABLES 2018: Global status report

Le emissioni di CO₂ hanno costituito il 72% delle emissioni totali di gas a effetto serra (GHG) nel 2016. Il settore energetico (elettricità, calore e mobilità) contribuisce in modo determinante alle emissioni di gas serra, come illustrato nella Figura 3.

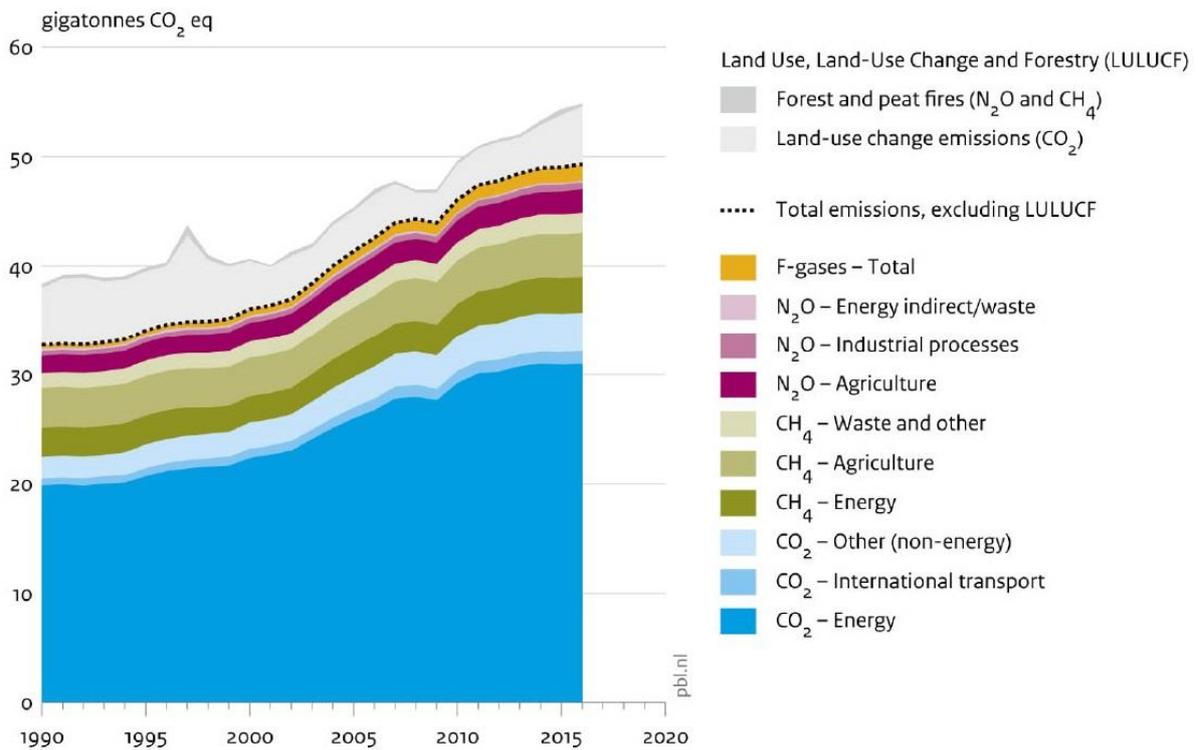


Figura 3 – Emissioni globali di gas effetto serra, per tipo di gas e fonte. Fonte: PBL, TRENDS IN GLOBAL CO₂ AND TOTAL GREENHOUSE GAS EMISSIONS, 2017

Dato che quasi l'80% dell'energia consumata deriva dai combustibili fossili, le emissioni si concentrano nei centri di consumo, come si può notare dalla Figura 4. La Cina, maggior produttore di emissioni in assoluto, da sola genera circa il 28% delle emissioni globali.

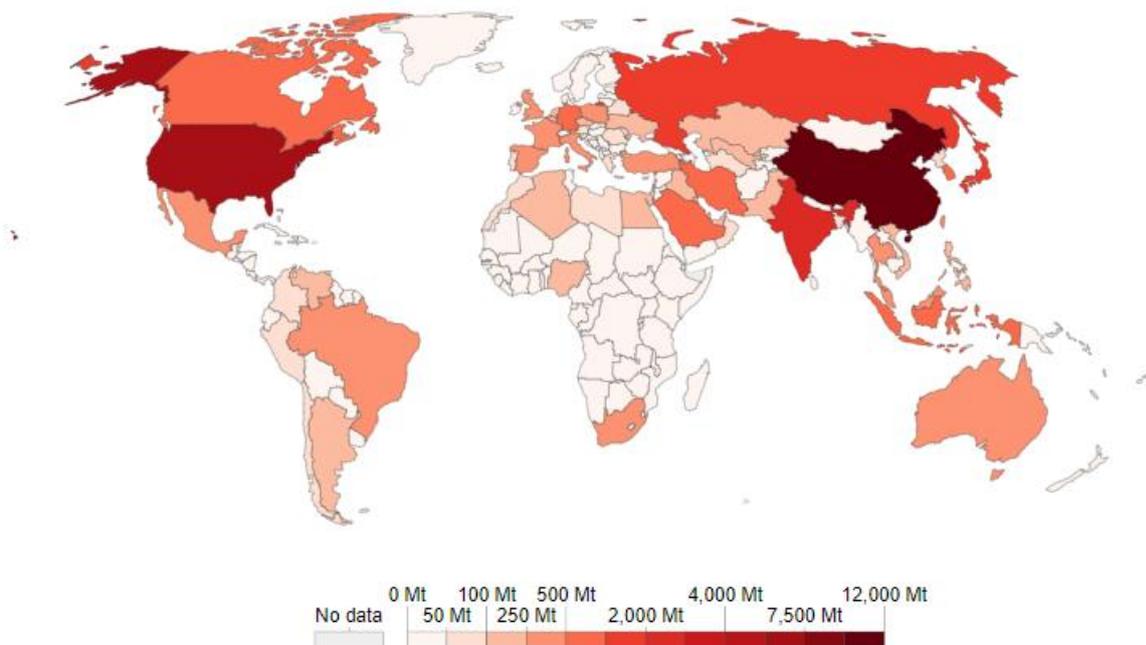


Figura 4 – Emissioni annuali di CO₂ per paese, 2016. Fonte: CO₂ and other Greenhouse Gas Emissions, 2018

Ci sono voluti circa 60 anni di sviluppo sociale ed industriale per passare da una fonte di energia primaria ad un'altra. In particolare: ci sono voluti circa 60 anni per passare dalla dipendenza del legno al carbone, e altrettanti anni (dal 1910 al 1970) dal carbone al predominio del petrolio e del gas naturale. Si può sostenere che i guadagni ricavati dai cercatori e dai venditori di combustibili fossili e il potere politico che ne è conseguito, abbia ritardato significativamente la prossima transizione energetica. Tuttavia, dalle passate mutazioni del settore energetico si prevede che entro il 2030 il petrolio vedrà la propria supremazia venir meno. [Aitken, 2003]

La transizione verso un futuro sistema energetico a basse emissioni potrebbe avvenire più rapidamente di quanto comunemente previsto, guidato dall'inaffidabilità delle risorse, dal cambiamento climatico, dall'apprendimento tecnico e dall'innovazione. Le conoscenze ottenute dalle transizioni energetiche precedenti possono ottimizzare la transizione futura. I benefici dell'energia a basse emissioni di CO₂ sono stati riconosciuti e inoltre disponiamo di modelli energetici migliori per l'analisi delle transizioni. Le scelte dettate dalla politica possono essere uno strumento per ridurre i tempi per l'adozione di nuove tecnologie a basse emissioni. [Sovacool, 2016]

1.3 Strategie energetiche possibili

Il WEC nel rapporto annuale “World Energy Trilemma” del 2016, propone le seguenti strategie per accelerare la transizione energetica che è in atto.

1. TRASFORMAZIONE DELLA FORNITURA ENERGETICA

I responsabili politici e i responsabili delle decisioni devono fissare obiettivi chiari e diretti e creare un ampio consenso per la transizione nella domanda e nell'offerta di energia. Questo processo deve includere nuovi entranti nel settore energetico e un impegno precoce con le comunità interessate. Adottare un approccio adattivo avviando progetti pilota e analizzando regolarmente l'efficacia delle politiche impiegate è cruciale per il successo della consegna e l'implementazione di politiche efficaci.

2. AVANZAMENTO DELL'ACCESSO ENERGETICO

Molte economie emergenti e in via di sviluppo continuano a lottare per riuscire ad espandere le infrastrutture energetiche volte a supportare un'avanzata sicurezza energetica, l'affidabilità dell'approvvigionamento e l'accesso all'energia. Per aumentare gli investimenti del settore privato nell'espansione e modernizzazione delle infrastrutture, i paesi stanno riformando i quadri normativi al fine di ridurre il costo delle attività commerciali e aumentare la competitività nel mercato dell'elettricità. Parallelamente, la generazione distribuita tramite energia solare ed eolica rinnovabile sta portando l'accesso all'energia a comunità rurali e remote, che al momento non possono essere collegate alla rete in modo economicamente vantaggioso.

Una ceca espansione delle infrastrutture per l'accesso energetico non è però sufficiente. I paesi devono guardare a una serie di meccanismi innovativi che consentano alle persone di accedere in modo economico ai benefici dell'energia moderna per attività generatrici di reddito. I meccanismi innovativi includono modelli di business e soluzioni di mobile banking per promuovere l'adozione di servizi energetici rinnovabili.

3. AFFRONTARE LA DISPONIBILITÀ

Molti paesi con prodotti interni lordi (PIL) bassi e con posti bassi nella classifica dell'equità energetica, stanno lottando per garantire l'accessibilità all'energia, mentre finanziano o creano le condizioni di investimento per sostenere l'espansione delle infrastrutture. Nel breve periodo, i sussidi possono essere fondamentali per i consumatori a basso reddito, nonché sostenere programmi sociali ed economici. D'altro canto, però, questo meccanismo può risultare costoso, controverso da rimuovere e tende a ridurre le prestazioni complessive sul trilemma energetico a lungo termine. Gli studi del WEC dimostrano che i sussidi a lungo termine possono erodere la redditività delle utility, bloccare i miglioramenti nelle infrastrutture energetiche e stimolare un uso di energia inefficiente.

4. MIGLIORARE L'EFFICIENZA ENERGETICA E GESTIRE LA DOMANDA

L'efficienza energetica e la gestione della domanda di energia continuano a essere globalmente percepite come priorità d'azione con enormi potenzialità di miglioramento. Gli studi del WEC evidenziano però che, i risparmi sui costi, da soli, sono spesso insufficienti per stimolare l'adozione di efficienze o comportamenti energetici. I responsabili delle politiche devono allineare gli interessi dei proprietari di beni, utenti e autorità di regolamentazione e continuare ad attuare una combinazione di standard di efficienza energetica, valutazioni delle prestazioni, programmi di etichettatura e incentivi. Devono anche aumentare la consapevolezza in tutti i settori industriali e incoraggiare i consumatori a continuare a concentrarsi su una maggiore efficienza energetica.

5. DECARBONIZZAZIONE DEL SETTORE ENERGETICO

La conclusione pionieristica della COP 21 ha aggiunto un ulteriore impulso alla transizione globale verso l'energia a basse emissioni di CO₂. Le politiche dinamiche e flessibili che favoriscono l'investimento in energie rinnovabili sono la chiave per rispondere alle dinamiche del mercato in evoluzione e agli sviluppi tecnologici. Per raggiungere gli obiettivi climatici della COP 21 occorrerà un chiaro percorso verso un significativo segnale del prezzo della CO₂ e cambiamenti al di là del settore energetico e in tutta l'economia. I governi hanno dunque un ruolo fondamentale per riuscire a costruire il consenso verso il cambiamento.

[World Energy Council | Trilemma, 2016]

1.4 Sostenibilità e cambiamento climatico

Uno sviluppo si dice sostenibile quando è in grado di preservare la crescita economica garantendo condizioni di benessere umano equamente distribuite, senza compromettere i sistemi naturali da cui traiamo le risorse per vivere e senza oltrepassare le loro capacità di assorbire gli scarti e i rifiuti dovuti alle nostre attività produttive.

La decarbonizzazione del settore energetico, incluso l'aumento della quota di nucleare, energia idroelettrica e fonti rinnovabili nel mix di generazione, insieme alla determinazione di un prezzo adeguato della CO₂, è fondamentale per raggiungere gli obiettivi della COP 21, senza ostacolare la crescita economica nel lungo periodo.

L'obiettivo della sostenibilità ambientale richiede una concentrazione sullo sviluppo dell'approvvigionamento energetico da fonti rinnovabili e da altre fonti a basse emissioni di carbonio, tra cui nucleare e idroelettrico.

Gli impegni dei governi nei confronti della COP21 non sono abbastanza radicali per rimanere entro il bilancio di 1000 Gt di CO₂ necessario per mantenere l'aumento di temperatura al di sotto di 2°C, il limite superiore menzionato nell'accordo di Parigi. In effetti, gli impegni attuali dei paesi implicano un aumento di 2,7°C. Limitare l'aumento della temperatura al di sotto dell'obiettivo prefissato richiederà tassi annuali globali di riduzione delle emissioni di CO₂ di un minimo del 3% p.a., molto al di là di qualsiasi esperienza storica. Come indicato in Figura 5, bisognerà notevolmente diminuire la quantità di combustibili fossili impiegata o richiedere tecnologie di cattura e stoccaggio della CO₂. Buona parte di questa quantità è rappresentata da carbone, una sfida soprattutto per l'Asia, dove tale combustibile viene massicciamente utilizzato per la produzione base di energia.

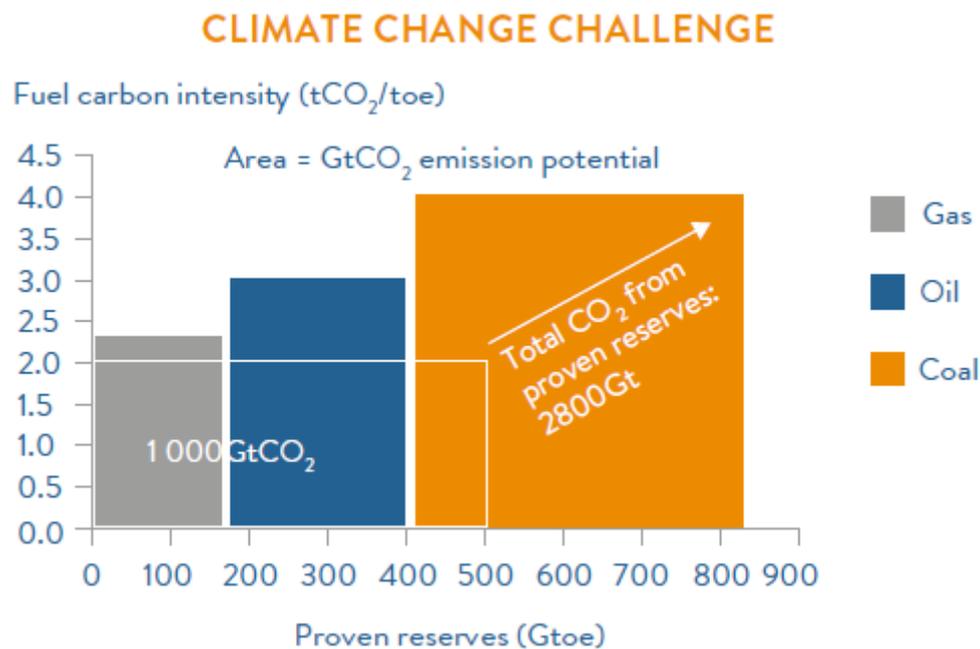


Figura 5 – Intensità di carbonio dei combustibili (tCO₂/toe). Fonte: Accenture Strategy Energy Institute - IPCC

Le decisioni del settore energetico saranno fondamentali per una transizione di successo. Ma il settore che alla fine emergerà, prenderà adeguatamente in considerazione tutte le sfide o si concentrerà solo su parti del problema?

I venti favorevoli che supportano la decarbonizzazione rapida sono le curve di apprendimento tecnologico, le quali avvicinano il costo delle energie rinnovabili a quello dei combustibili fossili, come visto con il solare, e lo sviluppo di opzioni economiche di cattura e stoccaggio della CO₂, sostenute dal pubblico. Molte tecnologie di decarbonizzazione, in molti paesi, offrono co-benefici per la sicurezza e la salute pubblica.

Tuttavia, i venti contrari, come l'alto costo delle tecnologie rispettose del clima, nonché le preoccupazioni su convenienza, equità e accesso potrebbero rallentare gli sviluppi. Uno sviluppo economico debole potrebbe limitare gli investimenti e la capacità di sovvenzionare tali tecnologie. [World Energy Council | Scenarios, 2016]

1.4.1 Tecnologie per la mitigazione delle emissioni di CO₂

Dato il ruolo dominante che i combustibili fossili continuano a svolgere, in particolar modo nei paesi in via di sviluppo, è necessario un insieme di soluzioni per la mitigazione dell'anidride carbonica allo scopo di affrontare l'aumento delle emissioni. Accanto alla produzione di energia rinnovabile e all'efficienza energetica, la CCS è una possibile componente del portafoglio tecnologico.

La CCS è un insieme di tecnologie per catturare e trasportare CO₂ da fonti chiave a un sito di stoccaggio in cui viene permanentemente intrappolata. Essa può essere imprigionata in formazioni geologiche porose poste in profondità sotto la superficie della terra, oppure essere iniettata sui fondali oceanici (al di sotto dello strato termocline, nel quale la temperatura dell'acqua diminuisce drasticamente). Un altro metodo è la carbonatazione, un processo che sfrutta la CO₂ per produrre carbonato di calcio e magnesio, i quali possono essere reintrodotti in natura.

La CCS risulta interessante per il settore industriale, dove cemento, ferro, acciaio, impianti chimici e di raffinazione contribuiscono insieme al 20% delle emissioni globali [Ellington, 2013] e dove attualmente non esiste altra tecnologia che consenta la transizione verso operazioni a basse emissioni (o zero). Secondo gli scenari energetici del World Energy Council 2013, la CCS può svolgere un ruolo importante dopo il 2030 in termini di mitigazione della CO₂ dal punto di vista dei costi effettivi. Questo risultato è supportato dallo Scenario 2°C della IEA, in cui la CCS contribuisce per un sesto delle riduzioni totali delle emissioni di CO₂ necessarie nel 2050 e il 14% delle riduzioni delle emissioni cumulative fino al 2050 rispetto al normale Scenario business-as-usual.

Mentre l'urgenza del CCS sta crescendo, rimane la sfida di implementare la tecnologia in modo economicamente vantaggioso. Si stima che il costo di una nuova centrale elettrica a carbone di medie dimensioni che catturi fino al 90% delle sue emissioni di CO₂ sia di 1 miliardo di dollari. Uno degli stabilimenti statunitensi di CCS è in ritardo di molti anni, con miliardi di dollari in eccesso rispetto al budget e potrebbe non realizzare mai un profitto. [Child et al., 2018]

Nell'ambito degli scenari energetici del World Energy Council, il costo per rimuovere la CO₂ nelle centrali a carbone e gas equipaggiate con CCS varia da circa 40-80 \$/tCO₂ nel 2020 a 30-60 \$/tCO₂ nel 2050. Mentre il trasporto dell'anidride carbonica è noto da tempo, le fasi di cattura e stoccaggio sono ancora nel pieno della sperimentazione e le scoperte ricavate dai progetti CCS su larga scala lanciati fino ad oggi contribuiranno a ridurre i costi per i futuri adottanti della tecnologia.

Per i paesi in via di sviluppo che si affidano ai combustibili fossili per alimentare la loro crescita, la CCS promette una strategia per mitigare le emissioni di anidride carbonica, senza arrestare i progressi verso i loro obiettivi di sviluppo. Così facendo, sarà possibile per loro sviluppare le energie rinnovabili in modo da riuscire a rispettare l'obiettivo del 2050 di avere un mix energetico composto per il 50% da tali fonti e di eliminare gradualmente i combustibili fossili.

In assenza di un mercato per la CCS creato da regolamentazioni o prezzi più elevati della CO₂, o finanziamenti permanenti per i prototipi, sono stati lanciati alcuni progetti dimostrativi CCS in Africa, Asia e America Latina. L'accelerazione degli sforzi dimostrativi nei paesi non OCSE è fondamentale per tenere il passo con gli obiettivi di riduzione delle emissioni. I progetti nei paesi in via di sviluppo possono anche fungere da terreno di innovazione per migliorare l'elaborazione delle politiche, la tecnologia e la loro attuazione, ad un costo potenzialmente inferiore rispetto a quello possibile nei paesi sviluppati. [World Energy Council | Trilemma, 2016]

CAPITOLO 2: SCENARI SULLA EVOLUZIONE DEL SISTEMA ENERGETICO MONDIALE

L'approvvigionamento energetico sicuro, affidabile, conveniente, pulito ed equo è fondamentale per la crescita economica globale e lo sviluppo umano e presenta per noi enormi sfide. La futura domanda e offerta di energia, i futuri contesti ambientali e sociali sono soggetti ad un intreccio di incertezze difficili da prevedere, come le situazioni economiche e geopolitiche globali e le nuove innovazioni tecniche.

In un mondo che diventa più globale, dove le nuove tecnologie favoriscono innovazioni più rapide e richiedono cambiamenti nelle nostre risposte comportamentali, il compito di prevedere il futuro diventa più difficile.

Per arrivare preparati ad un insieme diversificato di possibili futuri, i leader politici necessitano criticamente di strumenti in grado di fornire loro scenari a lungo termine, che siano in grado di rivelare gli impatti sulla scena globale delle decisioni da essi prese ed individuare segnali che potrebbero trasformarsi in eventi imprevisti.

Il lavoro sullo scenario diviene quindi tanto più importante quanto più incerto e mutevole è il futuro. Di scenari a livello mondiale ne esistono molti in letteratura. Di seguito vengono presentati quelli di maggior rilievo, ovvero gli scenari pubblicati dall'International Energy Agency (IEA) e dal World Energy Council (WEC).

2.1 Scenari della International Energy Agency

Il World Energy Outlook redatto dall'IEA propone tre scenari, ognuno dei quali descrive un futuro alternativo, un percorso lungo il quale il mondo potrebbe muoversi se venissero soddisfatte determinate condizioni da qui al 2040.

Questi scenari si differenziano in base alle politiche energetiche adottate, ma le ipotesi sui tassi di crescita dell'attività economica e della popolazione rimangono invariate in tutti e tre. Nel WEO-2017, si ipotizza un tasso medio di crescita del PIL globale del 3,4% l'anno e che la popolazione mondiale aumenti da 7,4 miliardi nel 2016 a 9,1 miliardi nel 2040. Tale processo di urbanizzazione equivarrebbe ad aggiungere ogni quattro mesi una città della dimensione di Shanghai alla popolazione urbana mondiale. [World Energy Outlook, 2017]

Gli scenari presentati sono: il New Policies Scenario (Scenario Nuove Politiche), il Current Policies Scenario (Scenario delle Politiche Correnti) e il Sustainable Development Scenario (Scenario Sviluppo Sostenibile).

2.1.1 New Policies Scenario

Questo è lo scenario principale e mira a fornire un'idea di dove le attuali ambizioni politiche sembrano portare il settore energetico. Incorpora non solo le politiche e le misure che i governi di tutto il mondo

hanno già messo in atto, ma anche i probabili effetti delle politiche annunciate, espresse in obiettivi o piani ufficiali.

In questo scenario, il fabbisogno energetico mondiale aumenta più lentamente che in passato, ma da qui al 2040 la domanda cresce ulteriormente del 30%, incremento equivalente alla domanda attuale di Cina e India. Il maggior contributo a questa crescita proviene, per quasi il 30%, dall'India, la cui quota sul consumo energetico mondiale raggiunge l'11% al 2040 (ancora ben al di sotto della sua incidenza in termini di popolazione, pari al 18%, prevista a quella data). Il Sud Est asiatico è un'altra variabile centrale e di crescente importanza nel panorama energetico mondiale, con una domanda che aumenta ad un tasso doppio rispetto a quello della Cina. Nel complesso, i Paesi in via di sviluppo dell'Asia rappresentano i due terzi dell'incremento dei consumi energetici mondiali, mentre la quota rimanente proviene principalmente da Medio Oriente, Africa e America Latina.

Il modo in cui il crescente fabbisogno energetico mondiale viene soddisfatto cambia radicalmente rispetto a quanto osservato negli ultimi venticinque anni: a tenere le redini del gioco sono ora il gas naturale, le energie rinnovabili e l'efficienza energetica. Per quanto riguarda il petrolio, il mondo non è ancora in grado di dirgli addio. La crescita della domanda rimane robusta fino alla metà del prossimo decennio, per poi rallentare in modo significativo in seguito ad un maggior ricorso a combustibili alternativi e all'aumento dell'efficienza dei veicoli.

Il consumo di gas naturale aumenta del 45% da qui al 2040, diventando la seconda fonte nel mix energetico globale dopo il petrolio, spinta soprattutto dalla crescita della domanda industriale.

Relativamente al nucleare, la Cina continua a trainare il graduale aumento di produzione elettrica, superando gli Stati Uniti e diventando il maggior produttore mondiale di energia da tale fonte entro il 2030.

Le fonti rinnovabili attirano due terzi degli investimenti mondiali in capacità di generazione (Figura 6), in quanto diventano, in molti Paesi, la fonte meno costosa per nuove installazioni. La rapida diffusione del solare fotovoltaico, guidata da Cina e India, porta il solare a diventare la principale fonte low-carbon in termini di capacità al 2040, anno in cui la quota delle rinnovabili sul mix elettrico mondiale raggiunge il 40%.

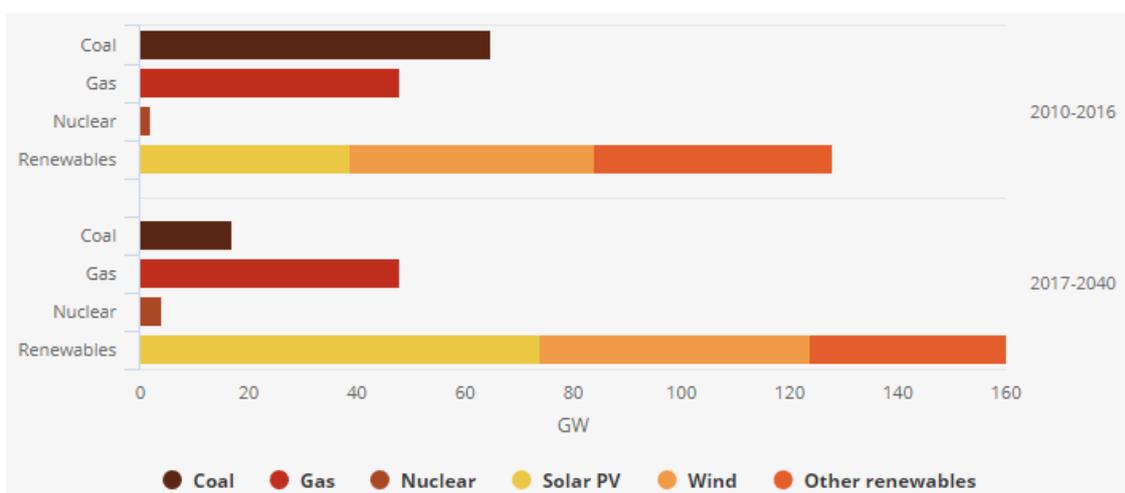


Figura 6 – Media annuale globale di nuova capacità installata per tecnologia. Fonte: WEO 2017

Il conseguimento dell'accesso universale all'elettricità rimane incerto e l'estensione dell'accesso a sistemi di cottura puliti è un obiettivo ancora più sfidante. Circa 675 milioni di persone, il 90% dei

quali concentrati nell’Africa subsahariana, rimangono privi di accesso all’elettricità nel 2030 (in calo rispetto agli 1,1 miliardi di oggi) e 2,3 miliardi di persone continuano ad affidarsi a biomassa, carbone e cherosene per cucinare (rispetto ai 2,8 miliardi attuali). L’inquinamento domestico generato da queste fonti è attualmente ritenuto responsabile di 2,8 milioni di morti premature ogni anno.

In questo scenario, grazie ad una maggiore attenzione sulla qualità dell’aria le emissioni globali di tutti i principali inquinanti diminuiscono. Ciò però non è sufficiente per contenere il loro grave impatto sulla salute. Infatti, le morti causate dell’inquinamento atmosferico non diminuiscono, ma crescono, passando dagli attuali 3 milioni a oltre 4 milioni nel 2040.

Le emissioni di CO₂ collegate al sistema energetico aumentano leggermente da qui al 2040 (Figura 7), facendo così sfumare l’obiettivo di contrastare le gravi conseguenze del cambiamento climatico. [World Energy Outlook, 2017]

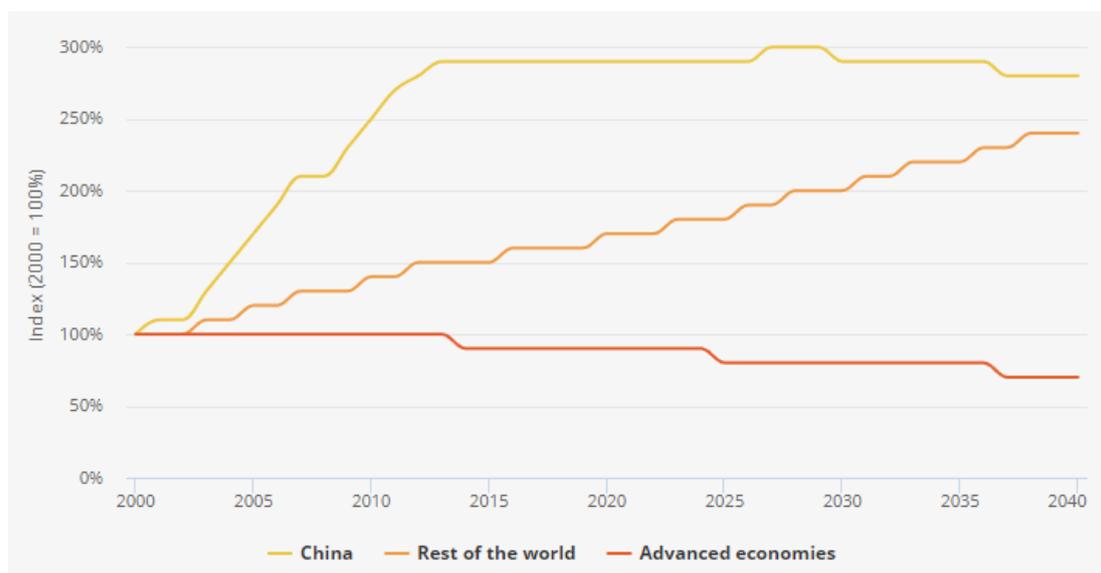


Figura 7 – Traiettorie di emissione della CO₂ in Cina, resto del mondo e nelle economie avanzate. Fonte: WEO 2017

2.1.2 Current Policies Scenario

Il Current Policies Scenario esclude la realizzazione di nuovi obiettivi politici annunciati e considera solo l’impatto di quelle politiche e misure che sono state sancite con fermezza dalla legislazione a metà 2017. Inoltre, laddove le politiche esistenti si rivolgono a una serie di risultati, l’ipotesi dello scenario attuale è che si raggiunga la fine meno ambiziosa di questo intervallo. In questo modo, lo scenario fornisce una valutazione cauta di dove lo slancio delle politiche esistenti potrebbe portare il settore energetico in assenza di un ulteriore impulso da parte dei governi. Fornisce quindi un riferimento rispetto al quale misurare l’impatto di eventuali ulteriori "nuove" politiche. [World Energy Outlook, 2017]

In questa visione del mondo la domanda di energia primaria aumenta del 43% tra oggi e il 2040.

Nel consumo globale di energia i combustibili fossili mantengono il loro primato, con una quota che rimane pressoché invariata rispetto a quella attuale (dal 79,5% odierno, al 79% nel 2040). Il petrolio e il carbone mantengono il ruolo di primo piano come i combustibili più sfruttati.

In tutti gli scenari l'energia rinnovabile registra lo sviluppo maggiore, concludendo quindi che le politiche già in atto sono già sufficienti per rendere le rinnovabili le fonti in più rapida crescita tra tutte le fonti di energia primaria. Queste politiche però scalfiscono appena la superficie del loro enorme potenziale.

La domanda di petrolio continua a crescere da qui al 2040, spinta soprattutto dal settore dei trasporti e delle materie prime petrolchimiche.

Anche il gas cresce, ma sempre con un'intensità minore rispetto a petrolio e carbone. Quest'ultimo, senza lo slancio di alcuni dei cambiamenti politici adottati nel New Policies Scenario, specialmente quelli stimolati dalla COP21, prevale spesso nella concorrenza col gas nel settore energetico. Di conseguenza qui la decarbonizzazione del sistema elettrico si muove ad un ritmo più lento. Il carbone mantiene la sua posizione di primo piano come combustibile per la produzione di energia elettrica nel 2040, generando il 36% dell'elettricità mondiale, una quota ben maggiore di quella delle energie rinnovabili (29%) o del gas (24%). L'output di energia nucleare mantiene un livello intorno al 9%.

Per quanto riguarda le emissioni di CO₂ legate al settore energetico, esse raggiungono le 43,7 gigatonnellate (Gt) nel 2040, facendo registrare una crescita media annua dell'1,2% a partire dalle 32,2 Gt attuali. [World Energy Outlook, 2016]

2.1.3 Sustainable Development Scenario

Lo Scenario Sviluppo Sostenibile propone un approccio integrato finalizzato al conseguimento di un insieme di obiettivi correlati all'energia e ritenuti cruciali per uno sviluppo economico sostenibile: stabilizzazione climatica, aria più pulita e accesso universale alle moderne forme di energia, riducendo al contempo i rischi associati alla sicurezza energetica. Questi tre grandi traguardi sono interconnessi e in molti modi complementari.

In questo scenario le fonti a basse emissioni di anidride carbonica raddoppiano la loro quota sul mix energetico portandosi al 40% nel 2040 e tutte le strade per migliorare l'efficienza vengono perseguite. La domanda di carbone inoltre si avvia verso un imminente declino e poco tempo dopo il consumo di petrolio raggiunge il picco. Così facendo, al 2040 la generazione elettrica ha quasi completato il suo processo di decarbonizzazione, dipendendo a quella data da rinnovabili (oltre il 60%), nucleare (15%), così come dal contributo di sistemi di cattura e stoccaggio dell'anidride carbonica (6%), una tecnologia che gioca un ruolo altrettanto significativo nella riduzione delle emissioni generate dal settore industriale.

Tutti i target al 2030 in materia di rinnovabili ed efficienza energetica definiti nell'Agenda per lo Sviluppo Sostenibile vengono soddisfatti o superati; rinnovabili ed efficienza energetica sono i meccanismi chiave per accelerare la transizione verso un sistema energetico low-carbon e ridurre le emissioni inquinanti. Tenere in considerazione la loro interdipendenza e allineare il quadro politico a quello di mercato, soprattutto nel settore residenziale, sono elementi essenziali per conseguire risultati economicamente efficienti.

A fronte del ripiegamento di petrolio e carbone e dell'aumento massiccio delle rinnovabili, il gas diventa la singola fonte più importante nel mix energetico globale. Il suo consumo aumenta di circa il 20% al 2030 e rimane grossomodo su questo livello fino al 2040.

Il SDS¹ è pienamente in linea con l'obiettivo dell'Accordo di Parigi di mantenere l'aumento della temperatura media globale ben al di sotto dei 2°C rispetto ai livelli preindustriali e di proseguire gli sforzi per limitare tale aumento a 1,5°C.

Secondo il SDS, le emissioni di anidride carbonica nel settore energetico raggiungono il picco intorno al 2020 e quindi diminuiscono rapidamente (Figura 8). Entro il 2040, sono già circa la metà del livello attuale e in rotta verso lo zero netto nella seconda metà del secolo. [Sustainable Development Scenario, 2018]

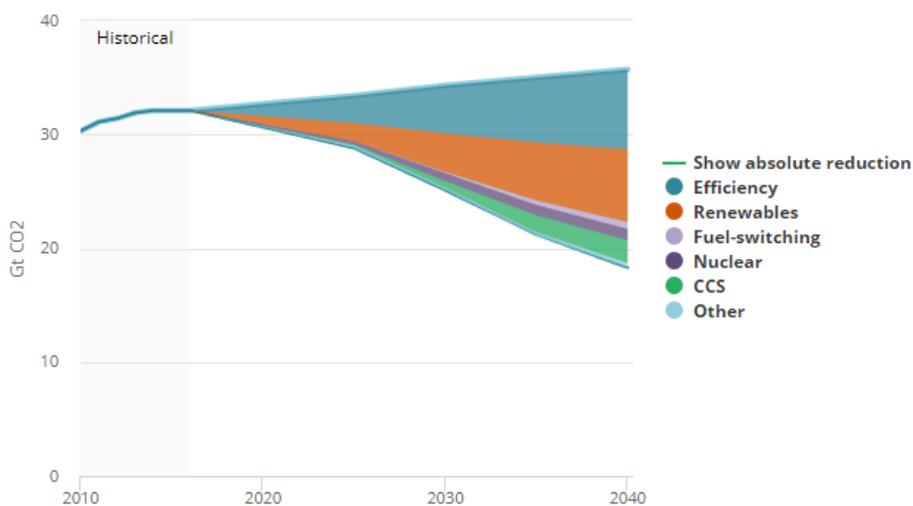


Figura 8 – Riduzione delle emissioni nel SDS rispetto al NPS². Fonte: Sustainable Development Scenario, 2018

L'accesso universale all'energia moderna viene invece raggiunto entro il 2030. Una forte spinta verso l'elettrificazione e la fornitura di impianti di cottura puliti implica che il numero di persone senza accesso alle moderne forme di energia scenda a zero, trasformando di conseguenza la vita di centinaia di milioni di individui.

L'attenzione sulla qualità dell'aria cresce rispetto al New Policies Scenario portando ad una notevole riduzione delle morti dovute all'inquinamento atmosferico.

L'esito finale a lungo termine riguardo l'aumento della temperatura dipenderà dalla traiettoria che prenderanno le emissioni dopo il 2040 (Figura 9), anche quando la CO₂ raggiungerà lo zero netto, come anche i livelli di altri tipi di gas a effetto serra. Una continuazione del tasso di riduzione delle emissioni pre-2040 del SDS porterebbe a livelli globali di CO₂ nel settore energetico che scenderanno allo zero netto intorno al 2070, ancora nell'estremo inferiore degli scenari che prevedono un aumento di temperatura di 1,7-1,8°C. Mantenere questo tasso di riduzione delle emissioni nel settore energetico e nei processi industriali dopo il 2040 richiederà un'innovazione tecnologica continua, inclusa la cattura, l'utilizzo e lo stoccaggio della CO₂ (CCUS) e le cosiddette tecnologie a emissioni negative che consentono di ritirare la CO₂ dall'atmosfera. Ciò sottolinea l'importanza dell'innovazione nel SDS nei decenni precedenti al 2040. [Sustainable Development Scenario, 2018]

¹ SDS= Sustainable Development Scenario

² NPS= New Policies Scenario

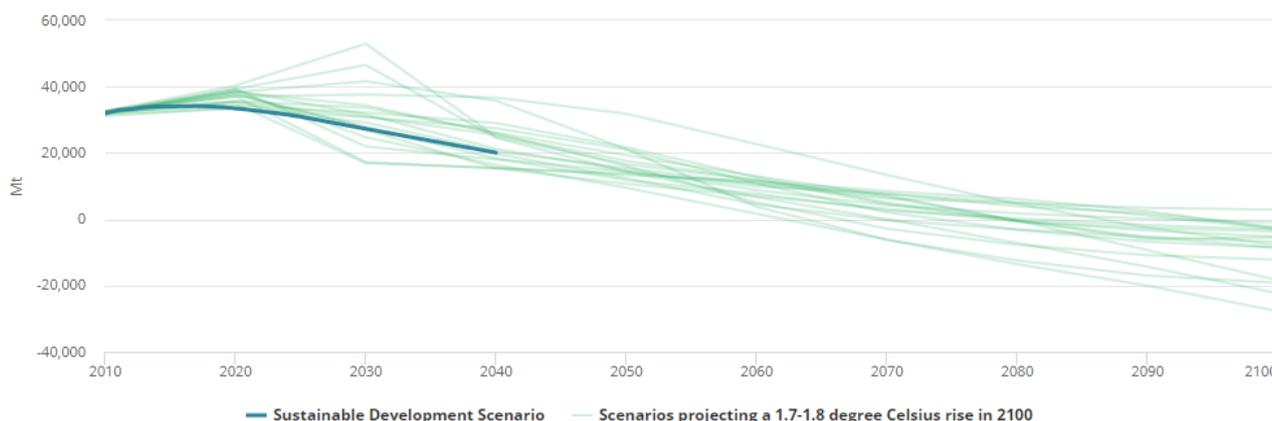


Figura 9 – Riduzione delle emissioni di CO₂ nel settore energetico e nei processi industriali nello Scenario Sviluppo Sostenibile. Fonte: Sustainable Development Scenario, 2018

2.2 Scenari del World Energy Council

Il WEC ha proposto due scenari che descrivono in modo esauriente il mondo nel 2050. Essi sono:

- lo scenario Jazz, orientato verso il consumatore, che si concentra sull'accesso all'energia, sulla convenienza e sulla qualità dell'offerta;
- lo scenario Symphony, basato sull'elettore, che si concentra sulla sostenibilità ambientale e sulla sicurezza energetica.

Questi scenari sono progettati per aiutare una serie di parti interessate a gestire il trilemma energetico per raggiungere la sostenibilità ambientale, la sicurezza energetica e l'equità energetica.

Come riportato nel rapporto, gli scenari hanno lo scopo di sfidarci, ma rimangono comunque realizzabili. Non c'è uno scenario migliore dell'altro. Ci saranno cose che avranno successo in entrambi, e altre che non lo avranno. Di conseguenza, ognuno sarà certamente vincitore da un lato e vinto da un altro. I risultati ottenuti hanno lo scopo di aiutarci a compiere progressi su tutti e tre gli aspetti del trilemma energetico. [World Energy Council | Scenarios, 2013]

2.2.1 Panorama energetico al 2050

Il panorama energetico che ci aspettiamo di vedere nel 2050 sarà molto diverso da come appare oggi. Riunire la futura domanda di energia sarà una sfida chiave. La popolazione mondiale aumenterà da circa 7 miliardi nel 2013 a circa 8,7 miliardi nello scenario Jazz e circa 9,4 miliardi nello scenario Symphony nel 2050, pari a un aumento del 26% e 36% rispettivamente.

Il futuro mix di energia primaria nel 2050 mostra che i tassi di crescita saranno più alti per le fonti di energia rinnovabile, le quali aumenteranno dal 15% del 2010 a quasi il 20% e il 30% nel 2050, rispettivamente in Jazz e in Symphony. In termini assoluti però, i combustibili fossili (carbone, petrolio, gas) rimarranno dominanti fino a quella data, mantenendo una quota del 77% nello scenario

Jazz e del 59% nello scenario Symphony, rispetto al 79% nel 2010. L'energia nucleare fornirà circa il 4% della domanda totale di energia primaria in Jazz e l'11% in Symphony al 2050, rispetto al 6% nel 2010.

Grazie ad un largo uso della CCS in entrambi gli scenari, combinando nucleare e CC(U)S per gas, carbone e biomassa, oltre l'80% di tutta l'elettricità generata nel 2050 sarà derivata da fonti a basse emissioni di carbonio nello scenario Symphony, rispetto al 40% nello scenario Jazz. Per confronto: nel 2010 solo un terzo della generazione di elettricità globale proveniva da fonti a basse emissioni di carbonio. [World Energy Council | Scenarios, 2013]

2.2.2 Scenario Jazz

Il jazz è uno stile musicale, caratterizzato da una struttura ritmica forte, ma flessibile, con improvvisazioni soliste ed ensemble su melodie base e schemi di accordi. Nel Jazz i musicisti hanno la libertà di prendere l'iniziativa ed improvvisare; altri nella band spesso seguiranno.

Il jazz è un mondo in cui viene data priorità all'accesso e alla convenienza dell'energia. È uno scenario in cui le soluzioni di costo competitivo sono determinate dal libero gioco delle forze di mercato, che allocano capitali senza motivazioni altruistiche. Le scelte e gli sviluppi tecnologici sono guidati dalla competitività basata su costi e affidabilità, all'interno dei mercati energetici globali. I governi dovrebbero facilitare il raggiungimento della crescita economica attraverso l'uso delle migliori fonti di energia disponibili.

Poiché le fonti di energia competeranno sulla base del prezzo, della qualità e della disponibilità, e dal momento che vi sarà meno sostegno governativo per le tecnologie energetiche a basse emissioni di carbonio, i governi agevoleranno il ruolo del settore privato per spingere la concorrenza ed abbassare ulteriormente i prezzi.

In questo scenario, i mercati si collegano lentamente verso un mercato globalmente unificato e liquido, con la diffusione della tecnologia e l'instaurazione di forti legami commerciali tra le diverse regioni. Il consumatore "sempre connesso" che ha a portata di mano una grande quantità di informazioni e quindi è in grado di prendere decisioni più consapevoli è al centro di questo scenario. I governi riducono le tasse al fine di incoraggiare le spese, mentre i sussidi sui combustibili fossili sono quasi del tutto eliminati dal momento che il settore privato inizia a fornire servizi di base, sostituendo i programmi finanziati dal governo. Di conseguenza, i livelli di servizio aumentano in risposta al maggiore livello di concorrenza nel mercato, ma aumenta anche il costo minimo. Viene promossa la libera circolazione dell'energia.

Per quanto riguarda la sicurezza dell'approvvigionamento, l'elevata crescita della domanda di energia elettrica comporterà l'utilizzo di tutta la capacità di tutte le tecnologie di generazione possibili. Il carbone rimarrà un combustibile importante per la produzione di energia, specialmente in Cina e in India. La riduzione delle emissioni di CO₂ sarà perseguita inizialmente attraverso il passaggio dal carbone al gas, la sostituzione del carbone con il legno e i combustibili da biomassa (rifiuti agricoli o industriali) e con le rinnovabili (eolico, solare, geotermico e idroelettrico) in siti favorevoli. Man mano che i risultati della decarbonizzazione iniziano a registrarsi, le alternative più economiche saranno sempre più carbone con CC(U)S e nucleare.

La generazione da olio combustibile dovrebbe essere eliminata, poiché è uno dei mezzi più costosi per generare elettricità.

In questo scenario, l'accesso all'energia aumenta a causa del forte miglioramento della situazione economica, consentendo a numerose famiglie di superare la soglia della povertà energetica. Questo è esplicitamente il caso delle aree urbane in quanto, a seguito della crescita delle megalopoli e degli alti livelli di urbanizzazione, l'accesso all'energia aumenta notevolmente. Nelle zone rurali invece, la riduzione della povertà energetica viene perseguita mediante l'apertura di nuovi mercati off-grid con tecnologie di generazione distribuita, come il solare e l'eolico. In Jazz il numero di persone senza accesso all'energia scende a circa un quarto dei livelli attuali (1,267 miliardi), principalmente nell'Africa sub-sahariana.

In Jazz non sono presenti sovvenzioni energetiche, quindi l'economicità sarà ancora un problema per i poveri nella maggior parte dei paesi. [World Energy Council | Scenarios, 2013]

2.2.3 Scenario Symphony

Una sinfonia è un brano musicale complesso con una struttura fissa, composta per essere suonata da un'orchestra sinfonica. L'orchestra avrà un direttore e circa 80 membri, i quali avranno ciascuno un ruolo specifico da svolgere e uno spartito da seguire.

L'attenzione in questo scenario è posta sul raggiungimento della sostenibilità ambientale attraverso politiche e pratiche corrispondenti. I governi iniziano a mettere in atto normative nazionali che supportano lo sviluppo di tecnologie a basse emissioni di anidride carbonica, come le energie rinnovabili e i progetti CC(U)S. Di conseguenza c'è un più alto grado di consenso tra i governi, i quali svolgono un ruolo più proattivo in questo scenario. Essi accettano di dare priorità alla sostenibilità ambientale e riconoscono le esigenze nazionali di sviluppo e di sicurezza energetica degli altri paesi. Questo accordo comune consente loro di mettere in atto varie misure e meccanismi per indirizzare gli investimenti in aree selezionate, ad es. sussidi per le energie rinnovabili, obblighi di riduzione delle emissioni di CO₂, carbon tax, mandati, CC(U)S e così via.

Al centro di questo scenario c'è l'elettore consapevole dei temi ambientali, il quale è disposto a ridurre il proprio consumo energetico e ad accettare un premio di prezzo per l'energia "più verde". Vi è un alto livello di tolleranza per le politiche di conservazione e risparmio energetico. L'impegno politico è elevato e questo fornisce ai governi il necessario sostegno popolare per mettere in atto misure forti per aumentare la quota di energie rinnovabili nel mix di energia primaria.

Il meccanismo di mercato dello scambio di emissioni è introdotto a livello mondiale come strumento principale per ridurre le emissioni di CO₂ e aumentare la quota di energie rinnovabili.

Nella prima parte del periodo dello scenario il settore energetico è regolato in modo più dettagliato attraverso tasse speciali, tariffe incentivanti, sussidi, progetti finanziati dallo stato e schemi nazionali per limitare le emissioni di CO₂.

Data la natura intermittente di alcune tecnologie di energia rinnovabile, i governi guardano anche da vicino al problema della sicurezza energetica. A causa dell'attenzione posta sulla sostenibilità ambientale in questo scenario, i governi perseguono obiettivi nazionali di energia rinnovabile e di riduzione della CO₂, che portano gradualmente al consenso regionale.

Per quanto riguarda l'approvvigionamento, la quota della generazione da carbone dovrebbe diminuire, mentre il valore assoluto potrebbe aumentare nella prima parte del periodo dello scenario. Questo calo dipende dalle politiche governative per promuovere tecnologie alternative (rinnovabili, nucleare) e ridurre le emissioni a livello locale. Si prevede che la tecnologia alimentata a carbone rimarrà attiva nella prima parte dello scenario. Il CC(U)S sarà sempre più richiesto per le nuove costruzioni.

La quota di gas per la produzione di energia inizialmente aumenterà, ma successivamente diminuirà, a vantaggio dell'aumento della capacità di generazione rinnovabile (soprattutto solare e idroelettrica). La generazione di energia da olio combustibile verrà anche qui gradualmente eliminata.

Il nucleare aumenterà sia in valore assoluto che in quota, specialmente grazie ai paesi in via di sviluppo.

La sicurezza dell'approvvigionamento e le preoccupazioni relative ai cambiamenti climatici motivano la spinta a ridurre la dipendenza dai combustibili fossili. Si prevede che le energie rinnovabili conquisteranno quote di mercato significative grazie al forte sostegno del governo.

In questo scenario, il finanziamento governativo di progetti infrastrutturali comporterà un aumento dell'accesso all'energia per i poveri, il quale però potrebbe essere limitato dai vincoli di bilancio del governo. Per combattere la povertà energetica nelle aree rurali si può decidere di investire nella generazione distribuita off-grid, come nello scenario Jazz. Qui però, a seguito del minore sviluppo economico, l'accesso all'energia diminuisce solo del 50% circa, soprattutto nell'Africa sub-sahariana, ma anche in Cina e in India. Un minor numero di famiglie si muoverà attraverso la linea della povertà energetica, sebbene ciò verrà compensato attraverso l'uso di sussidi energetici e da aiuti governativi attui a migliorare l'economicità dell'energia. [World Energy Council | Scenarios, 2013]

2.2.4 Le tre dimensioni del trilemma dell'energia

La definizione di sostenibilità energetica del WEC si basa su tre dimensioni principali (Figura 10):

- **Sicurezza energetica:** gestione efficace dell'approvvigionamento di energia primaria da fonti interne ed esterne, affidabilità delle infrastrutture energetiche e capacità dei fornitori di energia di soddisfare la domanda attuale e futura.
- **Equità energetica:** accessibilità e convenienza dell'approvvigionamento energetico in tutta la popolazione.
- **Sostenibilità ambientale:** comprende il raggiungimento dell'efficienza energetica dal punto di vista dell'offerta e della domanda e lo sviluppo dell'approvvigionamento energetico da fonti rinnovabili e da altre fonti a basse emissioni di CO₂.

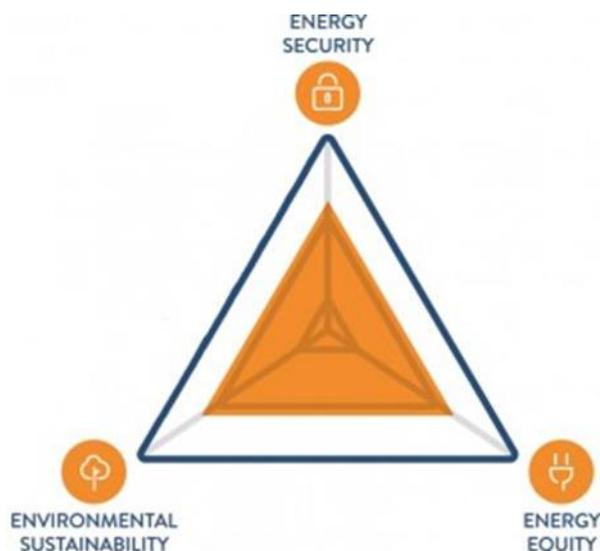


Figura 10 – *Le tre dimensioni della sostenibilità*

Lo sviluppo di sistemi energetici stabili, economici ed ecologici sfida le soluzioni semplici. Questi tre obiettivi costituiscono un "trilemma", che implica complessi collegamenti intrecciati tra governi e regolatori pubblici e privati, fattori economici e sociali, risorse nazionali, preoccupazioni ambientali e comportamenti individuali. [World Energy Council | Scenarios, 2013]

2.2.4.1 Sicurezza energetica

Nello scenario Symphony le energie rinnovabili coprono una quota significativa della domanda, determinando quindi rischi e/o problemi aggiuntivi a causa della natura dell'energia prodotta. La sicurezza dell'approvvigionamento energetico è comunque più elevata in questo scenario, in quanto esso si avvale di fonti energetiche diversificate e ha investimenti promossi dal governo nelle infrastrutture.

In Jazz vi è una maggiore produzione di energia e un maggior commercio; le energie rinnovabili entrano in campo gradualmente e l'energia fossile permane per l'intera durata del periodo considerato, con un'ampia diversità di fornitori internazionali. [World Energy Council | Scenarios, 2013]

2.2.4.2 Equità energetica

L'equità energetica progredisce meglio nello scenario Jazz, poiché più persone sono in grado di permettersi l'accesso all'elettricità, in quanto il mercato globale porta ad una maggiore crescita del PIL (Figura 11). In Symphony l'equità è minore, poiché vi sono inevitabilmente interventi che limitano la crescita del PIL. In quest'ultimo scenario, i fondi destinati ad iniziative a basse emissioni di anidride carbonica inizieranno effettivamente a deviare fondi da altre priorità governative come l'assistenza sanitaria. Le risorse finanziarie non sono illimitate e i governi dovranno stabilire priorità di spesa.

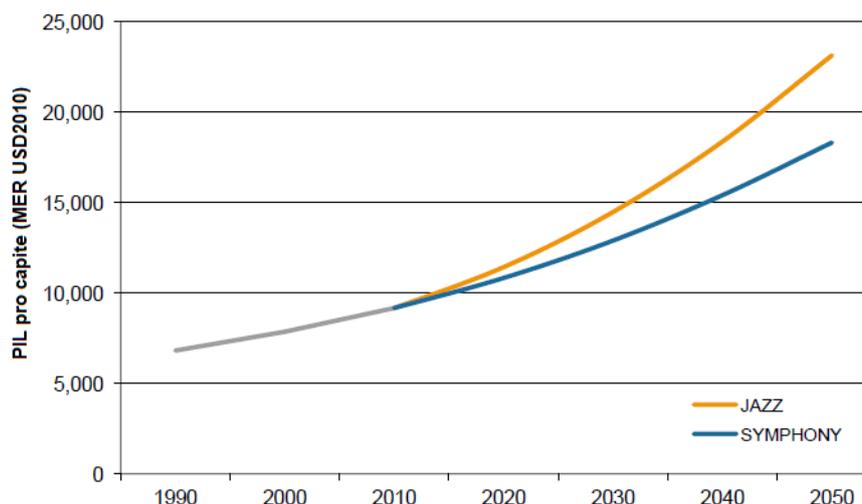


Figura 11 – Andamento del PIL pro capite negli scenari Jazz e Symphony. Fonte WEC Scenarios, 2013

Lo scenario Symphony ha un rapporto PIL pro capite più basso (ma potrebbe avere un minore divario di ricchezza tra ricchi e poveri).

In Jazz, il numero globale complessivo di persone senza accesso all'elettricità si ridurrà da 1,267 miliardi nel 2010 a 319 milioni nel 2050 (una diminuzione di circa il 75%), mentre in Symphony il numero si attesterà sui 530 milioni. [World Energy Council | Scenarios, 2013]

2.2.4.3 Sostenibilità ambientale

Per quanto riguarda la sostenibilità ambientale, nello scenario Symphony, le emissioni di CO₂ diminuiscono notevolmente rispetto al trend storico, già a partire dal 2020 (Figura 12), in quanto i cittadini sono più consapevoli dal punto di vista ambientale. Le misure per l'abbattimento della CO₂ sono implementate nelle prime fasi temporali dello scenario e i governi creano incentivi per le energie rinnovabili prima, piuttosto che dopo. La CC(U)S è in fase di implementazione e la domanda complessiva di energia è inferiore, mentre l'efficienza energetica è più elevata.

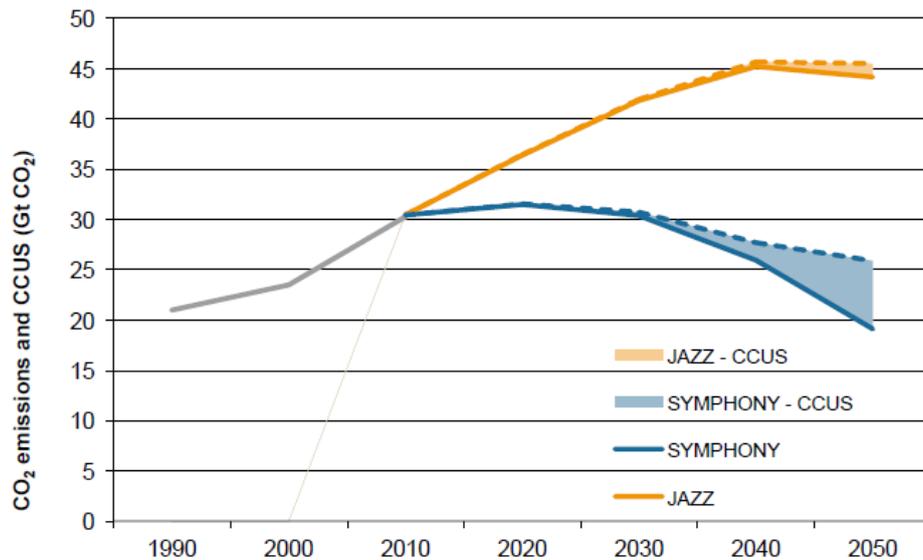


Figura 12 – Emissioni di CO₂ nei due scenari Jazz e Symphony con e senza CCUS. Fonte WEC Scenarios, 2013

In generale, la CC(U)S come tecnologia è più efficace in Symphony che in Jazz. Nel primo, il PIL cresce ad un ritmo più lento e quindi ci sono meno emissioni di CO₂, mentre l'opposto avviene per il secondo. Nello scenario Jazz la CC(U)S arriva solamente dopo il 2030 e di conseguenza la riduzione delle emissioni inizia a farsi sentire solo dopo tale periodo (intorno al 2040).

I maggiori risultati in termini di sostenibilità ambientale realizzati nello scenario Symphony sono dovuti al fatto che i paesi adottano una serie di meccanismi per soddisfare i vincoli in materia di CO₂. Prezzi maggiori per l'anidride carbonica consentirebbero una maggiore riduzione delle emissioni. In Symphony, lo strumento di mercato dello scambio delle quote di emissione è considerato il meccanismo principale per rispettare gli obblighi sulla CO₂ nella seconda parte del periodo dello scenario.

La maggior differenza in Jazz la fa uno sviluppo più lento di un prezzo globale per la CO₂. Esso pone più enfasi sull'adattamento, piuttosto che sulla mitigazione, poiché i mercati possono adattarsi più rapidamente dei governi statali. [World Energy Council | Scenarios, 2013]

2.3 Osservazioni sugli scenari dell'IEA e del WEC

Nel rapporto dell'IEA ciò che sta alla base dello sviluppo degli scenari sono le diverse ipotesi sulle politiche energetiche adottate, aventi come obiettivo principale il contrasto dei cambiamenti climatici. L'approccio del WEC invece si concentra per lo più sul raggiungimento del concetto di sostenibilità, inteso nelle sue tre dimensioni quali, sicurezza energetica, equità e sostenibilità ambientale.

I risultati a cui giungono i vari scenari sono differenti, ma tutti comunque concordano che in un futuro sistema energetico, le rinnovabili saranno le tecnologie con un più alto tasso di crescita e che i combustibili fossili vedranno il loro ruolo ridursi nel panorama energetico mondiale. L'unica eccezione a questo ultimo punto è data dal Current Policies Scenario, a riprova del fatto che le attuali politiche energetiche non sono ancora in grado di ridurre la dipendenza dai combustibili fossili. Il gas

invece è in aumento in tutti gli scenari, soprattutto utilizzato per sostituire la generazione da petrolio e carbone.

È di comune accordo anche che l'efficienza energetica e le rinnovabili siano assolutamente cruciali per riuscire a gestire al meglio la crescita della domanda e conseguire la riduzione delle emissioni inquinanti.

CAPITOLO 3: LA SITUAZIONE ENERGETICA ITALIANA

Indagati gli aspetti della transizione energetica che è in atto e dei possibili risvolti futuri a livello mondiale, è utile a questo punto esaminare la situazione energetica italiana.

Nel 2017 in Italia la domanda di energia elettrica ha raggiunto i 320,4TWh, riscontrando un aumento del 2% rispetto al dato del 2016. Si tratta del valore più alto degli ultimi 5 anni, principalmente causato dalla spinta della variabile climatica, che ha indotto una forte crescita dei consumi nel corso dell'estate. [TERNA, 2018]

È comunque un dato ancora provvisorio, in quanto necessiterà di ulteriori ricalcoli e verifiche. Gli ultimi dati utili in possesso da Terna si riferiscono all'anno 2016.

Nel 2016 in Italia la domanda di energia elettrica è stata di 314,3TWh, registrando una flessione dello 0,8% rispetto all'anno precedente. [TERNA, 2017]

L'energia non è qualcosa di estraneo alla vita e alle attività umane: ogni qualvolta accendiamo una lampadina, utilizziamo un trapano o un impianto di irrigazione oppure mettiamo in moto le macchine utensili di un'industria consumiamo elettricità. E, nonostante i giusti e doverosi appelli al risparmio energetico casalingo, nelle nostre società occidentali la gran parte dei consumi elettrici deriva dalle attività economiche.

In Italia, secondo una pubblicazione Terna del 2017, il settore domestico contribuiva appena per il 22% alla domanda nazionale di elettricità. Molto più rilevante è invece il contributo delle attività industriali (41%) e del terziario (35%). Ecco perché se le fabbriche rallentano le proprie attività, ovvero se l'economia rallenta, il fabbisogno elettrico nazionale tende a calare nettamente.

Esiste infatti una fortissima correlazione tra il tasso di variazione del Prodotto interno lordo e la domanda nazionale di energia elettrica: quando la linea del PIL aumenta o diminuisce, il tasso di variazione annuo della domanda di energia osserva un andamento del tutto simile (Figura 13).

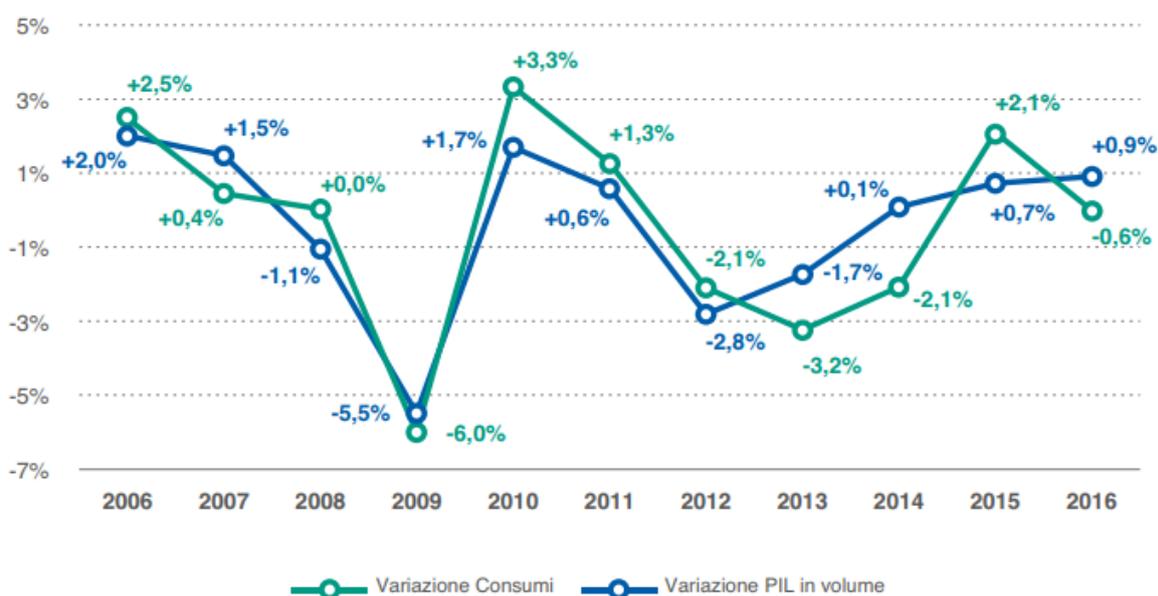


Figura 13 – Andamento dei consumi di energia elettrica e del PIL (%). Fonte: Terna e Istat

Analizzando la Figura 13 si osserva però che nel 2016 si è manifestato un disaccoppiamento dei consumi complessivi di energia elettrica (domanda di energia meno le perdite di rete) dall'andamento del PIL. Una tale circostanza, che si è verificata solamente una volta (nel 1981) negli ultimi 50 anni, ad una più approfondita analisi, è tuttavia spiegata dalla particolare dinamica dei consumi settoriali. I settori produttivi, agricoltura, industria e terziario, hanno fatto registrare un aumento dei consumi elettrici rispetto all'anno precedente, in fase quindi con la crescita del PIL. Di conseguenza, sulla domanda elettrica complessiva ha avuto pesante ricaduta la contrazione della domanda negli usi domestici, a causa soprattutto del diverso andamento delle temperature medie mensili, più miti nei mesi invernali e più fresche nei mesi estivi, ma anche per l'effetto delle misure di efficienza energetica dispiagate progressivamente negli ultimi anni. [TERNA, 2017]

La grandezza che collega la domanda di energia elettrica e il PIL è l'intensità elettrica, misurata come il rapporto tra i due. Espressa in kWh/1000€, l'intensità elettrica è un indicatore macroeconomico che fornisce una sintetica misura delle quantità di energia elettrica impiegata per ottenere un'unità di prodotto interno lordo. Nel 2016 la domanda di energia elettrica è diminuita del -0,8% mentre il PIL in volume è cresciuto del +0,9%, determinando una diminuzione dell'intensità elettrica pari a -1,7%. L'analisi storica dell'andamento dell'intensità elettrica riportata in Figura 14 evidenzia un trend prevalentemente crescente, seppure a fasi alterne.

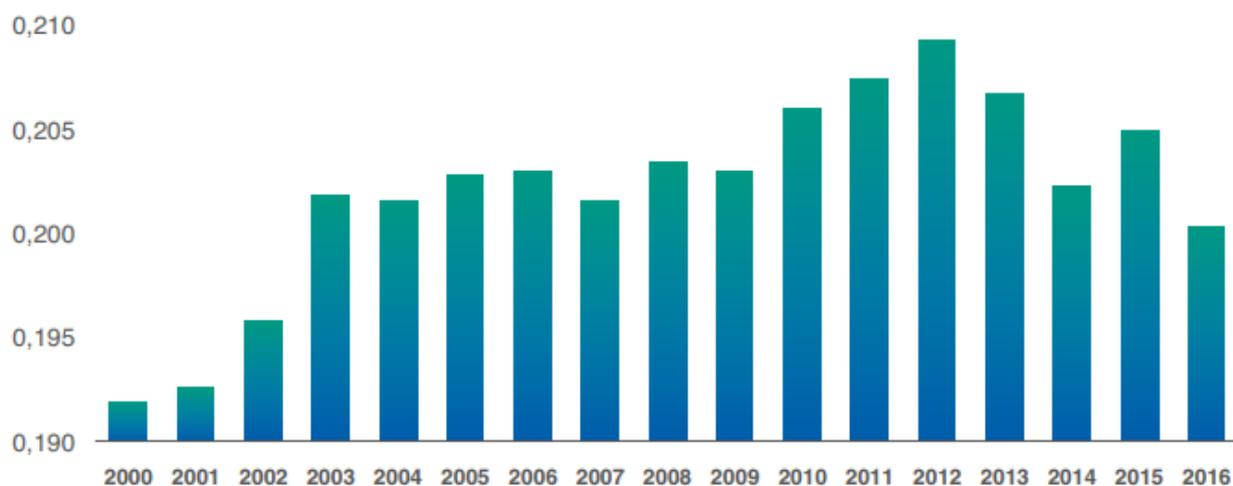


Figura 14 – Intensità elettrica durante gli anni (KWh/€). Fonte: Terna

Se nel periodo dal 2003 al 2009 l'intensità elettrica si era mantenuta altalenante, anche se in un range di variazione piuttosto ristretto, dal 2010 al 2012 si è osservata una nuova fase di crescita, a conferma dell'aumento percentuale della risorsa elettrica nella formazione del PIL nazionale, pur in presenza di una riduzione in termini assoluti della domanda di energia elettrica. Nel biennio 2013/2014 è intervenuto un nuovo calo dell'intensità elettrica, calo che si è ripetuto anche nel biennio 2015/2016. [TERNA, 2017]

3.1 La domanda italiana di energia

Nel 2016 la domanda di energia elettrica è stata soddisfatta per l'88,2% da produzione nazionale e per il restante 11,8% dalle importazioni nette dall'estero che, rispetto al 2015, hanno registrato una diminuzione pari al 20,2%.

Per quanto riguarda la produzione di energia elettrica il maggior apporto nel 2016 è ancora rappresentato dal termoelettrico non rinnovabile (54,2%) mentre, a seguito del progressivo aumento che ha avuto luogo fino al 2014, ora si assiste ad una sostanziale stabilità nella copertura del fabbisogno rappresentato dalle fonti rinnovabili, seppure con un diverso contributo delle singole fonti rispetto a 2015.

L'interscambio con l'estero nel 2016 ha garantito un apporto di energia elettrica pari a 37,0TWh che rappresenta il saldo tra i 43,2TWh di energia importata e i 6,2TWh di energia esportata.

Osservando il saldo Import-Export di Figura 15 però, nonostante la significativa riduzione delle importazioni, che vede tra le altre cause il calo dell'energia elettrica importata dalla Francia negli ultimi mesi dell'anno, si continua a percepire la dipendenza del nostro Paese dalle importazioni di energia elettrica dai Paesi confinanti. Per questo si sta attuando una politica di investimento per lo sviluppo di nuovi asset di trasporto (cavo Italia-Montenegro, Italia-Francia) ed è oramai da considerarsi a regime il collegamento con Malta utilizzato in particolare lato esportazioni. [TERNA, 2017]

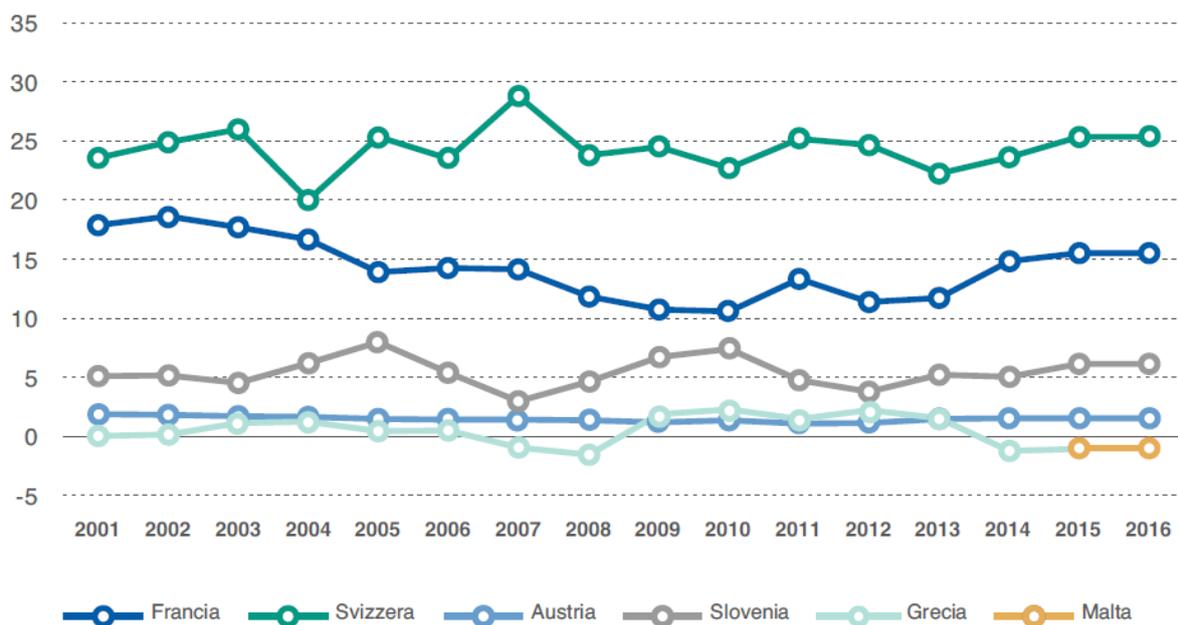


Figura 15 – Saldo Import-Export Italia con i paesi confinanti (TWh). Fonte: Terna

Per quanto riguarda la produzione lorda totale di elettricità in Italia, nel 2016 si è assistito ad una lieve crescita, passando dai 283TWh dell'anno precedente a 290TWh. Più in generale, la crisi economica ha provocato una evidente frenata nei consumi a partire dal 2009 e, nonostante la ripresa osservata nel biennio 2010-2011, dal 2012 i consumi sono nuovamente diminuiti, sino ad attestarsi su valori simili a quelli osservati nei primi anni Duemila. Negli anni più recenti è diminuito l'utilizzo di tutte

le fonti fossili ad eccezione di quello del gas naturale, aumentato negli ultimi due anni del 34%; nel 2016 il 43,4% della produzione nazionale è derivato da gas naturale (era 39,2% nel 2015).

Complessivamente, dei 290TWh prodotti, il 68,8% proviene dagli impianti termoelettrici (199TWh), il 15,3% da quelli idroelettrici (44TWh) e il restante 15,9% da fonte geotermica, eolica e fotovoltaica (complessivamente 46TWh). Il peso delle rinnovabili sulla produzione lorda elettrica è pari nel 2016 al 37,3%, in lieve flessione rispetto all'anno precedente (37,6%).

Rispetto al 2015 la produzione lorda nazionale è aumentata del 2,4% (Figura 16). Il maggior incremento in valore assoluto è rappresentato dalla fonte termica con oltre 7TWh (+3,8%), mentre il maggior incremento in termini percentuali spetta alla produzione da fonte eolica con un +19,2% pari a circa 3TWh; altro segno positivo è rappresentato dalla fonte geotermica (+1,7%). Prosegue il calo della fonte idroelettrica (-5,8%) seppur meno deciso rispetto a quello del biennio precedente dove la riduzione è stata del 22,1% e si registra per la prima volta un calo della produzione fotovoltaica, dovuto principalmente ad un minor irraggiamento solare rispetto al 2015 (-3,7%). [TERNA, 2017]

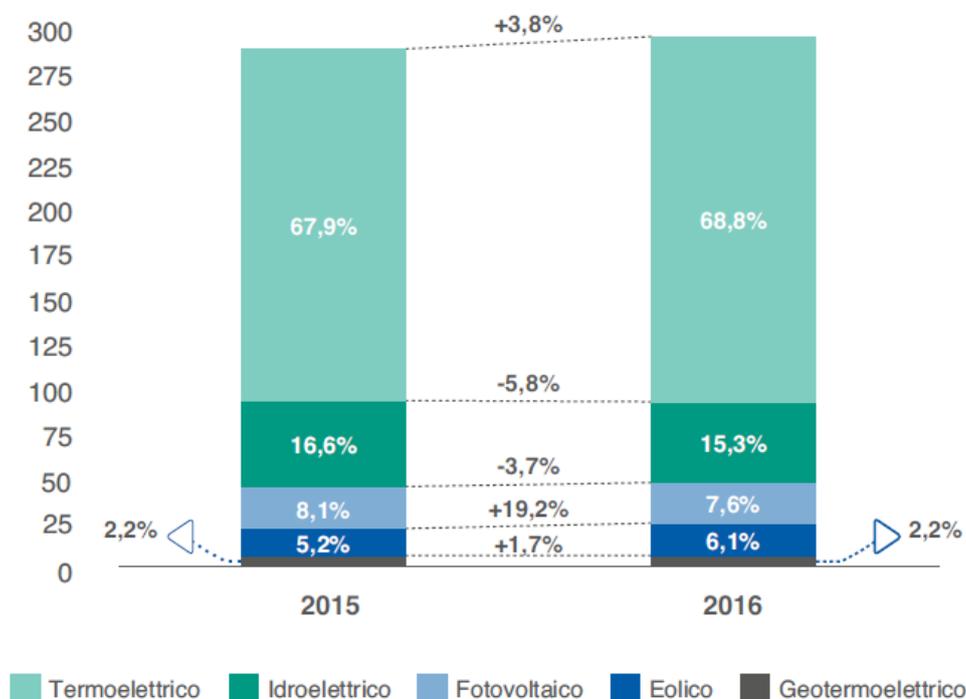


Figura 16 – Variazione e copertura della produzione lorda per fonte (TWh). Fonte: Terna

3.1.1 Profilo della domanda elettrica e picco massimo di potenza richiesta

La domanda richiesta durante l'anno varia di mese in mese, soprattutto per effetto della temperatura. Rispetto al 2015, il 2016 è stato un anno più mite, con temperature un po' più alte in inverno e un po' più basse in estate.

Dalla Figura 17 si nota come la maggiore domanda mensile sia stata avanzata nel mese di luglio, con 29,6 TWh richiesti, in diminuzione del 7,2% rispetto al dato del 2015. L'estate del 2015 è stata infatti la più calda dal 1885, da quando si è iniziato a registrare le temperature.

Il valore di picco della potenza richiesta nel 2016 è stato pari a 53,6 GW, verificatosi il giorno 12 luglio alle ore 17, sensibilmente più bassa (-11,4%) rispetto al corrispondente valore del 2015 (60,5 GW record storico registrato sempre nel mese di luglio).

Dall'andamento della domanda mensile durante l'anno si evince come il clima estivo abbia un effetto significativo sulla domanda di energia: i condizionatori e i sistemi di refrigerazione incidono molto di più rispetto ai sistemi elettrici di riscaldamento in inverno.

Il trend del fabbisogno di energia elettrica in Italia nel 2016 rispetto all'anno precedente evidenzia un progressivo negativo. Fanno eccezione in particolare i mesi di Febbraio, Novembre e Dicembre che, in confronto al 2015, registrano una variazione positiva rispettivamente per effetto dell'anno bisestile e di un maggiore Export. [TERNA, 2017]

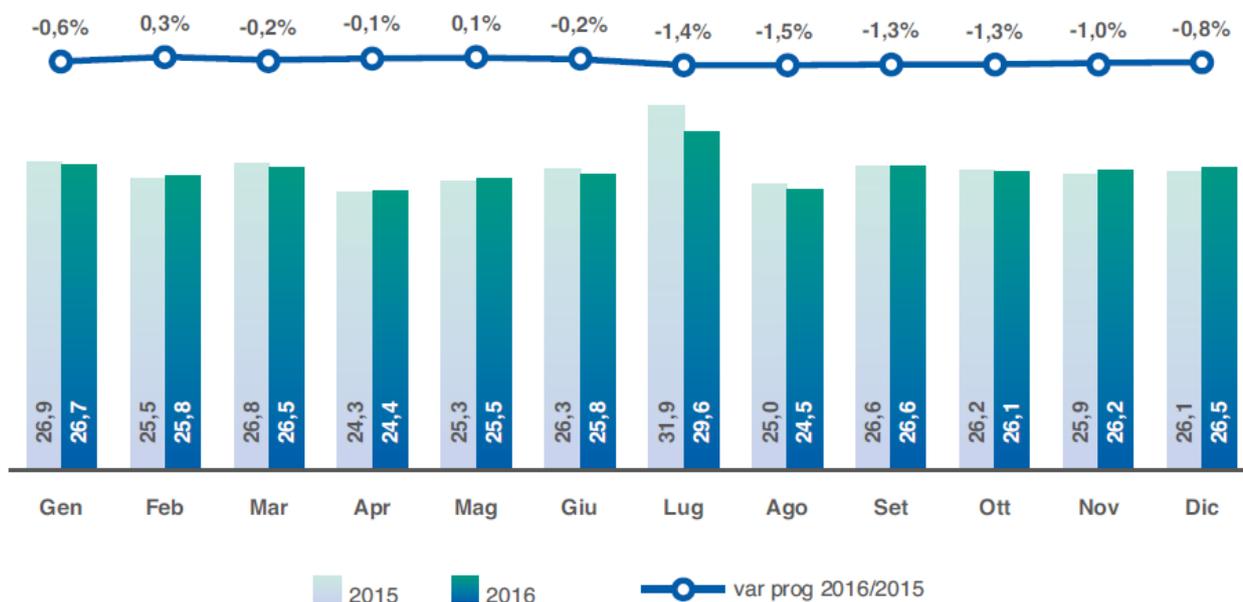


Figura 17 – Domanda mensile (TWh) e variazione progressiva del fabbisogno di energia elettrica (%). Fonte: Terna

3.1.2 Consumi di energia elettrica per settore

Nel 2016 i consumi elettrici italiani sono stati pari a 295,5TWh, abbastanza in linea con i consumi dell'anno precedente rispetto ai quali si è registrata una contrazione complessiva dello 0,6%.

Analizzando la serie storica dei consumi di energia elettrica italiani disaggregati nei quattro principali settori di utilizzo, quali, industria, terziario, domestico e agricoltura (Figura 18), si evidenzia negli ultimi anni, la modifica strutturale del settore elettrico italiano, per lungo tempo sostanzialmente stabile, registrando sempre una progressiva riduzione dei consumi del settore industriale a vantaggio del settore terziario e con una tenuta dei consumi del settore domestico e dell'agricoltura.

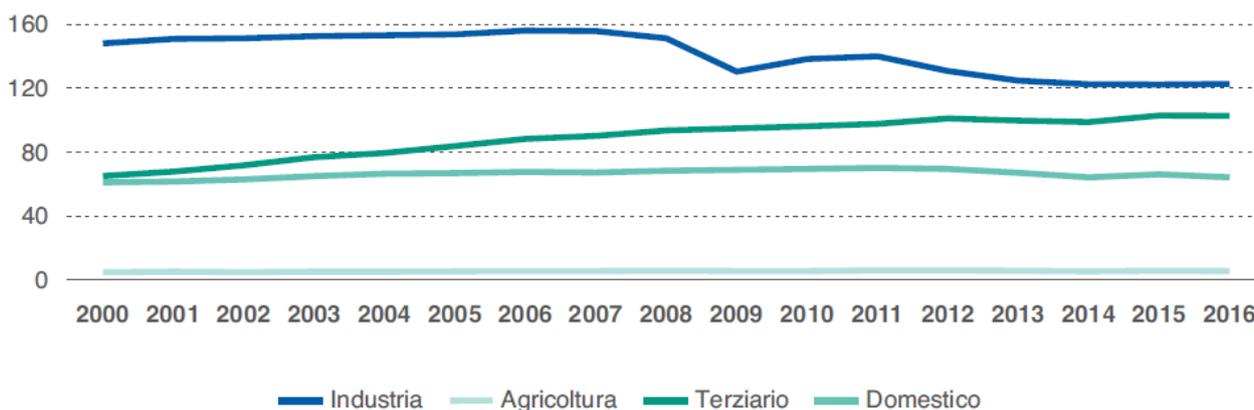


Figura 18 – Consumi per settore (TWh). Fonte: Terna

Nonostante la flessione dei consumi elettrici avvenuta nell’ultimo decennio, l’industria rimane comunque il settore più rilevante nella struttura dei consumi italiani.

L’industria, risentendo degli effetti dovuti alla crisi, dopo aver raggiunto il picco di consumo nel 2006, perde quota: dal 53% nel 2000, i consumi industriali passano al 41% dei consumi totali nel 2016.

Il terziario è il settore più dinamico, dal 2000 al 2016 è passato dal 23% al 35% dei consumi totali e tuttavia non sembra aver raggiunto l’apice. In mancanza di una ripresa duratura dei consumi dell’industria, quelli del terziario sono destinati a divenire preponderanti nel medio termine, dopo aver sorpassato a fine anni ‘90 i consumi del settore domestico.

Il settore domestico mantiene le consuete caratteristiche di anelasticità mostrate storicamente, in quanto ritenuto poco sensibile ad accadimenti di natura economica.

Seppure in ritardo rispetto all’industria, e più in parallelo con il settore terziario, però anche i consumi domestici risentono degli effetti negativi della recessione, che ha aumentato la disoccupazione e ridotto il reddito delle famiglie. Questi fattori uniti alle politiche di efficienza energetica portano, dopo il picco dei consumi registrati nel 2011, ad una fase decrescente, interrottasi momentaneamente nel 2015 (+3,0%) e ripresa nel 2016 (-2,8%).

L’energia elettrica destinata alle attività agricole nel 2016 ha registrato un calo (-2,2%) rispetto al 2015, mantenendo comunque stabilmente una quota pari al 2% dei consumi italiani. [TERNA, 2017]

3.2 Capacità totale installata in Italia

La capacità installata in Italia a fine 2016 risulta complessivamente in calo rispetto al 2015, confermando la tendenza in atto dal 2014. La potenza efficiente lorda si è attestata a 117GW con un decremento di quasi 3GW (-2,5% rispetto al 2015). Anche quest’anno il calo si concentra sul parco termoelettrico la cui potenza scende di 3,7GW (-5,4% rispetto al 2015) a causa di ulteriori dismissioni o riconversioni con depotenziamento di impianti non più competitivi nel panorama elettrico italiano. Prosegue la tendenza ad un lieve incremento dell’installato nei settori da fonte rinnovabile: +2,7% per l’eolico, +2,0% per il fotovoltaico e +0,5% per l’idrico, mentre il parco geotermoelettrico registra nel 2016 una lieve flessione (-0,8%). [TERNA, 2017]

3.2.1 Evoluzione del parco termoelettrico

Negli ultimi anni lo scenario del sistema elettrico nazionale è stato “rivoluzionato”. Il calo della domanda dell’ultimo periodo, unito al boom delle fonti rinnovabili non programmabili, ha fatto sì che gli impianti a ciclo combinato, i quali costituiscono l’ossatura del parco di generazione convenzionale italiano, nonostante nel 2016 abbiano fornito ancora la maggior parte della produzione termoelettrica, con una quota di oltre il 62%, rappresentino ormai, ai fini del fabbisogno, una tecnologia marginale. Il loro apporto pertanto è legato alle dinamiche di fluttuazione della domanda residuale. Le centrali ad olio combustibile sono poi diventate inutilizzate ed antieconomiche.

L’utilizzo dei cicli combinati, negli ultimi anni, si è notevolmente ridotto in termini di ore annue di funzionamento e viene gestito principalmente per far fronte alla forte variabilità delle fonti solare ed eolica, colmando i deficit in tempi particolarmente rapidi. Questa esigenza infatti viene soddisfatta dai cicli combinati, poiché essendo una tecnologia particolarmente flessibile, sono in grado di essere avviati rapidamente e di fornire energia con elevati gradienti di carico, rimanendo connessa il tempo strettamente necessario a risolvere la criticità. Nel 2015 comunque, questa riduzione ha subito un cambio di tendenza che si è confermata e consolidata nel 2016 con un incremento di circa 19TWh rispetto al 2015 (+17,6%).

Durante gli anni, la maggior penetrazione del gas nella produzione termoelettrica ha di fatto sostituito i prodotti petroliferi che sono più inquinanti. Infatti, le emissioni totali del parco di generazione relative alla CO₂ sono passate da 132,5Mt nel 2000 a 101,2Mt alla fine del 2016. [TERNA, 2017]

3.2.2 Produzione da Fonte Rinnovabile

Per quanto riguarda la produzione di energia da fonte rinnovabile, dal grafico in Figura 19 si evince come il fotovoltaico sia la tecnologia che è cresciuta di più negli ultimi anni.

Il suo sviluppo è stato favorito dalle politiche di incentivazione delle fonti rinnovabili (Conti energia, Certificati verdi, CIP6 e Tariffe omnicomprehensive).

Tali politiche hanno consentito al fotovoltaico nell’arco di sette anni (2010-2016), con una crescita di oltre 20TWh, di raggiungere una produzione pari a oltre la metà della fonte idroelettrica rinnovabile, mentre la sua capacità installata ha superato quella idroelettrica già nel 2014.

Nel 2016 però, assistiamo per la prima volta ad un calo della produzione fotovoltaica, scendendo a 22TWh (-3,7% rispetto al 2015), soprattutto a causa degli effetti climatici. L’influenza del clima è ancor più evidente se si osserva la curva idroelettrica, la cui oscillazione evidenzia gli anni di scarsa piovosità da quelli con abbondante piovosità.

Nonostante la dipendenza meteorologica, tutte le fonti rinnovabili presentano un evidente sviluppo; oltre all’eolico che, dopo il fotovoltaico, mostra gli incrementi più significativi e al geotermico che evidenzia un seppur lieve aumento, particolarmente interessante appare anche l’andamento delle bioenergie che a partire dal 2008 presenta una chiara accelerazione arrivando a coprire nel 2016 quasi il 7% della produzione nazionale e quasi il 10% di quella termoelettrica.

Nel complesso, quello delle energie rinnovabili in Italia ha le caratteristiche di un settore maturo, anche se tuttora in grado di esprimere un quadro di crescita. [TERNA, 2017]

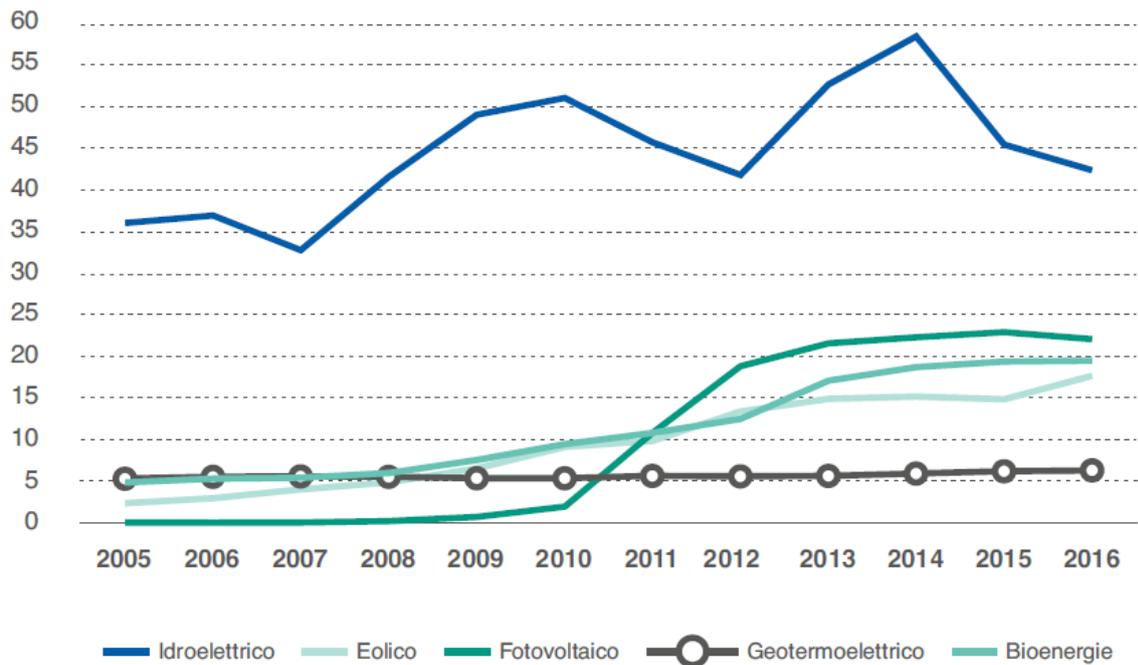


Figura 19 – Produzione rinnovabile distinta per fonte (TWh). Fonte: Terna

Andando ad analizzare la produzione di energia da fonte rinnovabile nelle varie regioni d'Italia (Figura 20), si scopre che il Nord risulta essere la parte più “green” del nostro paese. Alcune regioni del centro e del sud, nonostante il loro minore impatto rinnovabile sullo scenario nazionale, con la quota che producono riescono a coprire gran parte della loro domanda. Il record lo detiene però la Valle d'Aosta, che pur non avendo un grande peso produttivo per l'Italia, riesce a coprire il 100% della propria domanda con le fonti rinnovabili. [TERNA, 2017]

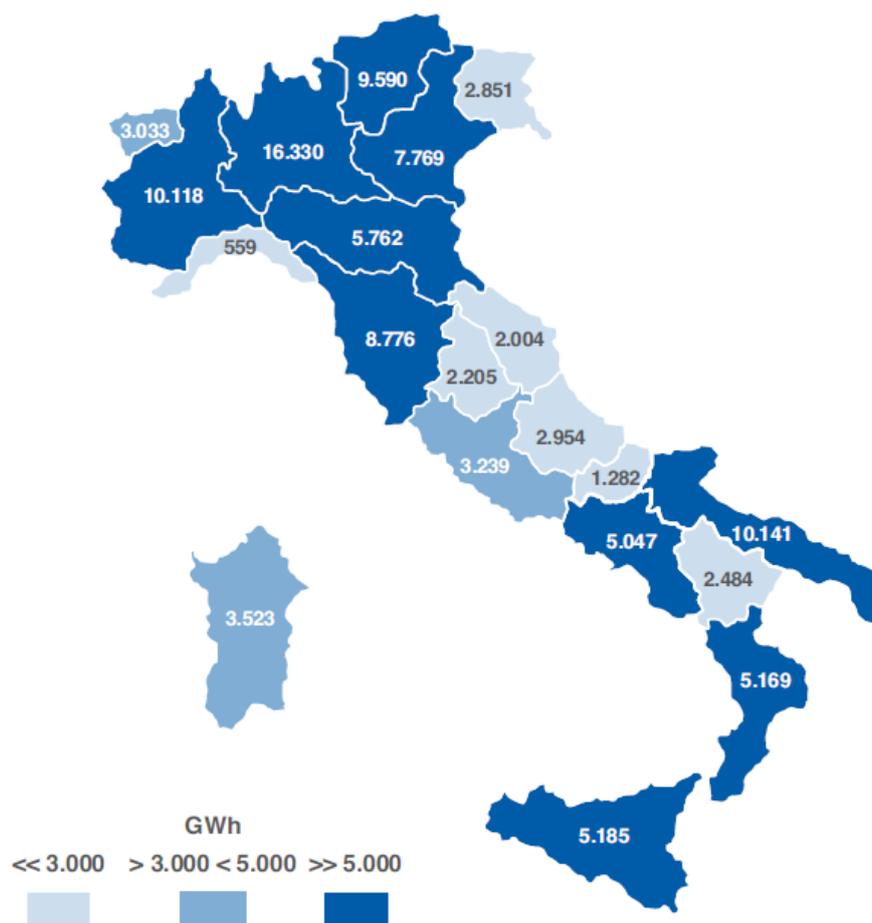


Figura 20 – Produzione regionale da fonte rinnovabile in Italia nel 2016 (GWh). Fonte: Terna

3.3 Il ruolo delle rinnovabili in Italia nel 2016

Nel 2016 le fonti rinnovabili di energia (FER) hanno confermato il proprio ruolo di primo piano nel panorama energetico italiano, trovando impiego diffuso sia per la produzione di energia elettrica (settore Elettrico) sia per la produzione di calore (settore Termico) sia come biocarburanti (settore Trasporti). In ottica futura, questo ruolo dovrà essere ulteriormente rafforzato: la nuova Strategia Energetica Nazionale adottata nel novembre 2017 (di cui si farà approfondimento nel capitolo successivo), infatti, individua nelle FER un elemento centrale per lo sviluppo sostenibile del Paese, fissando obiettivi di crescita al 2030 più ambiziosi di quelli al momento proposti a livello comunitario. Applicando le definizioni e i criteri di calcolo previsti dalla Direttiva 2009/28/CE ai fini del monitoraggio degli obiettivi UE sulle FER, nel 2016 i consumi finali lordi di energia da FER in Italia risultano pari a 21,1 Mtep³, in lieve flessione (circa 200 ktep) rispetto al 2015 (-1%). Tale flessione interessa il settore Termico (-1,4%) e il settore Trasporti (-10,7%), mentre mostra una lieve crescita il settore Elettrico (+0,7%). [GSE, 2017]

³ Il tep (tonnellata equivalente di petrolio) rappresenta la quantità di energia rilasciata dalla combustione di una tonnellata di petrolio grezzo ed equivale a circa 42 GJ. 1Mtep = 10⁶tep

La tabella sottostante mostra come sono variati i consumi finali lordi di energia da FER lungo il periodo 2010-2016, mettendo in evidenza i vari contributi all'interno dei tre settori. Tutti i valori sono ricostruiti applicando i criteri di contabilizzazione fissati dalla Direttiva 2009/28/CE.

Tabella 1 – Consumi finali lordi di energia da fonti rinnovabili in Italia

Mtep	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Variaz. % 2016/2015
SETTORE ELETTRICO	5,92	7,01	8,03	8,88	9,25	9,43	9,50	0,7%
Idraulica (normalizzata)	3,73	3,78	3,80	3,87	3,94	3,95	3,97	0,6%
Eolica (normalizzata)	0,76	0,88	1,07	1,21	1,28	1,32	1,42	8,0%
Solare	0,16	0,93	1,62	1,86	1,92	1,97	1,90	-3,7%
Geotermica	0,46	0,49	0,48	0,49	0,51	0,53	0,54	1,7%
Bioenergie	0,81	0,93	1,06	1,46	1,61	1,67	1,67	0,3%
SETTORE TERMICO	10,02	8,10	10,23	10,60	9,93	10,69	10,54	-1,4%
Geotermica	0,14	0,14	0,13	0,13	0,13	0,13	0,14	8,5%
Solare termica	0,13	0,14	0,16	0,17	0,18	0,19	0,20	5,4%
Bioenergie	7,65	5,55	7,52	7,78	7,04	7,78	7,59	-2,5%
Energia rinnovabile da pompe di calore	2,09	2,27	2,42	2,52	2,58	2,58	2,61	0,9%
SETTORE TRASPORTI (biocarburanti sostenibili)	1,42	1,40	1,37	1,25	1,06	1,16	1,04	-10,7%
TOTALE	17,36	16,51	19,62	20,74	20,25	21,29	21,08	-1,0%

Fonte: elaborazioni GSE su dati GSE e Terna

Per quanto riguarda il settore Elettrico, i dati, prodotti da Terna e GSE per il fotovoltaico e da Terna per le altre fonti, indicano che il 37,3% della produzione lorda nazionale proviene da fonti rinnovabili. Più in dettaglio, gli oltre 742.000 impianti alimentati da FER (per una potenza complessiva di 52,3 GW) hanno generato nel 2016 una produzione effettiva di energia elettrica di 108TWh, che aumentano a 110,5 TWh (9,5 Mtep, il 34% del Consumo Interno Lordo di energia elettrica) applicando le regole di calcolo previste dalla Direttiva 2009/28/CE. La fonte rinnovabile che nel 2016 ha fornito il contributo più importante alla produzione elettrica effettiva è quella idraulica (39% della produzione elettrica da FER), seguita dalla fonte solare (20%), dalle bioenergie (18%), dalla fonte eolica (16%) e da quella geotermica (6%).

Nel settore Termico invece, il 19% circa dei consumi energetici proviene da fonti rinnovabili. In particolare, nel 2016 sono stati consumati circa 10,5 Mtep di energia da FER, di cui poco più di 9,6 Mtep in modo diretto (attraverso caldaie individuali, stufe, camini, pannelli solari, pompe di calore, impianti di sfruttamento del calore geotermico) e circa 0,93 Mtep sotto forma di consumi di calore derivato (ad esempio attraverso sistemi di teleriscaldamento alimentati da biomasse).

La fonte rinnovabile più utilizzata per i consumi termici è la biomassa solida (poco meno di 7,3 Mtep, considerando anche la frazione biodegradabile dei rifiuti), utilizzata soprattutto nel settore domestico in forma di legna da ardere e pellet. Assumono grande rilievo anche le pompe di calore (2,6 Mtep), mentre sono ancora limitati i contributi della fonte geotermica e di quella solare.

Infine, per quel che concerne il settore Trasporti, nel 2016 sono stati immessi in consumo circa 1,2 milioni di tonnellate di biocarburanti (contenuto energetico pari a 1,04 Mtep), in larghissima parte costituiti da biodiesel.

Complessivamente, nel 2016 i consumi finali lordi di energia in Italia si sono attestati intorno a 121,1 Mtep, un dato appena inferiore a quello del 2015 (121,5 Mtep). La quota coperta da FER nel 2016 è pertanto pari a 17,41%: un valore che, pur in lieve flessione rispetto all'anno precedente (17,53%), resta superiore al target assegnato all'Italia dalla Direttiva 2009/28/CE per il 2020 (17,0%). Tale lieve flessione è imputabile principalmente alla sensibile riduzione dei consumi di biomassa solida per riscaldamento (per motivi di clima mediamente più mite), alla minor produzione elettrica da fonte solare (per peggiori condizioni di irraggiamento) e alla minor quantità di biocarburanti immessi in consumo (per il più esteso ricorso degli operatori ai biocarburanti double counting). D'altra parte, l'obiettivo specifico sull'impiego di FER nel settore dei trasporti cresce in misura significativa (dal 6,4% del 2015 al 7,2% del 2016), principalmente per effetto dell'incremento, in termini energetici, della quota minima obbligatoria di miscelazione dei biocarburanti (e di altre dinamiche insite nel meccanismo) e delle modalità di conteggio dell'energia elettrica rinnovabile. [GSE, 2017] [Ministero dello Sviluppo Economico, 2017] [Gracceva, De Luca, 2017]

CAPITOLO 4: LA STRATEGIA ENERGETICA NAZIONALE

A seguito del precedente excursus sulla situazione energetica italiana e noti anche i principali scenari proposti a livello mondiale, è bene ora capire quale sia il piano d'azione esclusivamente italiano e quali siano i traguardi a cui si vuole volgere.

Nel novembre del 2017 il Governo Italiano ha redatto la nuova Strategia Energetica Nazionale, un documento volto a definire gli obiettivi da perseguire nel prossimo futuro per anticipare e gestire il cambiamento del sistema energetico. Alla definizione di questo documento sono stati coinvolti gli organismi pubblici operanti sull'energia, gli operatori delle reti di trasporto di elettricità e gas e qualificati esperti del settore energetico.

Dall'analisi dei risultati ottenuti è emersa un'ampia condivisione della necessità di accelerare, in coerenza con gli obiettivi europei di lungo termine (2050), il percorso per rendere il sistema energetico italiano sempre più sostenibile sotto il profilo ambientale, con molta attenzione alle ricadute sui prezzi, alla sicurezza delle forniture e agli impatti ambientali delle nuove tecnologie e della stessa trasformazione.

Gli obiettivi politici confermati al 2030 sono: aumentare la competitività del Paese allineando i prezzi energetici a quelli europei, migliorare la sicurezza dell'approvvigionamento e delle forniture, decarbonizzare il sistema energetico in linea con gli obiettivi dell'accordo di Parigi.

L'approccio utilizzato per la definizione di questi target si basa sull'individuazione di misure e aree di coordinamento affinché gli obiettivi ambientali siano perseguiti con modalità che garantiscano al contempo la sicurezza del sistema e l'accessibilità dei prezzi e non determinino squilibri sul mercato interno. [SEN, 2017]

4.1 Gli obiettivi della SEN

Alcuni degli obiettivi cardine di questa strategia sono:

- Riduzione dei consumi di 10 Mtep al 2030 rispetto al tendenziale;
- 28% dei consumi al 2030 coperti da fonti rinnovabili;
- 55% dei consumi elettrici al 2030 coperti da fonti rinnovabili;
- rafforzamento della sicurezza di approvvigionamento;
- riduzione dei gap di prezzo dell'energia;
- promozione della mobilità pubblica e dei carburanti sostenibili;
- abbandono del carbone per la produzione elettrica entro il 2025.

L'ambizione deve comunque essere coniugata con il realismo: se il 28% dei consumi sarà coperto da fonti rinnovabili, il rimanente 72% richiederà ancora necessariamente gas e, dati i lunghi tempi di trasformazione delle infrastrutture dei trasporti, anche prodotti petroliferi.

Sotto questi profili, la Strategia promuove gli interventi necessari per continuare ad assicurare adeguata ed economica disponibilità di gas, nonché per la razionalizzazione del downstream petrolifero, con evoluzione verso le bioraffinerie e un uso crescente di biocarburanti sostenibili e del GNL nei trasporti pesanti e marittimi al posto dei derivati dal petrolio.

Detto sinteticamente degli obiettivi, vanno fatte alcune considerazioni sulle condizioni necessarie per assicurarne il raggiungimento.

Una prima fondamentale questione riguarda le infrastrutture: non si può trasformare in modo sicuro ed efficiente il sistema elettrico e fare a meno del carbone se non si realizzano per tempo reti e sistemi di accumulo, oltre che usare le risorse già esistenti; non si può garantire la sicurezza e la diversificazione dell'approvvigionamento di gas se si blocca ogni infrastruttura necessaria; non si può andare incontro all'innovazione e impiegare vari anni a dare il via a nuove iniziative. Dal che l'importanza di procedure partecipate, ma semplici ed efficaci.

Un secondo tema attiene ai costi della transizione: sono ben noti gli effetti delle fin troppo generose politiche di sostegno alle fonti rinnovabili elettriche dello scorso decennio. Benché l'evoluzione tecnologica e un'attenta regolazione offrano l'opportunità di fare efficienza e produrre ormai energia da fonti rinnovabili a costi sostenibili, si è notato il difficile distacco dal concetto di "incentivo su misura". Si confida invece che un approccio efficiente, basato prevalentemente su fattori abilitanti e misure di sostegno, se necessarie, che mettano in competizione le tecnologie e le stimolino a continui miglioramenti sul lato dei costi, sia una condizione imprescindibile per la sostenibilità della transizione energetica.

Di grande rilievo per il nostro Paese è la questione della compatibilità tra obiettivi energetici ed esigenze di tutela del paesaggio. Si tratta di un tema che riguarda soprattutto le fonti rinnovabili con maggiore potenziale residuo sfruttabile, cioè eolico e fotovoltaico. Poiché la tutela del paesaggio è un valore irrinunciabile, sarà necessario individuare aree, non altrimenti valorizzabili, da destinare alla produzione energetica rinnovabile. [SEN, 2017]

4.2 La funzione degli scenari

La logica degli strumenti modellistici consiste nel soddisfare la domanda di servizi energetici minimizzando il costo totale del sistema, tenendo conto dei vincoli di natura tecnica, fisica, ambientale e politica.

Gli scenari sono uno strumento di supporto alle decisioni. Non sono previsioni, ma restituiscono possibili traiettorie del sistema energetico in un certo orizzonte temporale coerente con vincoli e ipotesi date.

Uno scenario può rappresentare una visione del futuro verso cui tendere e che dunque rappresenta un obiettivo: in tal caso lo scenario è utile per comprendere quali sono le condizioni (e la loro tempistica) che rendono possibile la realizzazione di quell'idea del futuro.

Difficilmente il futuro sarà quello proiettato dagli scenari, in quanto l'andamento effettivo delle variabili verosimilmente si discosterà dalle ipotesi assunte. Anche per questa ragione, soprattutto per orizzonti di lungo termine, è opportuno che la strategia sia resiliente ai cambiamenti delle variabili di

scenario, e inoltre che le proiezioni siano aggiornate di continuo, anche per suggerire eventuali cambiamenti alle politiche e valorizzare l'avanzamento delle tecnologie.

Lo scopo di un esercizio scenaristico non è dunque quello di produrre “un’immagine accurata del domani”, ma piuttosto favorire migliori decisioni riguardo al futuro. [SEN, 2017]

4.2.1 Scenario di riferimento europeo

La Commissione Europea da oltre un decennio si dota di scenari energetici ed ambientali come strumento in supporto all’elaborazione delle sue proposte politiche. Lo fa avvalendosi della consulenza di alcuni istituti di ricerca europei. Gli scenari vengono sviluppati a partire da una suite di modelli spesso collegati fra loro che analizzano in dettaglio, per ciascuno Stato membro dell’UE, il sistema energetico nelle sue varie parti, le emissioni atmosferiche che ne derivano, l’offerta di materie prime energetiche e il sistema agroforestale, in quanto produttore sia di materie prime energetiche che di emissioni di gas serra.

A cicli di tre anni vengono elaborati degli scenari di riferimento per ciascun Paese e per l’UE.

L’ultimo Scenario di Riferimento della Commissione, EU reference 2016 (EUref2016), è stato finalizzato nel 2016 e, a partire dalle politiche in vigore al 31/12/2014 e dai dati storici al 2014, proietta consumi energetici ed emissioni di gas serra per l’Unione Europea e per ciascuno dei Paesi Membri dal 2015 al 2050, a intervalli di 5 anni. Quest’ultimo scenario è alla base dello sviluppo di piani nazionali integrati clima ed energia. [RSE Colloquia, 2017]

4.2.2 Scenario BASE

La definizione dello Scenario di Riferimento italiano rappresenta il primo passo di analisi per la caratterizzazione del Piano Nazionale Integrato Clima ed Energia.

Si è quindi proceduto a realizzare uno scenario nazionale costituito sulle stesse ipotesi di quelle adottate dalla Commissione europea per realizzare lo scenario EUref2016, utilizzando però parametri controllabili a livello italiano.

Lo scenario così costruito viene chiamato Scenario di Riferimento BASE e proietta l’evoluzione del sistema energetico a partire dalla legislazione in vigore al 31 dicembre 2014 e dalle tendenze in atto in ambito demografico, tecnologico ed economico. Esso mostra lo sviluppo delle tecnologie in esame nel caso venissero raggiunti gli obiettivi previsti dalla Strategia Energetica Nazionale al 2020 (riduzione del 21% delle emissioni rispetto al 2005, riduzione dei consumi finali previsti del 24% e incremento del 21% delle fonti rinnovabili sul consumo finale). [RSE Colloquia, 2017]

4.2.2.1 Analisi dei risultati dello scenario BASE

Lo Scenario di Riferimento è caratterizzato da significativi incrementi dell’efficienza energetica per tutto il periodo di proiezione, evidenziando un disaccoppiamento tra il consumo interno lordo di energia primaria e la crescita del PIL (Figura 21).

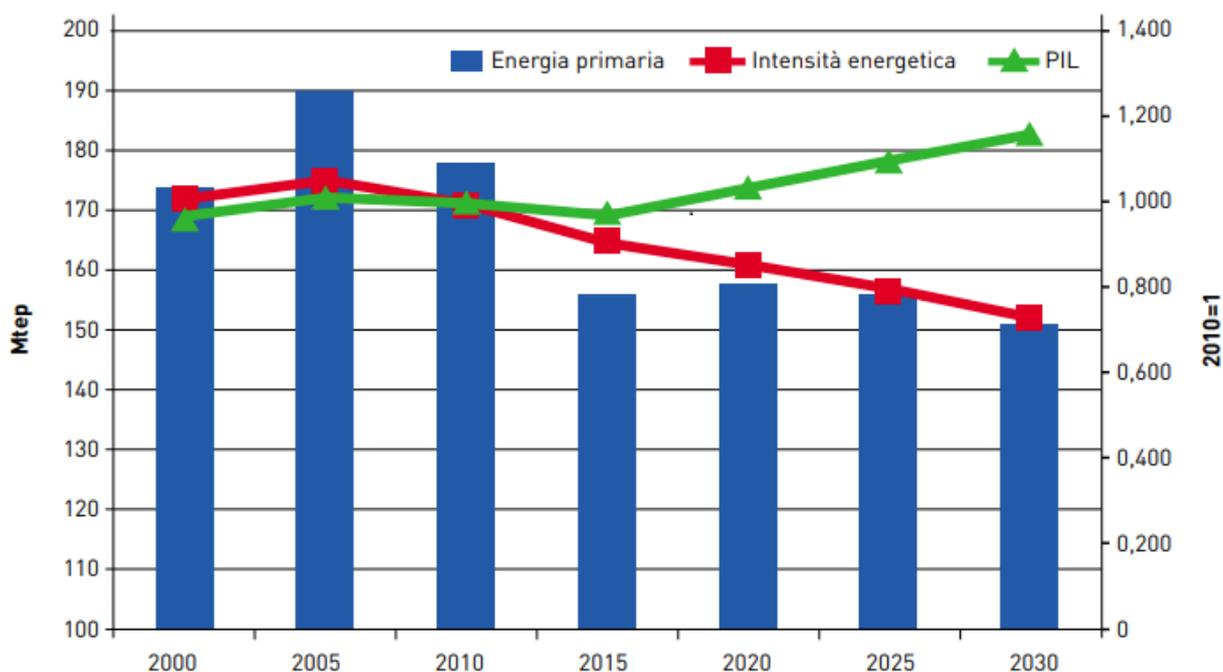


Figura 21 – Evoluzione del fabbisogno di energia primaria (Mtep), intensità energetica del PIL (2010=1), PIL (2010=1) nello scenario BASE. Fonte: RSE

I consumi energetici, che hanno raggiunto il picco nel 2005, sono caratterizzati da una marcata tendenza di decrescita iniziata già prima del presentarsi della crisi economica. Nello scenario BASE la contrazione dell'intensità energetica continua, rafforzata dalla politica di contenimento fino al 2020: successivamente questo trend non è più guidato dalle politiche o obiettivi (a parte l'ETS) ma dai trend di mercato e dai naturali miglioramenti tecnologici. Infatti, la tendenza che caratterizza lo Scenario di Riferimento e il mix del fabbisogno energetico primario è l'effetto combinato di molteplici fattori:

- la riduzione del consumo di energia nei settori di uso finale, conseguenza dei processi di efficientamento energetico in atto e la naturale sostituzione di dispositivi obsoleti;
- il differente mix di combustibili negli usi finali di energia, per un maggior ricorso alle fonti rinnovabili termiche, elettrificazione e biocarburanti;
- il sostegno indiretto all'efficienza energetica dell'ETS che promuove anche una maggiore penetrazione delle FER nei settori ETS durante tutto il periodo di proiezione;
- il conseguente graduale processo di decarbonizzazione della generazione elettrica, per l'aumento di produzione da fonti rinnovabili e l'elettrificazione degli usi finali.

La combinazione di tutti questi fattori porta ad una stabilizzazione dei consumi energetici primari anche se nel mix energetico si attenua nel tempo il contributo delle fonti fossili a favore di quelle rinnovabili, soprattutto a discapito degli idrocarburi liquidi (-11% al 2030 rispetto al 2015) e del

carbone (-29%). Rimane pressoché costante la richiesta di gas per il soddisfacimento del fabbisogno primario fino al 2030.

L'implementazione di nuove politiche di efficienza energetica e l'adozione di regolamenti attuativi specifici, nonché di norme sulle emissioni di CO₂ per i veicoli leggeri, consentono di contenere i consumi energetici negli usi finali, mantenendo la domanda a 118 Mtep al 2030.

Sulla base della futura richiesta di servizi energetici nei vari settori ed in assenza di nuove politiche, lo Scenario di Riferimento prospetta un fabbisogno di energia dei settori di uso finale in leggera ripresa rispetto al 2015, ma con livelli abbastanza stabili tra il 2020 e il 2030.

La quota della domanda di energia finale attribuibile ai trasporti continua ad essere la più importante tra i settori fino alla fine del periodo di proiezione (≈34%). In leggera diminuzione la quota del consumo di energia nelle abitazioni rispetto al 2015, a causa delle politiche di efficienza energetica, compensato però da un aumento del contributo del terziario legato alla crescita stessa del settore.

È dunque chiaro che lo sviluppo del sistema energetico in questi anni avrà già posto la base per un'economia con una minore intensità energetica, insieme ad un aumento più contenuto della domanda di servizi energetici rispetto al passato, legato ad una crescita demografica più lenta che negli ultimi decenni.

La quota dei consumi finali lordi coperta da fonti rinnovabili viene stimata pari al 21,6% al 2030.

Nel settore elettrico, circa il 41,7% della produzione lorda nazionale di energia deriverebbe da fonti rinnovabili, mentre la quota del consumo lordo da rinnovabili sarebbe poco inferiore al 40%.

In questo scenario, immaginando di mantenere le stesse regole di mercato attuali basate sul prezzo marginale, il prezzo dell'elettricità (PUN, media pesata sulla domanda) salirebbe al 2030 intorno a 80 €/MWh (+80% circa rispetto a 2016), sostanzialmente per effetto degli incrementi, rispetto alla situazione attuale, del prezzo del gas e del prezzo della CO₂, con uno spread massimo tra zone intorno a 5 €/MWh (prezzi che scendono man mano che si va verso le zone meridionali). Lo scenario utilizza le regole attuali basate sul prezzo marginale e non valorizza adeguatamente la riduzione del costo variabile medio di generazione che si avrebbe per effetto proprio delle energie rinnovabili. Emerge dunque la necessità di un adeguamento delle regole di mercato idonee a valorizzare sul sistema dei prezzi l'elemento positivo dovuto alla riduzione del costo medio di generazione rinnovabile.

In questo scenario, si raggiunge una riduzione delle emissioni di GHG nel settore ETS del 43% circa rispetto al 2005, in linea con l'obiettivo medio europeo, mentre, sempre rispetto al 2005, nei settori non soggetti a ETS si raggiunge una riduzione del 24% rispetto ad un obiettivo previsto per l'Italia del 33%.

Lo scenario BASE mostra dunque un'evoluzione tendenziale confortante del grado di sostenibilità del sistema energetico: stabilizzazione dei consumi, incremento delle fonti rinnovabili in tutti i settori e riduzione delle emissioni di gas serra. È tuttavia evidente la necessità di misure e politiche aggiuntive per dare un adeguato contributo al raggiungimento degli obiettivi 2030 in materia di efficienza, rinnovabili ed emissioni. [RSE Colloquia, 2017]

4.3 Scenari energetici nazionali

Lo scenario italiano disegnato per raggiungere gli obiettivi delineati nella Strategia Energetica Nazionale è stato denominato "SEN".

Questo scenario è stato valutato lungo due orizzonti: un orizzonte di medio termine al 2030 in cui si definiscono più in dettaglio gli obiettivi, si identificano specifiche priorità di azione e realistiche iniziative a supporto, e si tracciano le previsioni di evoluzione del sistema energetico; un orizzonte di lungo termine al 2050, che permetta di delineare gli orientamenti del Paese sulle scelte di fondo complessive ed individuare anticipatamente le principali implicazioni dei possibili scenari evolutivi. [SEN, 2017]

4.3.1 Proiezione dello scenario SEN al 2030

I principali obiettivi al 2030 sono:

- riduzione dei consumi finali di energia nel periodo 2021-30 pari all'1,5% annuo dell'energia media consumata nel triennio 2016-2018 (escludendo il settore trasporti), in accordo alla proposta di nuova direttiva sull'efficienza energetica tenendo conto dei criteri di flessibilità indicati nella stessa proposta: si tratta di un obiettivo condiviso, e comunque necessario per il raggiungimento dell'obiettivo di riduzione delle emissioni nei settori ESD;
- fonti energetiche rinnovabili, pari al 28% dei consumi finali lordi al 2030 (FER elettriche pari al 55% del consumo interno lordo di elettricità);
- phase-out del carbone nella generazione elettrica al 2025.

Lo scenario SEN, nella sua determinazione, tiene anche conto di varie politiche riguardanti i trasporti, come la mobilità sostenibile, lo sviluppo delle infrastrutture di trasporto e logistica, gli effetti della mobilità alternativa come il car sharing e il car pooling e la realizzazione di un'infrastruttura per i combustibili alternativi. Si tratta di obiettivi molto ambiziosi, i quali richiederanno molto lavoro e sforzo per il loro adempimento. [SEN, 2017]

4.3.1.1 Analisi dei risultati dello scenario SEN al 2030

Dai risultati ottenuti da questo scenario ne risulta una significativa riduzione dei consumi rispetto allo scenario BASE al 2030, circa 15 Mtep, e ancor di più rispetto al dato registrato nel 2015, 20 Mtep. La riduzione dei consumi primari è guidata dalla contrazione dei consumi di carbone e prodotti petroliferi; anche il gas naturale contribuisce alla riduzione dei consumi totali, ma acquista maggiore rilevanza nel settore trasporto merci.

Anche la dipendenza energetica diminuisce, attestandosi ad una quota del 63,8% contro un 76,5% del 2015.

Sul fronte dei consumi finali, lo scenario SEN mostra una riduzione di circa 10 Mtep rispetto all'evoluzione BASE (Figura 22). Il calo dei consumi favorisce la maggiore penetrazione percentuale delle rinnovabili, in particolare nel settore elettrico.

La diminuzione dei consumi finali, pur guidata dal settore residenziale e terziario, interessa tutti i settori, grazie anche alla riduzione dei consumi specifici settoriali. In particolare, il consumo pro capite residenziale passa dai 0,53 tep/ab del 2015 a 0,44 tep/ab nello scenario SEN al 2030.

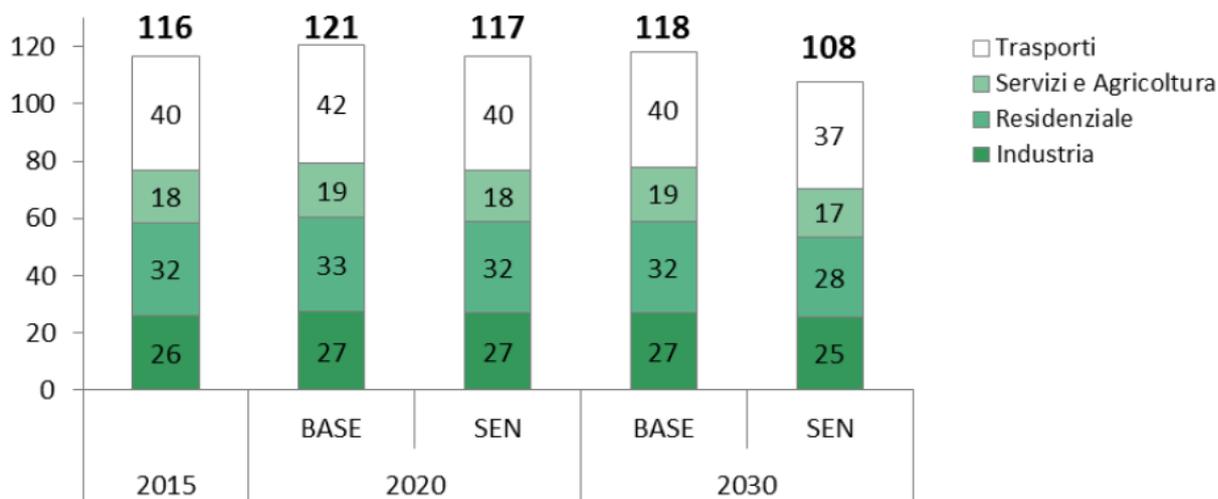


Figura 22 – Scenario nazionale SEN versus BASE: consumi energetici finali per settore (Mtep). Fonte: Strategia energetica nazionale SEN 2017

Le fonti rinnovabili aumentano sempre di più, grazie anche al calo dei prezzi e alla diffusione dei sistemi di accumulo e al re-powering degli impianti eolici, che consente l'aumento della producibilità senza occupare altri siti. La fuoriuscita anticipata del carbone al 2025 porta ad un aumento delle quote di gas e rinnovabili.

Grazie ad una maggiore produzione da fonte rinnovabile e alla diminuzione del prezzo della CO₂, il prezzo dell'elettricità è atteso in calo di circa il 10% rispetto allo scenario BASE, con però un'accentuazione dello spread (prezzi più bassi nelle zone meridionali).

A differenza dello scenario BASE, qui l'obiettivo di ridurre del 33% le emissioni nel settore non ETS viene raggiunto, mentre nel settore ETS la riduzione si attesta al 57% rispetto ai livelli del 2005, anche grazie alla fuoriuscita del carbone nella generazione di elettricità. [SEN, 2017]

4.3.2 Proiezione dello scenario SEN al 2050

In aggiunta allo scenario 2030, viene qui di seguito presentata una proiezione al 2050 dello scenario SEN.

Lo scopo di questo scenario è di valutare gli effetti della SEN nell'orizzonte temporale della roadmap europea 2050. L'obiettivo della politica è quindi di accogliere pienamente l'obiettivo di decarbonizzazione al 2050. Considerato il lungo termine dello scenario, si tratta di un esercizio da utilizzare con prudenza e flessibilità e da monitorare in modo attivo. A causa ovviamente dei maggiori margini di incertezza legati alle dinamiche di sviluppo tecnologico, a prezzi e disponibilità delle materie prime, assetti geopolitici, etc. i risultati devono essere valutati con estrema cautela. D'altra parte, anche l'Europa ha delineato solo una roadmap per il 2050, mentre gli obiettivi sono sempre stati e continueranno a essere definiti a cadenze decennali.

La proiezione al 2050 è costruita “trascinando” a tale anno le politiche della SEN seguendo i drivers macroeconomici dello scenario EUref2016. Nel modello sono state proiettate le politiche europee su ETS ed efficienza energetica, riqualificazione, così come la riduzione dei vincoli emissivi sul nuovo parco auto, in linea con le ipotesi degli scenari della Commissione europea. Per le FER non sono stati introdotti vincoli specifici all’ulteriore diffusione. Per il settore trasporti è stato preso in considerazione il prolungamento al 2050 delle politiche e degli investimenti che promuovono la limitazione del trasporto su veicoli privati attraverso il maggior sviluppo del trasporto pubblico e altre misure di contenimento del trasporto privato, come lo smart working e il car sharing. Parimenti, si assume che prosegua la promozione del GNL nel trasporto merci e navali. [SEN, 2017]

4.3.2.1 Analisi dei risultati dello scenario SEN al 2050

Dai risultati ottenuti dalla proiezione dello scenario SEN al 2050 si osserva che le FER coprirebbero quasi la metà dei consumi finali lordi, mentre nel settore elettrico questa quota diverrebbe ancor più rilevante, attestandosi all’85% ().

Nella produzione elettrica nazionale si registra un ulteriore, forte sviluppo delle FER, principalmente quelle intermittenti, come eolico e fotovoltaico, che raggiungono una quota del 93%. Per la restante generazione elettrica ci si affida ancora al gas naturale.

Il largo sviluppo che subisce il fotovoltaico è agevolato dalla prevista riduzione del costo dei sistemi d’accumulo al 2050.

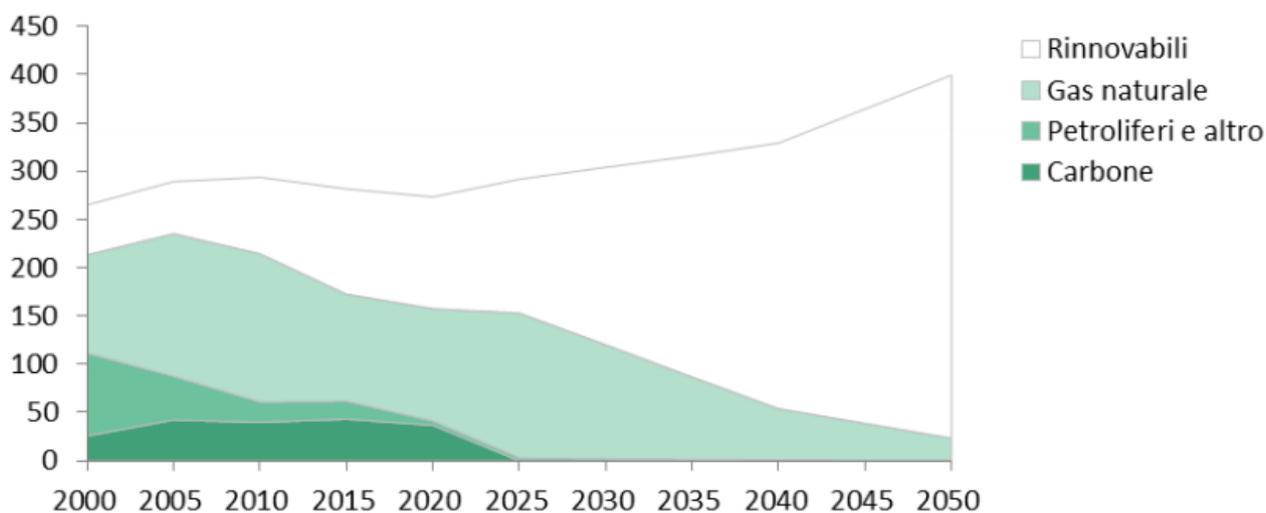


Figura 23 – Proiezione dello scenario SEN al 2050: produzione di energia elettrica per fonte (TWh). Fonte: Strategia energetica nazionale SEN 2017

Lo scenario SEN permette inoltre di diminuire in modo drastico le emissioni di CO₂ del settore energetico (Figura 24), in coerenza con gli obiettivi di decarbonizzazione definiti dalla Roadmap EU 2050. Per l’effettivo raggiungimento di tali obiettivi, sarà tuttavia necessario continuare a stabilire obiettivi decennali per i singoli Paesi dell’Unione Europea.

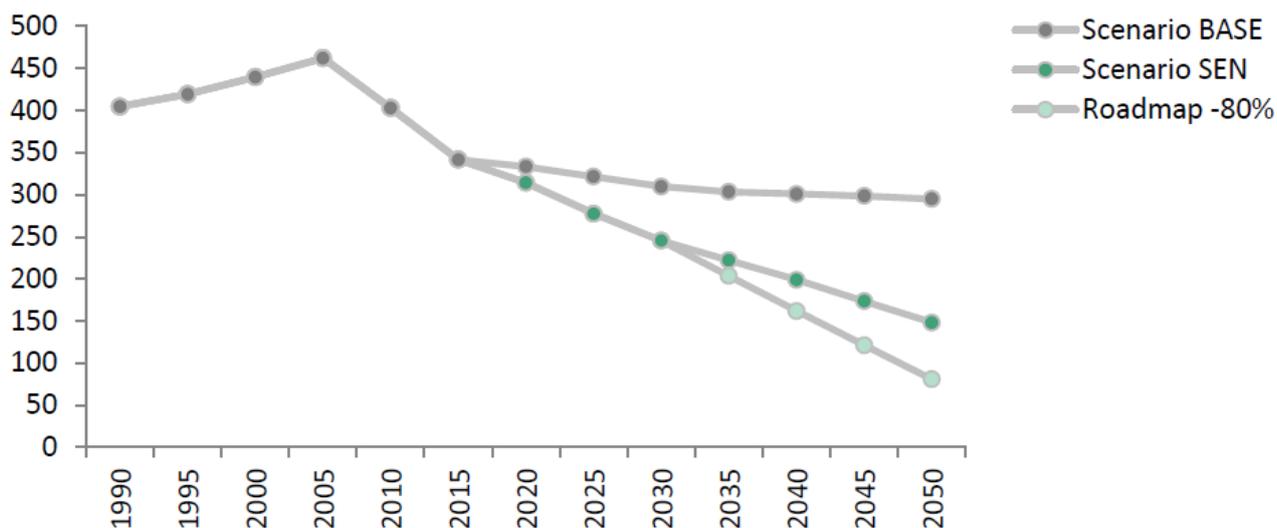


Figura 24 – Scenario SEN al 2050: evoluzione delle emissioni di CO₂ del settore energetico (Mt CO₂). Fonte: Strategia energetica nazionale SEN 2017

Le proiezioni verificano ed evidenziano come la SEN riesca ad offrire un importante contributo al raggiungimento degli obiettivi europei al 2050, tenendo in considerazione dei vincoli ambientali che l'Europa ha deciso di adottare e delle politiche per l'efficienza energetica.

L'evoluzione tecnologica e l'ampliamento dei mercati mondiali delle nuove tecnologie riusciranno a portare ad obiettivi ancora più ambiziosi, in particolare per le rinnovabili elettriche, la mobilità elettrica e l'efficienza energetica:

- quanto alle prime, è possibile una diffusione della generazione distribuita ancora più intensa di quanto ipotizzato nello scenario, guidata dalla riduzione dei costi delle tecnologie di generazione e degli accumuli diffusi;
- il tema degli accumuli potrà avere un importante traino anche dall'evoluzione del settore automotive. Il mercato mondiale dell'auto elettrica, oggi in via di decollo, dovrebbe conoscere una forte espansione per effetto delle accelerazioni impresse dalle scelte politiche di potenze economiche mondiali, come la Cina, guidate dalla riduzione dei costi e da esigenze di tipo ambientale;
- le opportunità offerte dalle nuove tecnologie della domotica e dello smart metering prefigurano una maggiore efficienza nei settori residenziale e terziario, i quali insieme assorbono oltre la metà dei consumi di elettricità stimati per il 2030. [SEN, 2017]

CAPITOLO 5: LA FUSIONE PER UN FUTURO DECARBONIZZATO

La crescente necessità di energia dell'Umanità, unitamente all'aumento dell'inquinamento ambientale e dell'assottigliamento delle riserve energetiche fossili, rende necessario lo sviluppo di una tecnologia capace di superare i limiti che le fonti ora sfruttate presentano.

La fusione è una delle tecnologie che possono contribuire a un futuro sistema di approvvigionamento energetico globale a basse emissioni di carbonio.

Gli scenari a livello mondiale che sono stati presentati nel capitolo 2, facendo riferimento ad un orizzonte temporale che guarda al massimo fino al 2040-2050, non hanno la possibilità di includere la fusione nel loro mix tecnologico.

Non esistendo molti scenari che comprendano tale tecnologia nelle loro strategie energetiche, viene di seguito presentato uno studio elaborato da EUROfusion, il consorzio di enti di ricerca sulla fusione nucleare. Parte della ricerca è volta anche ad indagare l'accettabilità sociale e la competitività economica di questa tecnologia in un futuro mercato energetico.

La fusione nucleare agirà nel contesto di una crescente domanda di energia dovuta alla crescita del PIL nelle economie in via di sviluppo, alla crescita della popolazione e al cambiamento dei comportamenti sociali legati all'energia insieme ad un evidente cambiamento climatico. Essa presenta una buona opportunità per produrre una grande quantità di energia consumando un piccolo volume di combustibile ed evitando emissioni di gas serra (per approfondimenti sulla fusione vedere Appendice posta alla fine della tesi).

Lo sviluppo di questa tecnologia richiede la costruzione di prototipi al fine di ricavare i dati sperimentali necessari ad affrontare i vari problemi che lo sfruttamento di tale fonte di energia pone. Attualmente, la fattibilità tecnica della fusione è in fase di studio attraverso il reattore sperimentale termonucleare internazionale (ITER, International Thermonuclear Experimental Reactor), nato da una collaborazione internazionale tra UE, USA, Russia e Giappone in costruzione a Cadarache (Francia). Tale macchina dovrà raggiungere il punto di break-even (punto in cui l'energia prodotta dalla fusione uguaglia l'energia necessaria a mantenere la condizione di plasma) e poi superarlo di un fattore 10, dimostrando la sfruttabilità commerciale della fusione nucleare per la produzione di energia, ed inoltre fungerà da banco di prova per le tecnologie sviluppate nel corso degli anni riguardanti la produzione e la gestione del plasma. Il suo completamento è previsto per il 2019 e la produzione del primo plasma entro il mese di dicembre del 2025.

Il passo successivo sarà la costruzione di un modello dimostrativo di reattore commerciale, ora in fase di progettazione e che si avvarrà dei risultati ottenuti con ITER. DEMO (DEMONstration power plant), questo il nome dell'impianto, fungerà da anello di congiunzione tra la fase di sviluppo e quella di produzione di energia da fusione nucleare su scala industriale. Se tutto procederà come previsto, tale passaggio dovrebbe avvenire per la metà del XXI secolo.

Tuttavia, prendere in considerazione il possibile contributo della fusione in un futuro sistema energetico è lungi dall'essere prematuro. Il sistema energetico si distingue per essere dotato di una grande inerzia, pertanto gli effetti delle politiche energetiche diventano tangibili solo nel medio-lungo termine. Per questo motivo, le politiche che favoriscono le tecnologie energetiche senza emissioni di

CO₂ dovrebbero essere implementate anni prima rispetto alla presunta entrata nel mercato dell'energia di queste ultime.

Per valutare le prospettive di un futuro sistema energetico alternativo ed analizzare la sua possibile evoluzione in base a diverse politiche energetiche e ambientali, un modello globale è stato elaborato tramite l'utilizzo del generatore di modelli TIMES. Il modello EFDA TIMES (ETM) è specificamente orientato ad esplorare il ruolo della fusione in un futuro mercato globale dell'energia e ad identificare quali parametri influenzino la sua competitività sul mercato. Si ipotizza che le centrali elettriche a fusione raggiungano l'implementazione del mercato nel 2050, pertanto l'orizzonte temporale del modello copre l'intervallo di tempo dal 2005 (l'anno di riferimento) al 2100. [Cabal et al., 2017]

5.1 Gli scenari

Quale sarà il ruolo della fusione nel futuro sistema energetico globale non è noto, ma cinque forze importanti che potranno incidere su di esso sono: l'accettazione pubblica, il PIL, la tecnologia, i cambiamenti climatici e i costi energetici. Sulla base di queste sono stati definiti diversi scenari.

I tre principali sono:

- Harmony, caratterizzato da una forte responsabilità ambientale e da un obiettivo molto stringente sulle emissioni di CO₂ (650 ppm al 2100). C'è inoltre una forte cooperazione tra le 17 regioni in cui è stato definito il mondo e gli operatori, per decidere gli investimenti da attuare, guardano sempre al lungo termine.
- Fragmentation, in cui la responsabilità ambientale è debole e l'obiettivo globale delle emissioni di CO₂ è più flessibile rispetto al precedente (850 ppm al 2100). Non tutte le regioni collaborano e gli operatori adottano una visione a breve termine quando decidono i loro investimenti.
- Paternalism, dove la responsabilità ambientale è una via di mezzo tra i due casi precedenti e l'obiettivo globale sulle emissioni di CO₂ è lo stesso di Harmony. Tutte le regioni collaborano e gli operatori, quando si tratta di decidere dei loro investimenti, assumono una visione a medio termine.

Prendendo poi come riferimento quest'ultimo scenario ne sono stati definiti degli altri, in modo da poter meglio studiare l'influenza dei parametri tecnici e finanziari sulla fusione. Tali scenari sono:

- LDR, in cui l'hurdle rate⁴ delle tecnologie di generazione è stato diminuito del 50%;
- HDR, in cui l'hurdle rate delle tecnologie di generazione è aumentato del 50%;

⁴ L'hurdle rate è il tasso minimo di rendimento atteso dall'investitore che eroga un finanziamento. Varia principalmente in base all'entità del finanziamento, al tempo di attesa necessario per recuperare il capitale investito e al rischio assunto dall'investitore. L'hurdle rate può essere considerato, più in generale, come il parametro di sbarramento da superare affinché lo sviluppo di un nuovo prodotto prosegua.

- +30%InvCosts, in cui i costi capitale della fusione sono aumentati del 30%;
- -30%InvCosts, in cui i costi capitale della fusione sono diminuiti del 30%;
- No Availability, in la fusione, presumibilmente a causa di problemi tecnici e fisici irrisolti, non viene schierata nel futuro mix energetico. Questa opzione è utile per identificare i principali concorrenti della fusione.

5.2 Risultati ottenuti

In tutti gli scenari analizzati, la fusione è resa disponibile dal 2050. Tuttavia, l'evoluzione del sistema energetico globale derivante dalla minimizzazione dei costi totali del sistema non include questa tecnologia prima del 2070, in ogni caso a causa degli elevati costi di investimento nei primi anni.

La penetrazione della fusione nel sistema elettrico globale è stata analizzata per i diversi scenari e rappresentata in Figura 25.

Il confronto sulla base della composizione del sistema energetico e lo studio dell'influenza dei parametri tecnico-finanziari vengono riportati nei paragrafi qui di seguito.

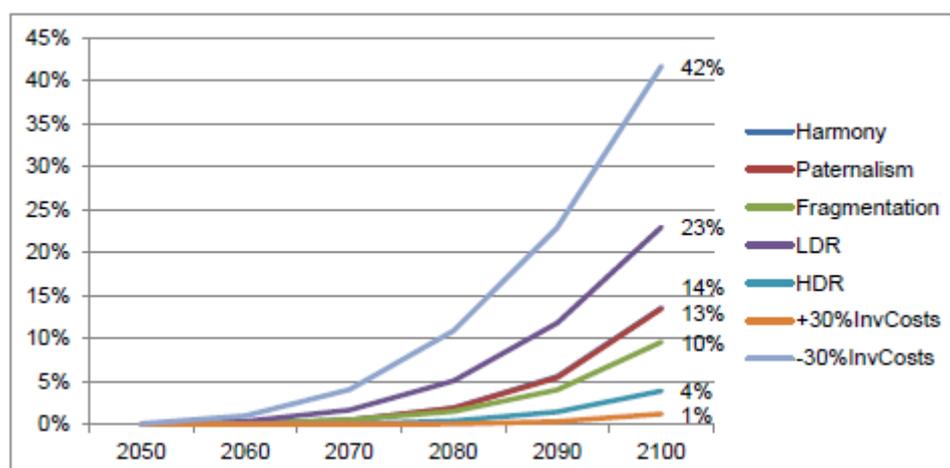


Figura 25 – Livello di penetrazione della fusione negli scenari (Harmony e Paternalism sono sovrapposti in figura)

5.2.1 Raggiungere gli obiettivi climatici

I risultati sull'evoluzione del sistema elettrico globale sono mostrati in Figura 26.

In Paternalism, la produzione di elettricità con le tecnologie convenzionali a combustibili fossili continua a crescere fino al 2040, quando diventa disponibile la Carbon Capture and Storage (CCS). Da lì in poi la generazione fossile si basa in gran parte su centrali a carbone equipaggiate con CCS (9% nel 2050), mentre non vi è alcun contributo da centrali a gas con CCS a causa dell'elevato costo del gas naturale.

Le tecnologie eolica e solare fotovoltaica registrano un notevole aumento e coprono circa 1/6 della produzione di energia elettrica nel 2050. Dopo il 2070 però, quando la fusione entra nel sistema, il

CCS inizia ad essere sostituito dalle tecnologie nucleari, mentre l'eolico e il solare rimangono invariati. Il sistema globale di generazione elettrica nel 2100 fornirebbe il 64% di elettricità tramite le rinnovabili, il 13% con la fusione, l'8% dalla fissione (reattore LWR avanzato) e il 15% per mezzo dei combustibili fossili, corrispondenti al 13% di CCS. In questo scenario, il tasso di crescita medio per le tecnologie a fusione è del 12%/anno.

Simile al precedente, ma con meno produzione di elettricità dovuta all'assunzione di una forte responsabilità ambientale, Harmony presenta un'alta partecipazione di tecnologie a fusione e rinnovabili nel 2100, il 14% e il 75% rispettivamente, e differisce principalmente da Paternalism in una percentuale inferiore di tecnologie a combustibili fossili, 3% e 2% senza e con CCS rispettivamente. Qui, il tasso di crescita medio delle tecnologie a fusione è pari al 12%/anno.

Infine, in Fragmentation, dove la responsabilità ambientale è debole e l'obiettivo globale delle emissioni di CO₂ è più flessibile, la produzione di elettricità è più elevata e vi è un'importante partecipazione degli impianti a carbone e gas, il 23% con CCS e il 17% senza CCS.

Per quanto riguarda le rinnovabili, esse sono responsabili del 48% della generazione totale nel 2100, la quota più bassa nei tre scenari, come anche per le tecnologie nucleari, dove quelle a fusione producono il 10% del totale e quelle a fissione il 3%. Il tasso di crescita medio delle tecnologie a fusione in questo scenario è anche il più basso con lo 0,9%/anno.

Concludendo, la fusione presenta la massima partecipazione al sistema elettrico globale in un mondo con una forte responsabilità ambientale e un rigoroso obiettivo globale per le emissioni di CO₂. In questo mondo, le rinnovabili producono più di due terzi dell'elettricità e il sistema è quasi del tutto decarbonizzato, con solo una quota dell'1% e del 3% di combustibili fossili senza CCS, rispettivamente in Paternalism e Harmonization. [Cabal et al., 2017]

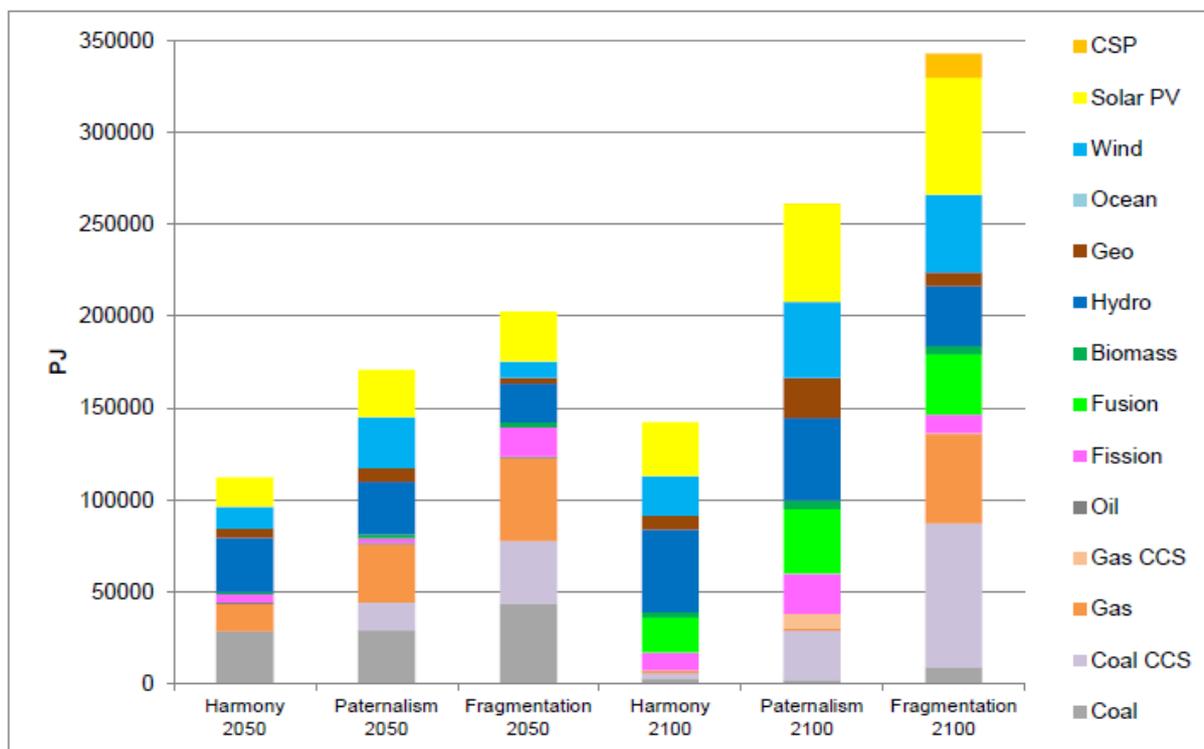


Figura 26 – Produzione di elettricità per fonte al 2050 e 2100 nei tre scenari

5.2.2 Influenza dei parametri tecnico-finanziari

L'analisi della sensibilità su questi parametri per tutte le tecnologie è stata eseguita utilizzando Paternalism come caso di riferimento.

Per quanto riguarda i tassi di sconto, dai risultati ottenuti si ricava che tanto più basso è il tasso, maggiore è la penetrazione della fusione nel sistema. Essa infatti, è una tecnologia ad alti costi del capitale, il quale rappresenta approssimativamente il 70% del costo dell'elettricità [Maisonnier et al., 2005]. Di conseguenza, tassi di sconto più bassi si traducono in un minor costo capitale e in una minore quantità di energia elettrica.

Un tasso maggiore favorisce la penetrazione e lo sviluppo delle tecnologie CCS con gas e carbone dal 2040. Questa è la principale differenza riguardo ai bassi tassi di sconto in cui le tecnologie CCS nel 2100 producono solo il 3% dell'energia elettrica totale e le tecnologie nucleari e rinnovabili, principalmente fotovoltaico, idroelettrico ed eolico, hanno una quota maggiore, specialmente le prime dal 2070 al 2100.

Passando ai costi tecnologici, gli esiti mostrano che essi hanno la maggiore influenza sulle opportunità di mercato della fusione. Quando questi costi sono superiori del 30%, la penetrazione della fusione nel sistema globale diminuisce drasticamente fino a raggiungere l'1% nel 2100. Ciò significa che una maggiorazione dei costi del 30% porta alla non partecipazione delle tecnologie a fusione nel mercato dell'elettricità. In questo caso, l'elettricità derivante dalla fusione è sostituita dalle tecnologie CCS e dalla fissione, con produzioni, al 2100, di quasi il 38% e il 37% in più rispetto allo scenario di riferimento.

Al contrario, quando i costi sono inferiori del 30%, la quota delle tecnologie a fusione raggiunge il 42% nel 2100, il massimo in tutti gli scenari analizzati. Qui la loro produzione di energia aumenta radicalmente, fino a tre volte la quota al 2100 dello scenario Paternalism. [Cabal et al., 2017]

5.2.3 Assenza di fusione

Infine, viene analizzato un sistema senza fusione per identificare le tecnologie ad essa potenzialmente concorrenti. Per il suo studio è stato considerato lo scenario Paternalism, arricchito di un vincolo che vieta l'utilizzo di questa tecnologia.

In questo caso, si è riscontrato che la maggior parte della generazione di elettricità al 2100 proviene dalle rinnovabili (68%) e dal CCS (19%). Le tecnologie a fusione sono principalmente sostituite da quelle CCS e dalla fissione, la cui produzione cresce rispettivamente del 42% e del 37% rispetto allo scenario Paternalism. [Cabal et al., 2017]

5.3 Osservazioni finali

Guardando ai risultati dei diversi scenari, ciò che ne si deduce è che in un mondo dove la responsabilità ambientale è forte e l'obiettivo globale di riduzione delle emissioni di CO₂ è rigoroso, le tecnologie basate sulla fusione presentano la più alta penetrazione nel sistema elettrico globale e contribuiscono, insieme alle rinnovabili, e in una proporzione minore, alla CCS, a realizzare un sistema elettrico globale quasi completamente decarbonizzato.

Il tasso di sconto è un fattore chiave nello sviluppo e nell'implementazione delle tecnologie e, nel caso delle centrali elettriche a fusione, i risultati mostrano che più basso è il tasso, maggiore è la loro penetrazione nel sistema rispetto alle tecnologie CCS, favorite da alti tassi di sconto.

Inoltre, un forte aumento dei costi di investimento per la fusione ha un grande impatto sulla penetrazione di questa tecnologia nel lungo termine, riducendo la sua quota di produzione di elettricità dal 13% nel caso di riferimento all'1%. Pertanto, mantenere tali tecnologie competitive in termini di costi sembra essere la strategia principale per la fusione per riuscire a farsi strada nel sistema elettrico globale a lungo termine.

Nel caso in cui la fusione non fosse disponibile in futuro, le principali tecnologie favorite dalla sua assenza sono la CCS e la fissione, le quali incrementano la loro produzione rispettivamente del 42% e del 37%. [Cabal et al., 2017]

CAPITOLO 6: PLEXOS

Gli scenari di EUROfusion che sono stati presentati nel capitolo precedente sono stati elaborati utilizzando uno strumento che non è in grado di eseguire valutazioni su base oraria, cosa che risulta necessaria quando si modellano dei sistemi di generazione caratterizzati da un'alta penetrazione da fonte rinnovabile. In questi sistemi infatti, essendo l'intermittenza dovuta appunto a tali fonti elevata, è essenziale studiare domanda e generazione ora per ora.

Per eseguire questa considerazione si è deciso di utilizzare un software di simulazione commerciale in grado di realizzare modelli di dispacciamento a piena risoluzione temporale: PLEXOS.

Di seguito sono introdotte le caratteristiche e le funzionalità di questo programma.

6.1 Modello integrato di simulazione

PLEXOS è un simulatore di mercati energetici che integra più algoritmi in un singolo prodotto, e ciò lo rende un potente strumento per ottimizzare i sistemi di elettricità, gas e acqua lungo diversi orizzonti temporali. Offre soluzioni ottimizzate attraverso previsioni che consentono di determinare l'investimento ottimale e le decisioni a breve termine. Per eseguire una buona pianificazione è fondamentale avere un'informazione il più completa possibile, in modo da sapere come, dove e quando investire. E questo è solo il primo passo. Lo stesso accade quando si integrano le energie rinnovabili in qualsiasi sistema. È necessario esplorare in profondità per assimilare tutte le informazioni. Ma nulla di tutto ciò sarebbe possibile senza simulazioni simili alla vita reale che portano a minimizzare i costi e a massimizzare i profitti. Riportando un'affermazione dei funzionari di Energy Exemplar: "Questo è esattamente ciò che si ottiene con PLEXOS, il software di simulazione energetica leader a livello mondiale per la modellizzazione di energia rinnovabile". [Energias Renovables, 2017]

6.1.1 Potenzialità di PLEXOS

La tecnologia basata sull'ottimizzazione del software PLEXOS offre un grado di flessibilità che facilita l'analisi della generazione intermittente di fonti rinnovabili. La chiave sta nel fatto che PLEXOS può facilmente passare da fasi di simulazione orarie a fasi con intervalli più brevi con i minimi dati di input.

Esso può generare soluzioni di successo per quanto riguarda il difficile problema di fornire generazione di backup per le risorse di generazione intermittente (co-ottimizzazione dell'energia con i servizi ausiliari).

Grazie a queste potenti caratteristiche, PLEXOS è lo strumento privilegiato per condurre studi sull'integrazione delle energie rinnovabili. Esso è rimasto in linea con i recenti progressi nella tecnologia delle batterie ed è stato il primo software sul mercato in grado di collocare dispositivi di accumulo di energia nella rete di trasmissione su larga scala. Lo strumento per modellare le batterie è in grado di rappresentare tutti i tipi di tecnologie per lo stoccaggio di energia, consentendo così lo

sviluppo di modelli a breve o lungo termine per applicazioni su larga scala delle tecnologie di storage più promettenti. Tra i suoi strumenti disponibili include: servizi ausiliari, pianificazione dello stoccaggio dell'energia, mitigazione dell'integrazione di fonti rinnovabili e simulazione di micro-grid. "PLEXOS si sta espandendo ad alta velocità ed è il software più veloce e sofisticato attualmente disponibile, e anche il migliore per rapporto qualità-prezzo". La sua continua innovazione ed evoluzione gli permette anche di adattarsi all'arrivo di nuove tecnologie. [Energias Renovables, 2017] PLEXOS offre simulazioni su vari orizzonti temporali, tra cui la simulazione sub-oraria, capace di modellare sia il mercato spot del giorno prima sia quello in tempo reale. Supporta anche multiple analisi spaziali, che vanno da un modello di rete nodale completo a un modello zonale o regionale. In quanto tale, è in grado di calcolare il prezzo marginale del sistema, i costi e le perdite di congestione della trasmissione e altri parametri di mercato. PLEXOS offre gli stessi algoritmi che gli operatori di mercato utilizzano per dispacciare i loro mercati, ed è spesso utilizzato dagli stessi per eseguire studi interni ed esterni.

Tutte le funzionalità offerte da PLEXOS consentono agli utenti la possibilità di catturare le complessità dei mercati elettrici deregolamentati in un'unica piattaforma software. [PLEXOS, 2014]

6.1.2 Funzioni e applicazioni di PLEXOS

Come detto prima, PLEXOS è uno strumento molto potente e permette di eseguire molte operazioni. Alcune delle funzioni per cui PLEXOS viene utilizzato sono [PLEXOS WIKI, 2018]:

- Previsione del prezzo
- Simulazione ed analisi del mercato dell'energia
- Operazioni di pianificazione dettagliate ed ottimizzazione degli impianti di potenza e della rete
- Negoziazione e supporto decisionale strategico
- Pianificazione dell'espansione della capacità di generazione e trasmissione
- Analisi dell'integrazione delle rinnovabili
- Co-ottimizzazione dei servizi ancillari e del dispacciamento energetico
- Analisi della trasmissione e gestione delle congestioni
- Ottimizzazione e valutazione del portafoglio di generazione
- Gestione del rischio ed ottimizzazione stocastica

6.2 Le fasi di simulazione

Le simulazioni eseguite da PLEXOS possono essere scomposte in quattro fasi distinte, ognuna avente il proprio compito. Esse vengono eseguite in ordine e sono:

- Simulazione a lungo termine (LT Plan);
- PASA (Projected Assessment of System Adequacy);
- Simulazione a medio termine (MT Schedule);

- Simulazione a breve termine (ST Schedule).

Nel nostro caso sono state sfruttate tutte le fasi di simulazione, fatta eccezione per PASA (che ha il compito di creare eventi di manutenzione per le successive fasi MT e ST e produce come output le riserve di capacità previste).

Nel seguito verranno descritte in dettaglio queste fasi.

6.2.1 Simulazione LT

Questa fase di simulazione viene utilizzata per pianificare decisioni di espansione della capacità di generazione, ovvero trovare la combinazione ideale di nuovi impianti costruiti e dismessi e aggiornamenti del sistema di trasmissione. In altre parole, qui vengono stabiliti i piani di investimento da attuare. L'obiettivo è quello di ridurre al minimo il valore attuale netto dei costi totali del sistema, in una pianificazione con un orizzonte temporale a lungo termine. Tale orizzonte dovrebbe in genere essere compreso tra 10 e 30 anni, sebbene qualsiasi periodo sia effettivamente possibile.

L'LT Plan viene eseguito prima di tutte le altre fasi ed è completamente integrata con queste. Si occupa in modo appropriato degli effetti di sconto e di fine anno. [PLEXOS WIKI, 2018]

Il problema di ottimizzazione tiene conto nella funzione obiettivo di due tipi di costi: costi di capitale (costi per la costruzione di nuovi generatori e di espansione della trasmissione) e costi di produzione (costo di gestione del sistema con un determinato insieme di impianti esistenti e nuovi e della rete di trasmissione, nonché il costo figurativo dell'energia non servita). La simulazione a lungo termine di default copre l'intero orizzonte di pianificazione in un singolo "passo" di ottimizzazione, mentre offre all'utente la possibilità di controllare il tipo di cronologia utilizzata e scegliere tra preservare la cronologia completa (cronologia adattata) o utilizzare una cronologia parziale (curve di durata del carico, LDC).

La soluzione al piano di espansione a lungo termine di PLEXOS è illustrata in Figura 27. L'asse x corrisponde agli investimenti, l'asse y ai costi. Al crescere degli investimenti, i costi di produzione $P(x)$ diminuiscono, mentre i costi del capitale $C(x)$ aumentano. Il costo totale è la somma delle due voci $C(x)+P(x)$. La simulazione ritorna l'ottima decisione di investimento (x^*), sempre rispettando i vincoli operativi e di investimento. [PLEXOS, 2014]

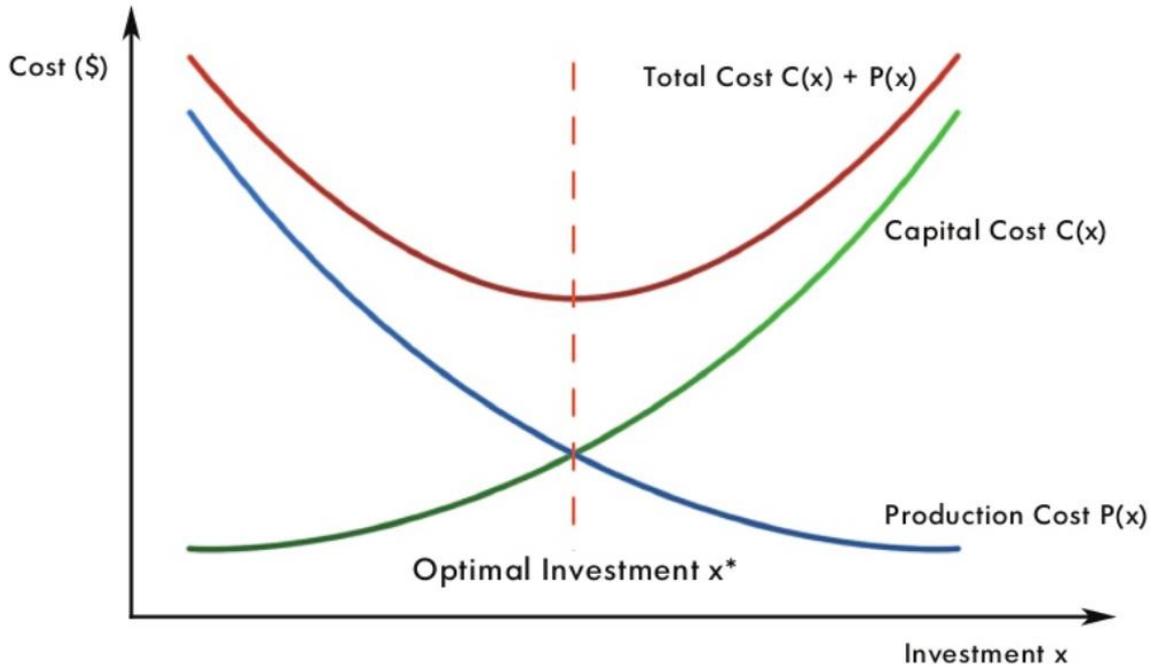


Figura 27 – Curve dei costi di produzione (blu), dei costi del capitale (verde) e dei costi totali (rossa) in funzione degli investimenti x

I vincoli di investimento possono includere: margini di riserva regionali di capacità, aggiunta di nuovi impianti e pensionamenti (ad esempio massimo numero di impianti costruiti o pensionati), durata della vita tecnica ed economica dell'impianto, regole nel mix tecnologico e/o del combustibile utilizzato, standard del portafoglio di energia rinnovabile, etc.

La formula di cui deve trovare il minimo è:

$$\sum_y \sum_g \frac{1}{(1+a)^y} (\text{BuildCost}_g \cdot \text{GenBuild}_{g,y}) + \sum_y \frac{1}{(1+a)^y} \left[\text{FO\&M} \cdot 1000 \cdot P_{\max} \cdot \left(\text{Unit\&Installate}_g \cdot \sum_{i \leq y} \text{GenBuild}_{g,i} \right) \right] + \sum_t \frac{1}{(1+a)^t} \cdot L_t \cdot \left[\text{Voll} \cdot \text{UnservedEnergy}_t + \sum_g (\text{SRMC}_g \cdot \text{GenLoad}_{g,t}) \right]$$

Dove:

a =tasso di sconto

$\text{GenBuild}_{g,y}$ =numero di unità costruite del generatore g nell'anno y

L_t =durata del periodo di dispacciamento

SRMC_g =short-run marginal cost del generatore g , ovvero $=\text{HeatRate} * \text{FuelPrice} + \text{VO\&M}$ $\left[\frac{\text{€}}{\text{MWh}} \right]$

$\text{GenLoad}_{g,t}$ =livello di dispacciamento del generatore g nel periodo t

$Voll$ =Value of lost load

I vincoli da rispettare sono:

- 1) Bilancio energetico

$$\sum_g GenLoad_{g,y} + UnservedEnergy_t = Demand_t \quad \forall t$$

- 2) Dispacciamento energetico fattibile

$$GenLoad_{g,t} \leq PMAX(Units_g + \sum_{i \leq y} GenBuild_{g,i})$$

- 3) Costruzioni fattibili

$$\sum_{i \leq y} GenBuild_{g,i} \leq MaxUnitsBuilt_{g,y}$$

- 4) Integralità

$$GenBuild_{g,y} \text{ intero}$$

- 5) Adeguatezza della capacità

$$\sum_g PMAX_g \left(Units_g + \sum_{i \leq y} GenBuild_i \right) + CapShort_y \geq PeakLoad_y + ReserveMargin_y \quad \forall y$$

Dove:

$CapShort_y$ =carezza di capacità nell'anno y

$PeakLoad_y$ =picco di potenza richiesto nell'anno y

$ReserveMargin_y$ =margine richiesto per la massima potenza domandata nell'anno y

L'effetto di questo ultimo vincolo è quello di garantire che le nuove costruzioni avvengano non solo per ragioni economiche, ma anche per soddisfare il margine di riserva della capacità: questo vincolo può anche ritardare il fine vita economico degli impianti.

Il tasso di interruzione forzata del generatore (FOR) e il tasso di manutenzione (MOR) sono inclusi nella formulazione del piano LT. FOR e MOR vengono sottratti al contributo energetico dei generatori, quindi l'equazione 2 cambia in:

$$GenLoad_{g,t} \leq (1 - MOR_g \cdot MF_t - FOR_g) \cdot PMAX_g \cdot (Units_g + \sum_{i \leq y} GenBuild_{g,i})$$

Dove:

MF_t =fattore di manutenzione della regione nel periodo t

Questo vincolo tiene conto dei tassi di indisponibilità degli impianti nella fattibilità del dispacciamento energetico.

Le decisioni di costruzione/dismissione a lungo termine adottate verranno poi automaticamente trasmesse alle fasi successive, fornendo una soluzione senza soluzione di continuità. [PLEXOS WIKI, 2018]

6.2.2 Simulazione MT

La programmazione a medio termine gestisce tutti i vincoli definiti dall'utente, compresi quelli che si estendono su diverse settimane (limiti di energia, quote di emissione, approvvigionamento di combustibile, ecc.) e li decompone in vincoli abbastanza brevi da poter essere gestiti dalla simulazione a breve termine. Essa si occupa anche di ottimizzare l'accumulo idroelettrico lungo l'intero periodo della simulazione. [PLEXOS WIKI, 2018]

6.2.2.1 Il problema di ottimizzazione dell'accumulo idrico

I sistemi di potenza con generazione sia idroelettrica che termica richiedono un approccio sistematico e coordinato per determinare una politica ottimale per le operazioni di bacino. L'obiettivo di uno strumento di pianificazione idro-termoelettrica è ridurre al minimo i costi termici previsti durante il periodo di simulazione. Questi tipi di problemi richiedono generalmente un'analisi stocastica per far fronte all'incertezza degli afflussi. Ciò può aumentare la dimensione matematica del problema e può facilmente diventare ingombrante da risolvere.

PLEXOS Integrated Energy Model offre molte funzionalità per affrontare il problema del coordinamento idro-termico. Inoltre, offre una perfetta integrazione di fasi, consentendo di determinare una soluzione di pianificazione ottimale a medio termine e quindi utilizzare i risultati ottenuti in un dettagliato unit commitment e dispacciamento economico (UCED) a breve termine, con maggiore granularità. [Valdebenito, 2014]

6.2.2.2 La difficoltà del coordinamento idrico-termico

Il coordinamento sistematico di un sistema composto da impianti sia idroelettrici che termici richiede la determinazione di una strategia operativa che, per ogni fase dell'orizzonte di pianificazione, produca un piano di programmazione per la generazione. Questa strategia riduce al minimo il costo operativo previsto lungo il periodo, che è composto principalmente da costi del combustibile più penali per il mancato approvvigionamento del carico. Il problema diventa complesso da risolvere perché generalmente nei sistemi idroelettrici:

- I flussi naturali (per natura) sono processi stocastici.
- La disponibilità di acqua immagazzinata nei bacini è limitata.
- Esistono complessi sistemi idroelettrici a cascata.
- Vi sono politiche di utilizzo dell'acqua e rilasci ambientali, come gli insediamenti di irrigazione.

L'acqua come combustibile è gratuita, ma il suo costo opportunità è fondamentale per trovare la strategia ottimale per le operazioni. Questo problema crea la necessità di una decisione in un determinato periodo di tempo. Gli accumuli non possono essere scaricati troppo in fondo, il che potrebbe comportare problemi di generazione o una produzione termica eccessiva. D'altra parte, vogliamo anche evitare la fuoriuscita di acqua e le opportunità di generazione perse.

La Figura 28 riassume il dilemma che un pianificatore di un impianto idroelettrico deve affrontare per azionare un bacino. [Valdebenito, 2014]

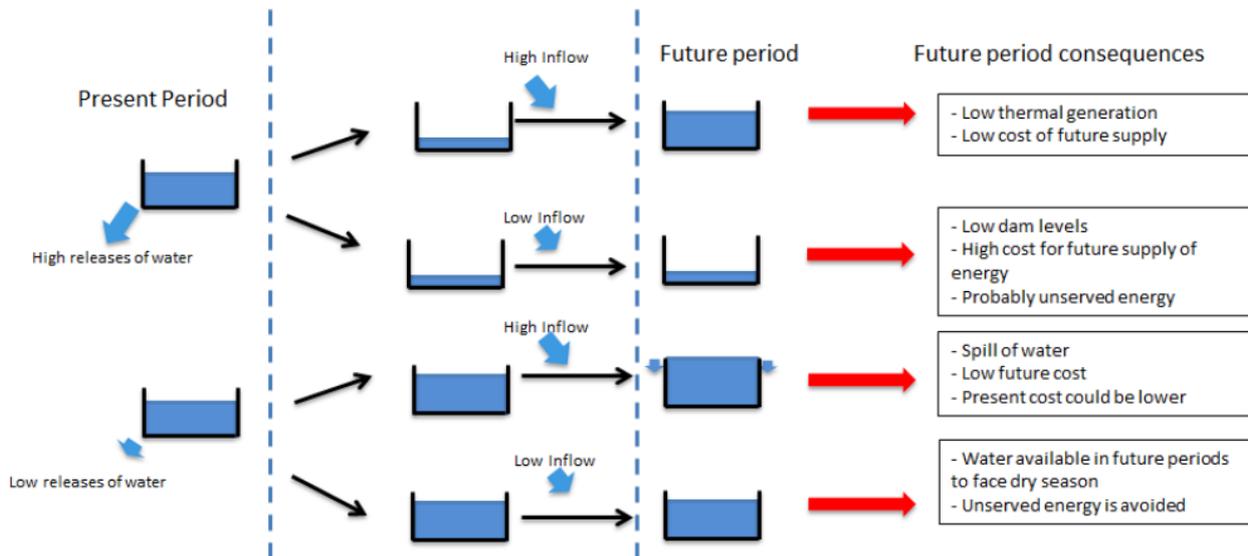


Figura 28 – Diagramma che mostra il dilemma che un pianificatore di un impianto idroelettrico deve affrontare in condizioni di incertezza

6.2.2.3 Soluzione ottima

PLEXOS può trovare una politica di rilascio idrico che minimizzi il costo termico previsto formulando un problema di ottimizzazione come il seguente:

$$\text{Min}\{\text{Costi Variabili}\}$$

Soggetto a:

Equazioni di Bilancio Energetico

Limiti di flusso

Limiti di Generazione

$$\text{Bilancio idrico: } S_{t+1} = S_t + Q_{inflow} - Q_{release}$$

L'equazione dell'equilibrio idrico mostra il legame tra le decisioni sia nel presente che nel futuro. Poiché l'acqua è gratuita (senza costi del combustibile) è necessario specificare una condizione finale in modo da minimizzare i costi termici lungo il periodo di simulazione e per evitare che l'accumulo sia completamente scaricato. Queste condizioni finali possono essere rappresentate come un obiettivo per i costi di opportunità o come una deviazione dagli obiettivi, in genere nota come funzione di costo futuro o funzione valore di scarto.

Per gestire l'incertezza negli afflussi, PLEXOS offre tecniche di ottimizzazione stocastica sia in 2 stadi che in modalità multistadio. Entrambe le tecniche riducono al minimo il costo previsto (o i vantaggi massimi) del sistema. [Valdebenito, 2014]

6.2.2.4 Programmi MT e ST

Per determinare obiettivi ottimali o deviazioni dagli obiettivi, PLEXOS ha la possibilità di analizzare un orizzonte più lungo utilizzando l'analisi a medio termine (MT) e, se la dimensione matematica del problema è irrisolvibile, una riduzione della granularità (chiamata blocchi di domanda) può essere applicata per produrre un problema matematico che sia più veloce da risolvere. Quindi gli obiettivi o le deviazioni dagli obiettivi possono essere calcolati da questa soluzione ottimale. Questa semplificazione produce un volume finale del bacino ad ogni blocco, quindi il problema MT passa l'obiettivo o la funzione di costo futuro a ciascun passo del programma a breve termine (ST) in modo da ottenere una politica di rilascio con una risoluzione più elevata. La Figura 29 mostra un esempio di target MT (linea rossa) e volumi finali ST (area blu). [Valdebenito, 2014]

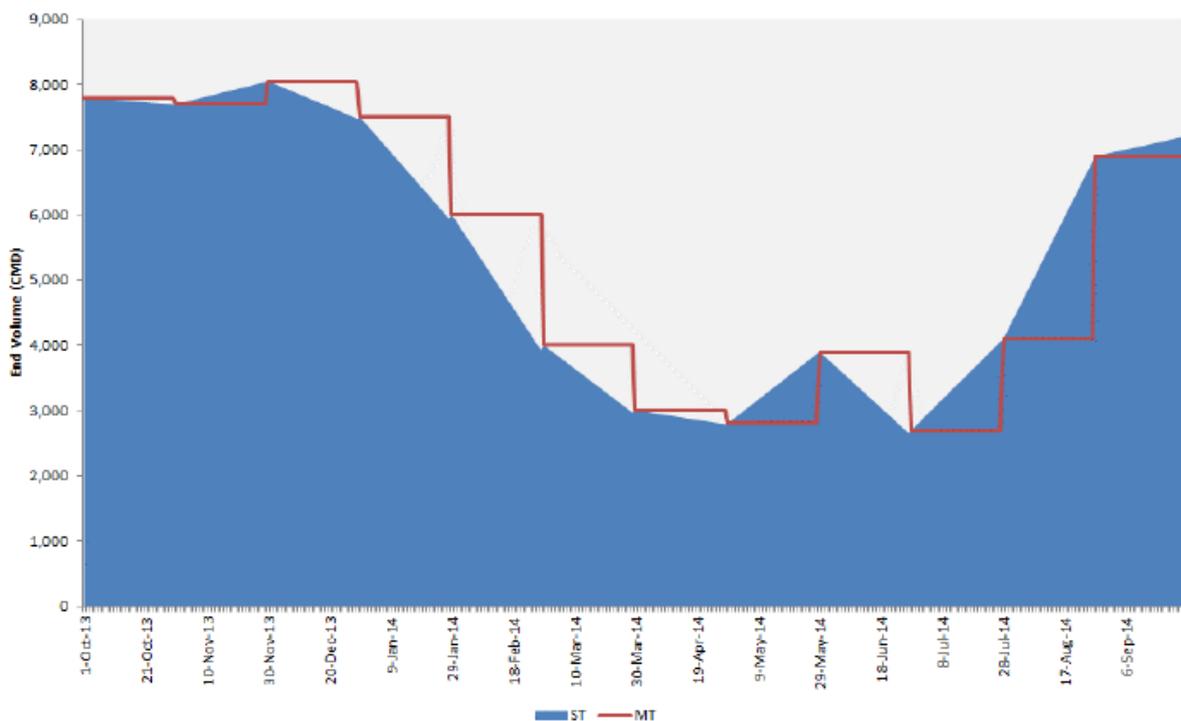


Figura 29 – Volumi finali MT vs ST

6.2.2.5 Impianti elettrici di pompaggio

Gli impianti di pompaggio immagazzinano energia sotto forma di acqua (Figura 30). Le pompe spostano l'acqua da un serbatoio di altezza inferiore (bacino inferiore) ad uno ad un'altezza più elevata (bacino superiore). Per ottimizzare il funzionamento di un impianto di pompaggio, PLEXOS formula un problema di ottimizzazione per decidere quando rilasciare e pompare acqua al fine di ridurre al minimo i costi (o massimizzare i benefici). In generale, ci si dovrebbe aspettare che l'energia elettrica fuori picco a basso costo venga utilizzata per far funzionare le pompe e durante i periodi di elevata domanda elettrica e prezzo elevato, l'acqua immagazzinata viene rilasciata attraverso le turbine per generare energia. [Valdebenito, 2014]

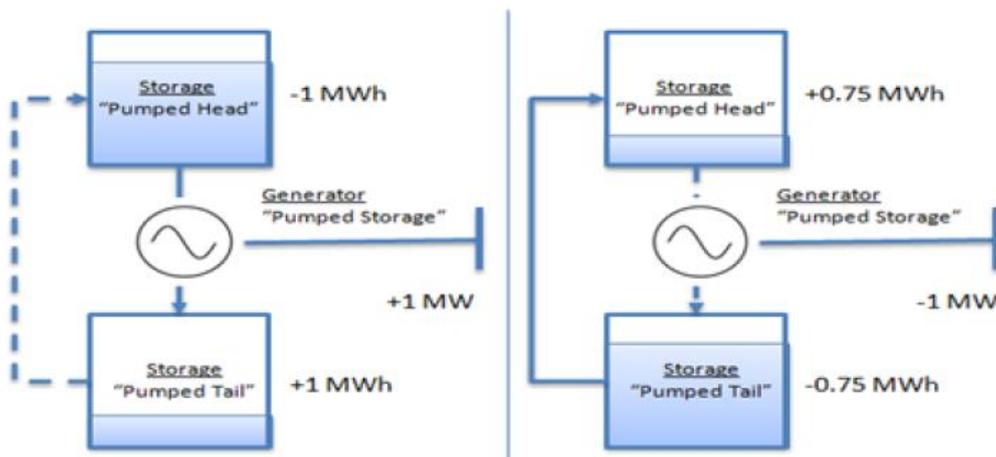


Figura 30 – Ciclo di un impianto di pompaggio. Generazione a sinistra ed accumulo a destra (rendimento dell'accumulo 75%)

6.2.3 Simulazione ST

La programmazione a breve termine riceve informazioni da quella MT che gli consentono di gestire correttamente i vincoli di lungo periodo in questo intervallo di tempo più breve.

Tale fase di simulazione si distingue da quelle precedenti in quanto modella i giorni dell'orizzonte temporale a piena risoluzione. All'impostazione predefinita questo significa ogni ora, ma la risoluzione può essere personalizzata su qualsiasi lunghezza possibile. Gli utenti, per le loro simulazioni, possono scegliere step di ottimizzazione orari, giornalieri o settimanali con una risoluzione che va dal minuto fino a più ore, lungo l'orizzonte del problema completo (in genere 1 anno o più). Ad esempio, un modello eseguito con una durata di ottimizzazione di 1 ora e un periodo di 1 giorno, con un orizzonte di 1 anno eseguirà 365 singole ottimizzazioni giornaliere con una risoluzione di 1 ora ciascuna. Per evitare problemi con vincoli intertemporali (vale a dire lo unit commitment di unità di grandi dimensioni e di grandi unità di accumulo), ai limiti del passo di simulazione viene adottato un periodo di "look-ahead". Questo periodo di previsione è definito dall'utente. Look ahead significa che all'ottimizzatore vengono fornite informazioni su ciò che accade dopo tale periodo di ottimizzazione. PLEXOS risolve quindi questo periodo completo (cioè periodo di simulazione + periodo di previsione), ma vengono mantenuti solamente i risultati del periodo di

simulazione. Il periodo di previsione condivide la stessa risoluzione temporale dell'intervallo di ottimizzazione. [Deane et al., 2014]

Come obiettivo principale, la programmazione ST si propone di risolvere lo unit commitment e di emulare il dispacciamento e il prezzo dei veri motori di mercato. [PLEXOS WIKI, 2018]

6.2.3.1 Unit Commitment

Lo Unit Commitment cerca una combinazione ottimale per le decisioni di accensione e spegnimento delle unità generatrici lungo un certo orizzonte temporale, in modo da soddisfare i requisiti di carico e di riserva previsti, rispettando i vincoli tecnici ed economici dichiarati. Le decisioni di on/off devono implicare sia una soluzione fattibile sia una soluzione ottimale in termini di costo totale del sistema (compresi i costi di avvio e arresto). Lo UC fa parte dell'algorithm UCED, dove il dispacciamento economico ED si riferisce all'ottimizzazione dei livelli di dispacciamento dei generatori. La soluzione al problema fornisce per ogni unità di generazione in ogni intervallo temporale, la decisione di impegno, ovvero lo stato di acceso/spento, e la decisione di dispacciamento economico, cioè la potenza in uscita se la centrale è funzionante. Lo UC ed ED sono co-ottimizzati in modo tale da ridurre al minimo sia i costi dell'UC, come i costi di avvio, sia i costi di dispaccio ED, come i costi del combustibile e gli O&M. [PLEXOS WIKI, 2018]

La decisione dello UC viene in genere impiegata a partire da qualche ora fino a qualche giorno prima del dispacciamento effettivo, poiché la maggior parte delle centrali non può essere avviata rapidamente. La decisione relativa all'ED viene in genere impiegata da minuti a ore prima della consegna effettiva, poiché la modifica della potenza in uscita da una centrale funzionante richiede meno tempo rispetto all'avvio di un altro impianto. Il problema della decisione di impiego (UC) si traduce in una formulazione matematica più complessa rispetto alla decisione ED, a causa della natura binaria della decisione on/off. [Van den Bergh et al., 2015]

6.2.3.2 Obiettivi dello UCED

Gli obiettivi dello UC dipendono principalmente da due varianti:

1. Ridurre al minimo i costi di produzione dell'energia soddisfacendo la domanda nell'orizzonte di pianificazione. La funzione obiettivo è espressa come somma del costo del combustibile, del costo di avviamento e del costo di spegnimento
2. Massimizzare i profitti della produzione di energia

Il costo operativo totale per l'intero periodo della programmazione è la somma del costo di produzione e dei costi di avvio/arresto di tutte le unità generatrici. [Chitra, Amudha, 2017]

6.2.3.3 Risoluzione della simulazione

Generalmente la modellizzazione viene eseguita utilizzando tecniche di programmazione lineare deterministica che mirano a minimizzare la funzione obiettivo del costo operativo totale della generazione, soggetta a una serie di vincoli. La forza della programmazione lineare risiede nella sua capacità di trovare in modo efficiente la soluzione ottimale per un problema che potrebbe avere un gran numero di variabili decisionali. I programmi lineari sono problemi che possono essere espressi in forma canonica:

$$\begin{aligned} &\text{massimizza } c^T x \\ &\text{soggetto a } Ax \leq b \end{aligned}$$

dove x rappresenta il vettore di variabili (da determinare), mentre c e b sono vettori di coefficienti (noti) e A è una matrice (nota) di coefficienti. L'espressione da massimizzare o minimizzare è chiamata funzione obiettivo, $c^T x$ in questo caso. Le equazioni $Ax \leq b$ sono i vincoli su cui deve essere ottimizzata la funzione obiettivo.

All'interno del processo di modellazione dello unit commitment, le decisioni di attivazione/disattivazione per ciascuna unità devono essere prese. Questo è necessario per modellare correttamente i parametri tecnici dei generatori, come ad esempio la minima generazione stabile e i tempi minimi di funzionamento e arresto. L'inclusione di questi vincoli tecnici introduce però variabili decisionali che hanno la necessità di assumere un valore intero. La presenza delle variabili intere impone che il problema non possa essere risolto come un semplice programma lineare. Quindi, per risolvere ciò, PLEXOS utilizza la programmazione a numeri interi misti (MIP). Così facendo il software è in grado di replicare realisticamente l'effettivo funzionamento del generatore nel mercato fisico, in quanto tutti i vincoli tecnici possono essere modellati e rispettati. [Chiodi et al., 2011]

6.2.3.4 Formulazione matematica

Una formulazione MIP del problema UCED consiste in una funzione obiettivo, che ha lo scopo di minimizzare il costo totale del sistema operativo, soggetta a diversi vincoli di sistema. Essa è ampiamente descritta in letteratura. Un problema a numeri interi viene risolto tanto più velocemente quanto più è compatta e breve è la sua formulazione. [Chiodi et al., 2011] Di seguito, per l'espressione della funzione obiettivo e dei suoi vincoli sono stati utilizzati i parametri elencati in tabella 2.

Tabella 2 – Parametri e variabili impiegate nella formulazione matematica del problema UCED

Parametri e variabili utilizzati	Definizione	Unità di misura/valori adottabili
Δt	risoluzione temporale	[h]
η_j^c	efficienza di ricarica dell'unità di accumulo r	[/]
η_j^d	efficienza di scarica dell'unità di accumulo r	[/]
$A_{n,i}^{plant}$	matrice che collega la centrale elettrica i al nodo n	(0,1)

$A_{n,j}^{stor}$	matrice che collega l'unità di accumulo j al nodo n	(0,1)
$D_{n,t}$	domanda di energia elettrica al nodo n al tempo t	[MW]
$\overline{LC}_{n,t}$	carico riducibile disponibile al nodo n al tempo t	[MW]
LCC_n	costo di riduzione del carico al nodo n	[\Delta t EUR/MWh]
$\overline{LS}_{n,t}$	massimo carico accumulabile al nodo n al tempo t	[MW]
$\overline{LSE}_{n,t}$	massima energia accumulabile al nodo n al tempo t	[MWh]
$\underline{LSE}_{n,t}$	minima energia accumulabile al nodo n al tempo t	[MWh]
$MC_{i,t}$	pendenza della curva dei costi di generazione della centrale elettrica i all'istante t	[\Delta t EUR/MWh]
MDT_i	tempo di inattività minimo della centrale elettrica i	[\Delta t]
MUT_i	tempo minimo di accensione della centrale elettrica i	[\Delta t]
$NC_{i,t}$	costo di generazione alla potenza minima della centrale elettrica i al tempo t	[\Delta t EUR/h]
\overline{P}_i	potenza massima della centrale elettrica i	[MW]
\underline{P}_i	potenza minima della centrale elettrica i	[MW]
\overline{PC}_j	massima potenza di carica dell'unità di accumulo j	[MW]
\overline{PD}_j	massima potenza di scarica dell'unità di accumulo j	[MW]
\overline{PE}_j	contenuto massimo di energia dell'unità di accumulo j	[MWh]
\underline{PE}_j	contenuto energetico minimo dell'unità di accumulo j	[MWh]
RC_i	costo della rampa della centrale elettrica i	[EUR/MW]
RCC_n	costo di riduzione delle fonti rinnovabili	[\Delta t EUR/MWh]
RD_i	massimo ramp-down rate della centrale elettrica i	[MW/\Delta t]
RU_i	massimo ramp-up rate della centrale elettrica i	[MW/\Delta t]
$RES_{n,t}$	generazione rinnovabile disponibile al nodo n al tempo t	[MW]
SDC_i	costo di spegnimento della centrale elettrica i	[EUR]
SUC_i	costo di avviamento della centrale elettrica i	[EUR]
SD_i	tasso massimo di spegnimento della centrale elettrica i	[MW/\Delta t]

SU_i	massimo tasso di avviamento della centrale elettrica i	[MW/ Δt]
TC_l	costo di trasmissione per la linea l	[Δt EUR/MWh]
$f_{l,t}$	flusso di potenza attraverso la linea l al tempo t	[MW]
$inj_{n,t}$	iniezione di rete al nodo n al tempo t	[MW]
$lc_{n,t}$	riduzione del carico al nodo n al tempo t	[MW]
$ls_{n,t}$	carico accumulabile al nodo n al tempo t	[MW]
$lse_{n,t}$	energia del carico accumulabile al nodo n al tempo t	[MWh]
$p_{i,t}$	produzione di energia della centrale elettrica i al di sopra della potenza minima al tempo t	[MW]
$pc_{j,t}$	potenza di carica dell'unità di accumulo j al tempo t	[MW]
$pd_{j,t}$	potenza di scarica dell'unità di accumulo j al tempo t	[MW]
$pe_{j,t}$	livello di energia dell'unità di accumulo j al tempo t	[MWh]
$r_{i,t}^+$	riserva di spinning verso l'alto dalla centrale elettrica i al tempo t	[MW]
$r_{i,t}^-$	riserva di spinning verso il basso dalla centrale elettrica i al tempo t	[MW]
$rc_{n,t}$	riduzione delle energie rinnovabili al nodo n al tempo t	[MW]
$v_{i,t}$	stato di avviamento della centrale elettrica i all'istante t	(0,1)
$w_{i,t}$	stato di spegnimento della centrale elettrica i all'istante t	(0,1)
$z_{i,t}$	stato on/off della centrale elettrica all'istante t	(0,1)

Funzione obiettivo

La funzione obiettivo è ridurre al minimo il costo totale del sistema operativo, costituito da costi di generazione, costi di avviamento, costi di spegnimento, costi di rampa, costi di trasmissione, costi di riduzione del carico e costi di riduzione delle energie rinnovabili.

$$\begin{aligned}
\min \sum_t \sum_i & cost_{i,t}^{gen} + cost_{i,t}^{start} + cost_{i,t}^{stop} + cost_{i,t}^{ramp} \\
& + \sum_t \sum_l cost_{l,t}^{trans} + \sum_t \sum_n cost_{n,t}^{lc} + cost_{n,t}^{rc}
\end{aligned}$$

I costi di generazione comprendono i costi del combustibile, i costi delle emissioni di CO₂ e i costi variabili di esercizio e manutenzione (O&M). Il costo di generazione di una centrale elettrica dipende

dal tempo (a causa del cambiamento del combustibile e dei prezzi delle emissioni di CO₂) e dalla produzione (a causa dell'efficienza di generazione che dipende dalla potenza in uscita). La curva di costo non lineare è linearizzata come segue:

$$cost_{i,t}^{gen} = NC_{i,t}z_{i,t} + MC_{i,t}p_{i,t} \quad \forall i, \forall t$$

I costi di avviamento sono:

$$cost_{i,t}^{start} = SUC_i v_{i,t} \quad \forall i, \forall t$$

I costi di spegnimento sono:

$$cost_{i,t}^{stop} = SDC_i w_{i,t} \quad \forall i, \forall t$$

I costi di rampa sono:

$$\begin{aligned} 0 \leq cost_{i,t}^{ramp} &\geq RC_i(p_{i,t} - p_{i,t-1} - v_{i,t}\bar{P}_i) \quad \forall i, \forall t \\ 0 \leq cost_{i,t}^{ramp} &\geq RC_i(p_{i,t-1} - p_{i,t} - w_{i,t}\bar{P}_i) \quad \forall i, \forall t \end{aligned}$$

I costi di trasmissione sono:

$$cost_{l,t}^{trans} \geq TC_l |f_{l,t}| \quad \forall l, \forall t$$

I costi di riduzione del carico sono:

$$cost_{n,t}^{lc} = LCC_n lc_{n,t} \quad \forall n, \forall t$$

I costi di riduzione delle energie rinnovabili sono:

$$cost_{n,t}^{rc} = RCC_n rc_{n,t} \quad \forall n, \forall t$$

I vincoli a cui deve sottostare la funzione obiettivo sono:

1) Vincolo di mercato

Il vincolo di mercato impone l'equilibrio tra domanda e offerta per ogni nodo in ogni intervallo temporale. Il rapporto domanda/offerta è costituito dalla generazione da unità convenzionali, ricarica (scarica) da unità di stoccaggio, generazione da fonti rinnovabili, il carico di energia elettrica e il carico ammissibile (riducibile e immagazzinabile) e le iniezioni nella rete elettrica.

$$\begin{aligned} \sum_i A_{n,i}^{plant} (z_{i,t} P_i^{min} + p_{i,t}) + \sum_j A_{n,j}^{stor} (pd_{j,t} - pc_{j,t}) + RES_{n,t} - rc_{n,t} \\ = D_{n,t} - lc_{n,t} + ls_{n,t} + inj_{n,t} \quad \forall n, \forall t \end{aligned}$$

2) Riduzione delle energie rinnovabili

La produzione di elettricità da fonti rinnovabili (e unità di cogenerazione) è principalmente determinata da altri fattori oltre alla domanda di energia elettrica (ad esempio, condizioni meteorologiche, sussidi) ed è quindi solo in misura limitata spacciabile. La generazione rinnovabile può quindi essere ridotta.

3) carico flessibile

Sono presi in considerazione due tipi di carico flessibile: carico riducibile e carico immagazzinabile. Il contenimento del carico (o perdita di carico) è limitato dal carico riducibile disponibile:

$$0 \leq lc_{n,t} \leq \overline{LC}_{n,t} \quad \forall n, \forall t$$

Il carico immagazzinabile è caratterizzato da un limite di energia, un limite di potenza e un'equazione di bilancio energetico, rispettivamente:

$$\begin{aligned} \underline{LSE}_{n,t} &\leq lse_{n,t} \leq \overline{LSE}_{n,t} \quad \forall n, \forall t \\ 0 &\leq ls_{n,t} \leq \overline{LS}_{n,t} \quad \forall n, \forall t \\ lse_{n,t} &= lse_{n,t-1} + \Delta t ls_{n,t} \quad \forall n, \forall t \end{aligned}$$

4) Limiti di generazione delle centrali elettriche

Una centrale elettrica può generare energia solo all'interno di un certo intervallo di potenza.

$$0 \leq p_{i,t} - r_{i,t}^- \quad \forall i, \forall t$$

5) Limiti di ramping delle centrali elettriche

A causa di limitazioni fisiche, la variazione della potenza in uscita da ciascun generatore è soggetta a rampe di salita e discesa per indicare la velocità con cui è possibile modificare l'uscita del generatore. I vincoli di rampa sono:

$$\begin{aligned} p_{i,t} + r_{i,t}^+ - p_{i,t-1} &\leq RU_i z_{i,t} + (SU_i - \underline{P}_i - RU_i) v_{i,t} \quad \forall i, \forall t \\ p_{i,t-1} - p_{i,t} + r_{i,t}^- &\leq RD_i z_{i,t-1} + (SD_i - \underline{P}_i - RD_i) w_{i,t} \quad \forall i, \forall t \end{aligned}$$

6) Tempi minimi di up e down della centrale elettrica

Un'unità deve rimanere accesa (spenta) per un certo numero di ore prima di poter essere spenta (portata online). I vincoli del tempo minimo di spegnimento e del tempo minimo di funzionamento sono dati rispettivamente da:

$$1 - z_{i,t} \geq \sum_{t'=t+1-MDT_i}^t w_{i,t'} \quad \forall i, \forall t$$

$$z_{i,t} \geq \sum_{t'=t+1-MUT_i}^t v_{i,t'} \quad \forall i, \forall t$$

7) Vincolo della logica del dispacciamento

Oltre ai vincoli di cui sopra, è necessaria la seguente relazione logica tra i diversi stati delle centrali elettriche:

$$z_{i,t-1} - z_{i,t} + v_{i,t} - w_{i,t} = 0 \quad \forall i, \forall t$$

8) Vincoli must-run

9) Vincoli della riserva di spinning

10) Vincoli delle unità di accumulo

Diverse tecnologie di storage, come l'accumulo tramite pompaggio di acqua nei bacini idroelettrici e le batterie elettriche, possono essere modellate allo stesso modo. Il bilancio energetico di un'unità di accumulo è dato da:

$$pe_{j,t} = pe_{j,t-1} + \Delta t pc_{j,t} \eta_j^c - \frac{\Delta t pd_{j,t}}{\eta_j^d} \quad \forall j, \forall t$$

Il livello di energia di un'unità di accumulo e le sue velocità di carica e scarica sono limitate:

$$0 \leq pc_{j,t} \leq \overline{PC}_j \quad \forall j, \forall t$$

$$0 \leq pd_{j,t} \leq \overline{PD}_j \quad \forall j, \forall t$$

$$\underline{PE}_j \leq pe_{j,t} \leq \overline{PE}_j \quad \forall j, \forall t$$

11) Vincoli di rete

Essi sono necessari al fine di evitare le congestioni rete, le quali impediscono il transito di tutti i flussi fisici di energia dalle zone esportatrici a quelle importatrici.

CAPITOLO 7: MODELLO DI DISPACCIAMENTO PRESO IN ESAME

In questa tesi ciò che ci si è proposti è stato quello di realizzare un modello di dispacciamento con l'obiettivo di analizzare due scenari generati attraverso il codice COMESE.

Quest'ultimo è uno strumento progettato dall'università di Padova, nato da una collaborazione nel 2011 con ENEA, ed avente come scopo quello di eseguire valutazioni economiche di scenari elettrici italiani al 2050. È dotato di una routine stocastica che consente di stimare i costi del sistema e di individuare i valori più probabili. A partire da un'analisi della generazione e della domanda su base oraria genera un modello di dispacciamento semplificato, basato su analisi deterministiche, in cui sono considerati anche sistemi d'accumulo. Compito di questo lavoro è quindi integrare i risultati ottenuti con COMESE con i dettagli provenienti dall'ottimizzazione realizzata con PLEXOS

Gli scenari che sono stati presi in considerazione fanno entrambi riferimento ad un sistema energetico italiano della seconda metà del secolo (indicativamente l'anno 2080) in cui vi è un largo utilizzo della tecnologia da fusione, o equivalentemente, di impianti con un profilo di generazione di base assimilabile a quello della fusione.

Ciò che differisce tra i due è proprio tale profilo. Nel primo caso l'andamento è assunto pulsato, in modo da poter modulare la generazione nelle ore centrali della giornata, in cui è presente il picco di produzione da fotovoltaico. Nel secondo, invece, l'andamento è stazionario, impostato a rimanere costante per tutto l'arco dell'anno.

Prima di partire con l'esposizione del lavoro svolto, comprendiamo meglio in che cosa consista un modello di dispacciamento.

7.1 Modello di dispacciamento

Innanzitutto, è doveroso chiarire che cosa si intenda per dispacciamento. Esso corrisponde al bilanciamento tra offerta e domanda di energia tutti i giorni dell'anno, per ogni ora del giorno. La fase del dispacciamento risulta particolarmente critica poiché, in assenza di apparecchiature per l'accumulo di energia elettrica, è necessario produrre istante per istante la quantità di energia richiesta dagli utenti, garantendo così sia la continuità che la sicurezza della fornitura.

Questa attività richiede un monitoraggio in tempo reale dei flussi elettrici effettuato dal Centro nazionale di controllo e l'applicazione di tutte le misure necessarie al coordinamento tra impianti di produzione, rete di trasmissione e servizi ausiliari necessari per il funzionamento complessivo.

In particolare, la fase di programmazione richiede l'elaborazione di piani di esercizio basati sulla previsione di domanda e potenza a livello nazionale e della disponibilità di tutti gli impianti produttivi, soprattutto per determinare la quantità di riserva di potenza necessaria.

Un modello di dispacciamento quindi, raccoglie ed elabora tutte queste informazioni, generando una soluzione fattibile che rispetti i vincoli imposti.

Analizziamo ora in dettaglio come nel nostro caso questo modello è stato realizzato.

7.2 Costruzione del modello

Nel nostro modello l'Italia viene rappresentata come un unico nodo a cui viene attribuito un certo carico. L'andamento orario della domanda viene ottenuto partendo da quella del 2015 (dati TERNA) e scalandola fino all'anno 2080. La domanda annuale totale, in ambedue i casi, è pari a 600 TWh, ovvero circa il doppio rispetto a quella attuale.

Come primo compito è necessario definire le classi generatori che si vogliono realizzare. In entrambi gli scenari le tecnologie di generazione considerate sono le stesse. Esse sono:

- Gas OCGT;
- Fusione;
- Biomasse RSU (rifiuti solidi urbani);
- Bioenergie modulabili;
- Fotovoltaico (industriale, residenziale e a terra);
- Geotermico;
- Idroelettrico a bacino con serbatoio;
- Idroelettrico ad acqua fluente.

Tra le fonti rinnovabili non vengono presi in considerazione gli impianti eolici, mentre l'interscambio con l'estero non viene valutato. Questa che è stata assunta è un'ipotesi forte, in quanto l'obiettivo primario di questa tesi è quello di studiare il modo in cui la fusione interagisca con la generazione intermittente solare. Inoltre, gli scenari considerano casi in cui la sola generazione italiana è in grado di provvedere al soddisfacimento dell'intera domanda mediante gli impianti aventi a disposizione, assunzione che è stata adottata anche negli scenari elaborati dalla SEN. Si ammette in aggiunta, sempre come nella SEN, la presenza di un po' di gas oltre alle rinnovabili.

Delle tre tecnologie fotovoltaiche prese in considerazione dal codice COMESE, in PLEXOS viene determinato un unico generatore avente le caratteristiche del fotovoltaico residenziale.

Sia per la fusione che per il fotovoltaico viene impostato un certo andamento della generazione. Quello del fotovoltaico viene definito sulla base del profilo del 2015, opportunamente scalato in base alla capacità installata stimata al 2080. I dati di dispacciamento con risoluzione oraria vengono quindi caricati a partire da due file CSV esterni.

Ogni generatore viene caratterizzato da vari parametri. Le caratteristiche tecno-economiche chiave attribuite a ciascun impianto per lo scenario pulsato sono mostrate nella tabella 3.

Tabella 3 – Parametri caratteristici dei generatori nello scenario pulsato

<i>Tecnologie</i>	<i>Capacity</i>	<i>VO&M Charge</i>	<i>Min Up/Down Time</i>	<i>Max Ramp Up/Down</i>	<i>FO&M Charge</i>	<i>Build Cost</i>	<i>Economic life</i>
	<i>[GW]</i>	<i>[€/MWh]</i>	<i>[h]</i>	<i>[MW/min]</i>	<i>[€/kW/year]</i>	<i>[€/kW]</i>	<i>[year]</i>
<i>Bioenergie</i>	11,7	8	4	400	100	5098,6	25
<i>Biomasse</i>	1,1	35	4	30	136,2	4626,5	25
<i>RSU</i>							
<i>Fotovoltaico</i>	121,0	0	0	-	20	1019,7	25
<i>Fusione</i>	75,7	0	24	-	110	4552,3	60
<i>Gas OCGT</i>	38,2	11	1	2000	16,5	574,9	25
<i>Geotermico</i>	0,9	0	4	30	79,4	3773,3	30
<i>Idroelettrico a bacino</i>	10,0	5	2	300	50,6	3754,9	60
<i>Idroelettrico fluente</i>	5,0	5	2	200	84,3	5730,8	60

Per lo scenario stazionario vengono adottati gli stessi parametri, cambiando solamente le capacità installate di Bioenergie, Fusione, Fotovoltaico, Gas e Idroelettrico fluente, come indicato in tabella 4.

Tabella 4 – Parametri caratteristici dei generatori nello scenario stazionario

<i>Tecnologie</i>	<i>Capacity</i>	<i>VO&M Charge</i>	<i>Min Up/Down Time</i>	<i>Max Ramp Up/Down</i>	<i>FO&M Charge</i>	<i>Build Cost</i>	<i>Economic life</i>
	<i>[GW]</i>	<i>[€/MWh]</i>	<i>[h]</i>	<i>[MW/min]</i>	<i>[€/kW/year]</i>	<i>[€/kW]</i>	<i>[year]</i>
<i>Bioenergie</i>	10,9	8	4	400	100	5098,6	25
<i>Biomasse</i>	1,1	35	4	30	136,2	4626,5	25
<i>RSU</i>							
<i>Fotovoltaico</i>	127,4	0	0	-	20	1019,7	25
<i>Fusione</i>	45,3	0	24	-	110	4552,3	60
<i>Gas OCGT</i>	28,6	11	1	2000	16,5	574,9	25
<i>Geotermico</i>	0,9	0	4	30	79,42	3773,3	30
<i>Idroelettrico a bacino</i>	10,0	5	2	300	50,55	3754,9	60
<i>Idroelettrico fluente</i>	4,5	5	2	200	84,3	5730,8	60

Tutti i generatori vengono considerati come grossi impianti aggregati, rappresentativi dell'intera capacità installata di quella tecnologia.

Andando ad analizzare gli indici delle tabelle troviamo:

- Capacity, che specifica la totale potenza installata di quel generatore;
- FO&M Charge e VO&M Charge rappresentano i costi di esercizio e manutenzione fissi e variabili;
- Min up time rappresenta il tempo minimo che un generatore è chiamato ad operare dal momento in cui entra in funzione. Il min down time invece rappresenta il tempo minimo che un generatore è obbligato a rimanere spento dal momento in cui il suo output diventa nullo;
- Max ramp up/down esprime la velocità con cui può variare l'output di un generatore;
- Build Cost, cioè i costi di costruzione. Essi sono comprensivi sia dei costi overnight, ovvero quell'onere pattuito con il fornitore all'atto del contratto, sia dell'ammontare degli interessi sul capitale;
- Economic life, vale a dire la vita utile, la quale rappresenta gli anni di vita di un impianto durante i quali c'è produzione di energia elettrica.

Si precisa che i costi overnight per le centrali a fusione sono identici in entrambi gli scenari (pari a 4000€/kW) e puramente indicativi, aventi l'unico scopo di poter permettere un confronto.

Ai generatori termici vengono inoltre assegnati i combustibili utilizzati con i relativi prezzi. Questi ultimi sono gli stessi di quelli considerati in COMESE, tratti da letteratura recente.

Per tenere in considerazione della quantità di CO₂ prodotta e della quota di costo sulle emissioni di ciascun impianto è necessario stabilire il tasso di produzione delle emissioni (kg/MWh) e il prezzo della CO₂. Tale prezzo è assunto pari a 25 €/ton. In tabella 5 vengono riportati questi dati.

Tabella 5 – Prezzo del combustibile e tasso di produzione della CO₂ degli impianti

<i>Tecnologie</i>	<i>Fuel Price</i> [€/GJ]	<i>Production rate</i> [kg/GJ]
<i>Bioenergie</i>	17,7	0
<i>Biomasse RSU</i>	-28,9	0
<i>Gas OCGT</i>	19,6	117,6

Per quanto riguarda i generatori idroelettrici, avendo l'Italia un determinato potenziale sfruttabile, coerentemente, vengono a loro imposti dei limiti annuali, uguali per entrambi gli scenari.

Insieme ai generatori adibiti alla produzione di energia vengono caratterizzate anche le tecnologie per l'accumulo. Quelle adottate sono: un impianto di pompaggio (PHS) e una batteria.

Il primo necessita di due bacini di accumulo, uno superiore e un altro inferiore. Durante i periodi di "off-peak" si utilizza l'energia a basso costo fornita dalla rete per pompare l'acqua dal serbatoio inferiore a quello superiore. In presenza di picchi della domanda, l'acqua viene rilasciata attraverso le turbine per produrre energia collocabile sul mercato a prezzi elevati, mentre il pompaggio avviene quando i prezzi sono minori.

Il sistema di pompaggio è a circuito chiuso senza afflussi. I serbatoi hanno una capacità di 100 GWh di accumulo e quindi il sistema può generare a pieno carico per poco più di 11 ore. L'acqua

accumulata nel bacino superiore non ha valore, oltre a quello della generazione termica che può sostituire. Quindi l'ottimizzazione utilizzerà tutta l'acqua possibile per minimizzare i costi termici. Per quanto riguarda la batteria, per individuarne la capacità si cercano quanti moduli risultano necessari per immagazzinare una certa quantità massima di energia, tenendo in considerazione la potenza di un singolo modulo e il suo tempo di carica.

I parametri con cui tali tecnologie sono state caratterizzate sono riportati in tabella 6.

Tabella 6 – Parametri caratteristici delle tecnologie di storage

<i>Tecnologie</i>	<i>Capacity</i> [MWh]	<i>Max Power</i> [MW]	<i>Initial SoC</i> [%]	<i>Max Capacity</i> [MW]	<i>Pump Load</i> [MW]	<i>Efficiency</i> [%]	<i>VO&M Charge</i> [€/MWh]	<i>FO&M Charge</i> [€/kW/year]	<i>Build Cost</i> [€/kW]	<i>Economic life</i> [year]
<i>PHS</i>	-	-	-	9000	9000	81,0	0	22,5	1636,3	60
<i>Batteria (Pulsato)</i>	270000	25000	0	-	-	84,6	0	13,4	783,1	10
<i>Batteria (Stazionario)</i>	1820000	55000	0	-	-	84,6	0	13,4	783,1	10

Una distinzione è necessaria per alcuni di essi:

- Capacity serve per indicare l'energia massima che è possibile immagazzinare nella batteria;
- Max Capacity determina la potenza dell'impianto di pompaggio quando fornisce energia alla rete;
- Pump Load rappresenta il carico massimo accumulato da un'unità in modalità di pompaggio.

Per la definizione dei costi di queste tecnologie si è fatto affidamento ai valori riportati nella pubblicazione "ETRI 2014" del Joint Research Centre della Commissione Europea [ETRI 2014, 2014], e in alcuni casi si è proceduti all'adattamento al caso italiano.

Completata la costruzione del sistema con i vari oggetti che lo compongono è ora possibile procedere alla modellazione di un ambiente di simulazione che sia in grado di verificare l'effettiva fattibilità degli scenari realizzati.

7.3 Le fasi di simulazione adottate

Come specificato nel capitolo precedente, le simulazioni di cui si è fatto uso sono tre:

- A lungo termine, così da terminare quali impianti sia necessario costruire e calcolare il costo di costruzione, nonché il costo attualizzato dell'energia elettrica (LCOE⁵);

⁵ L'LCOE, *Levelized Cost Of Energy*, rappresenta il costo di generazione dell'elettricità comprendendo il ritorno sull'investimento e le spese per la manutenzione, il combustibile ed i diritti di emissione. Può essere anche inteso come il minimo prezzo a cui deve essere venduta l'energia prodotta per ripagare l'investimento in un arco di tempo pari alla vita dell'impianto stesso.

- A medio termine, necessaria per riportare i vincoli a lungo termine, come i limiti massimi di energia, ad un piano temporale più breve e per ottimizzare l'impianto di pompaggio;
- A breve termine, in modo da poter realizzare lo unit commitment e il dispacciamento economico.

Per le simulazioni a lungo e breve termine è stato adottato un passo di simulazione di un anno, in modo da poter ottimizzare il sistema tutto in un'unica volta. Alla prima è stato anche definito un tasso di sconto annuale del 5%, necessario per la determinazione dell'LCOE.

Per la simulazione a breve termine l'orizzonte temporale è ancor sì un anno, ma viene eseguito a step giornalieri con una risoluzione oraria, adottando la modalità "Full Chronology", la quale permette di risolvere ogni periodo del dispacciamento nell'orizzonte selezionato.

Specificate le fasi, si può procedere all'esecuzione del modello.

7.4 Profili di generazione

Prima di analizzare i risultati delle simulazioni, è bene chiarire come sia l'andamento dei profili assunti della generazione da fusione. Tali profili, insieme a quello del fotovoltaico, sono riportati nelle Figure 31 e 32.

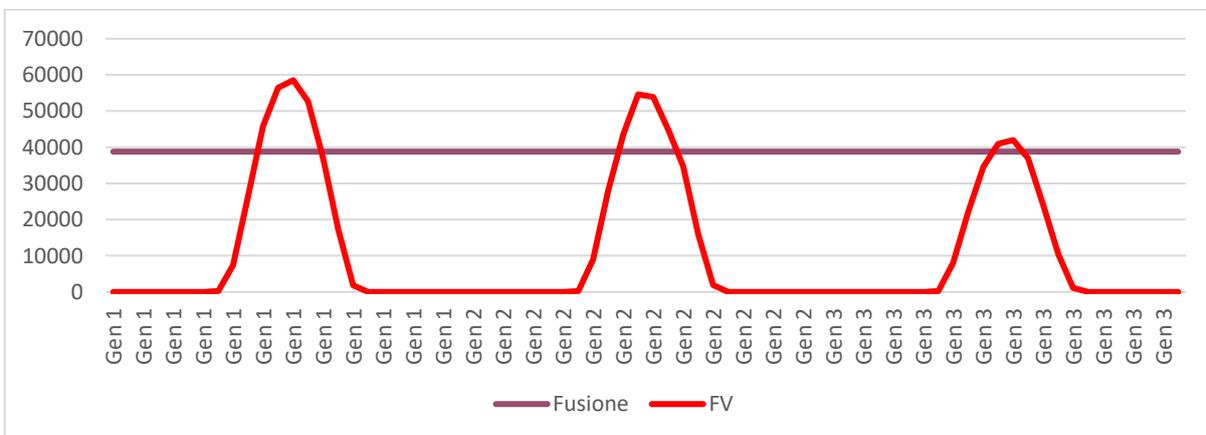
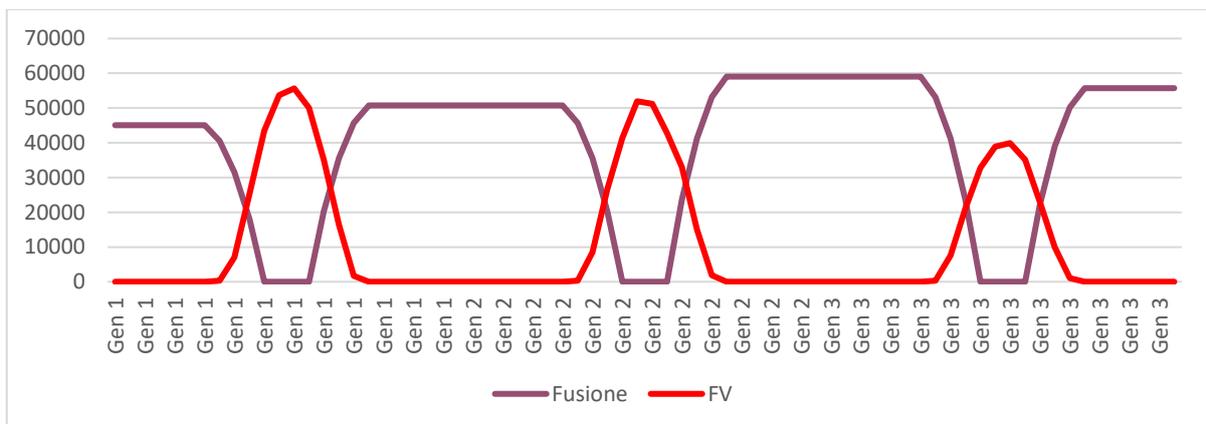


Figure 31 e 32 – In alto, profili della fusione e del fotovoltaico nello scenario pulsato. In basso quelli dello scenario stazionario

Partendo dal profilo pulsato, si vede come esso sia stato appositamente studiato per cooperare insieme a quello del fotovoltaico. È un profilo del tutto teorico e non è nemmeno detto che sia effettivamente realizzabile. Nelle ore notturne, durante l'assenza di produzione da solare, la fusione si mantiene ad un livello costante, pari alla media della domanda in queste ore. Appena il fotovoltaico entra nel mix di generazione, la produzione da fusione diminuisce, arrivando a fornire energia nulla nelle ore in cui si verifica il picco del solare. Una volta che questo picco è stato superato e quindi che la generazione solare si avvia alla fase calante, la fusione parallelamente ricomincia a salire, tornando alla fine a produrre energia in modo costante durante tutta la notte.

Per quel che concerne lo scenario stazionario, qui la fusione, invece che essere modulabile insieme al solare, è stata semplicemente impostata a funzionare come una tipica tecnologia per il carico di base. Essa quindi, per tutto l'intervallo di tempo considerato, lavora a potenza costante.

7.5 Risultati ottenuti

L'obiettivo principale di questo studio è quello di verificare quale dei due scenari sia il più economicamente conveniente da realizzare, tenendo in considerazione di come le tecnologie di storage vengono utilizzate e confrontare i risultati con quelli ottenuti dal codice COMESE, basato su un approccio deterministico nella valutazione del dispacciamento.

7.5.1 Confronto con i risultati di COMESE

La prima discrepanza immediatamente osservabile è che PLEXOS, per soddisfare i requisiti della domanda minimizzando i costi totali, non fa utilizzo del generatore Bioenergie, e ciò avviene in entrambi gli scenari. Essendo questo il generatore più costoso, PLEXOS preferisce sfruttare per più tempo le alternative più economiche, finché è possibile. Per poterlo fare, durante lo unit commitment e il dispacciamento economico, i generatori modulabili quali, idroelettrico fluente, a bacino e impianto a gas, vengono impiegati non solo quando la domanda risulta essere maggiore dell'energia fornita dai generatori baseload e rinnovabili, ovvero, Biomasse RSU, Geotermico, Fusione e Fotovoltaico, ma anche nei momenti in cui tale generazione supera la domanda. L'energia in surplus, prodotta mentre il prezzo è basso, viene quindi accumulata utilizzando l'impianto di pompaggio e la batteria, per poterla poi restituire, al netto delle efficienze, negli istanti in cui la domanda è superiore alla generazione o quando il prezzo è alto. Con questa metodologia viene ridotta la capacità installata necessaria per far fronte ad un certo fabbisogno, ottenendo così un risparmio sul costo totale del sistema e riducendo il suo LCOE. PLEXOS minimizza il costo totale della generazione lungo tutto l'orizzonte temporale analizzato e non solo su base oraria.

Nelle tabelle sottostanti (Tab. 7 e 8) viene riportato un confronto tra gli LCOE delle varie tecnologie e quelli del sistema totale negli scenari modellati da PLEXOS e COMESE.

L'LCOE del sistema è ottenuto pesando i termini di ogni tecnologia in base al loro contributo nel mix energetico complessivo e sommandoli.

Tabella 7 – Confronto degli LCOE dello scenario pulsato

Tecnologie	COMESE			PLEXOS				
	LCOE [c€/kWh]	Mix energetico [%]	Energia prodotta [TWh]	LCOE pesato [c€/kWh]	LCOE [c€/kWh]	Mix energetico [%]	Energia prodotta [TWh]	LCOE pesato [c€/kWh]
Bioenergie modulabili	29,6	5,0	30,6	1,5	0	0	0	0
Biomasse RSU	13,3	0,4	2,5	0,1	13,3	0,4	2,5	0,1
Fusione	7,7	56,9	344,7	4,4	7,7	56,9	344,7	4,4
Fotovoltaico industriale	6,5	12,9	78,0	0,8	-	-	-	-
Fotovoltaico residenziale	7,7	3,0	18,0	0,2	7,7	24,0	145,3	1,8
Fotovoltaico a terra	5,2	10,1	61,5	0,5	-	-	-	-
Gas OCGT	21,1	3,0	18,5	0,6	13,1	9,4	56,7	1,2
Geotermico	4,3	1,2	7,0	0,1	4,3	1,2	7,0	0,1
Idroelettrico a bacino	10,6	4,1	24,6	0,4	10,6	4,1	24,6	0,4
Idroelettrico fluente	10,0	3,4	20,4	0,3	8,2	4,1	25,0	0,3
PHS	0,16			0,2	0,2			0,2
Batteria	0,65			0,6	0,6			0,6
Totale				9,8				9,1

Tabella 8 – Confronto degli LCOE dello scenario stazionario

Tecnologie	COMESE			PLEXOS				
	LCOE [c€/kWh]	Mix energetico [%]	Energia prodotta [TWh]	LCOE pesato [c€/kWh]	LCOE [c€/kWh]	Mix energetico [%]	Energia prodotta [TWh]	LCOE pesato [c€/kWh]
Bioenergie modulabili	28,4	5,0	30,6	1,4	0	0	0	0
Biomasse RSU	13,3	0,4	2,5	0,1	13,3	0,4	2,5	0,1
Fusione	4,7	55,8	339,8	2,6	4,7	55,8	339,8	2,6
Fotovoltaico industriale	6,5	14,1	85,6	0,9	-	-	-	-
Fotovoltaico residenziale	7,7	3,0	18,0	0,2	7,7	25,1	152,8	1,9
Fotovoltaico a terra	5,2	10,1	61,5	0,5	-	-	-	-
Gas OCGT	18,1	3,0	18,5	0,6	12,1	9,4	52,2	1,1
Geotermico	4,3	1,2	7,0	0,1	4,3	1,2	7,0	0,1
Idroelettrico a bacino	10,6	4,0	24,6	0,4	10,6	4,0	24,6	0,4
Idroelettrico fluente	9,1	3,4	20,4	0,3	7,5	4,1	25,0	0,3
PHS	0,2			0,2	0,2			0,2
Batteria	4,4			4,4	4,4			4,4
Totale				11,6				11,0

Come si può notare, anche se le voci del gas sono aumentate in entrambi gli scenari, in quando la sua generazione viene a pesare maggiormente sul mix energetico complessivo, l’LCOE totale del sistema risulta diminuito, grazie all’esclusione dalla produzione delle bioenergie.

L’assenza di tale generatore permette quindi di non installarlo ottenendo un risparmio sui costi totali di costruzione del parco di generazione.

La tabella 9 riporta i costi di costruzione complessivi del sistema con e senza le bioenergie.

Tabella 9 – Costi di costruzione totali nei quattro casi

	Build Cost scenario pulsato [mld€]	Build Cost scenario stazionario [mld€]
Con bioenergie	659,0	538,0
Senza bioenergie	599,2	482,4

Considerando le tre tabelle appena viste emerge che, bensì lo scenario pulsato risulti avere un LCOE di sistema minore rispetto a quello stazionario, la sua costruzione emerge essere ben più costosa. Ciò

è dovuto in modo preponderante alla maggior potenza da fusione che risulta necessario installare nel primo caso. Nello scenario stazionario, essendo il profilo di generazione della fusione costante, è possibile avere a disposizione meno capacità per generare circa la stessa quantità di energia.

7.5.2 Energia prodotta negli scenari

A causa del diverso parco di generazione considerato e del diverso profilo di funzionamento dei generatori, segue che l'energia prodotta negli scenari risulta essere diversa nei casi considerati. Partendo dai risultati elaborati da COMESE, nello scenario con andamento pulsato della fusione la generazione di quest'ultima appare lievemente superiore rispetto alla situazione stazionaria. Questo diverso valore viene comunque compensato grazie ad una maggiore produzione da fotovoltaico. La generazione totale è pari rispettivamente a 606,12 TWh e 608,52 TWh. Il dato maggiore nello scenario stazionario è spiegabile con il maggiore sfruttamento delle tecnologie di accumulo, le quali hanno un certo rendimento e che quindi per fornire una determinata quantità di energia ne dovranno immagazzinare una quantità maggiore. Entrambi prevedono la presenza di energia non fornita in misura di 27 GWh nel primo caso e 77 GWh nel secondo. Il grafico di Figura 33 riporta la situazione appena descritta.

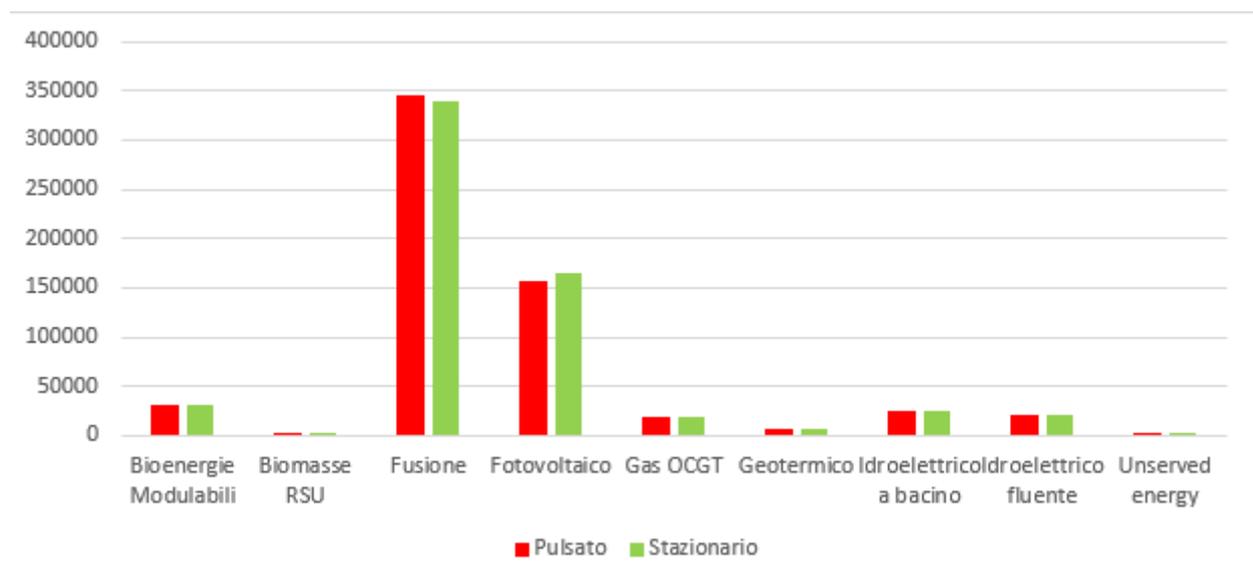


Figura 33 – Contenuti energetici caratterizzati i diversi scenari in COMESE

Passando ora ad esaminare gli esiti delle simulazioni ottenute da PLEXOS, si ricava che in queste circostanze l'energia non fornita è sempre nulla. In ambo gli scenari quindi, il mix di tecnologie è in grado di soddisfare pienamente la richiesta di carico, garantendo la sicurezza dell'approvvigionamento. Nel caso stazionario è presente però anche della "Dump energy" (Figura 34), ovvero, energia che non è stato possibile accumulare e che quindi si è dovuti procedere a scartare. Tale quantità, pari a 16,28 GWh, si manifesta durante 6 ore di quattro giorni distribuiti tra aprile e giugno. Precisamente, essa si colloca nel primo pomeriggio, tra le 12 e le 15, periodo in cui abbiamo il picco di funzionamento del solare. In queste 6 ore infatti, la generazione complessiva, oltre a soddisfare la richiesta di energia, risulta essere talmente grande che, nemmeno con l'impianto di

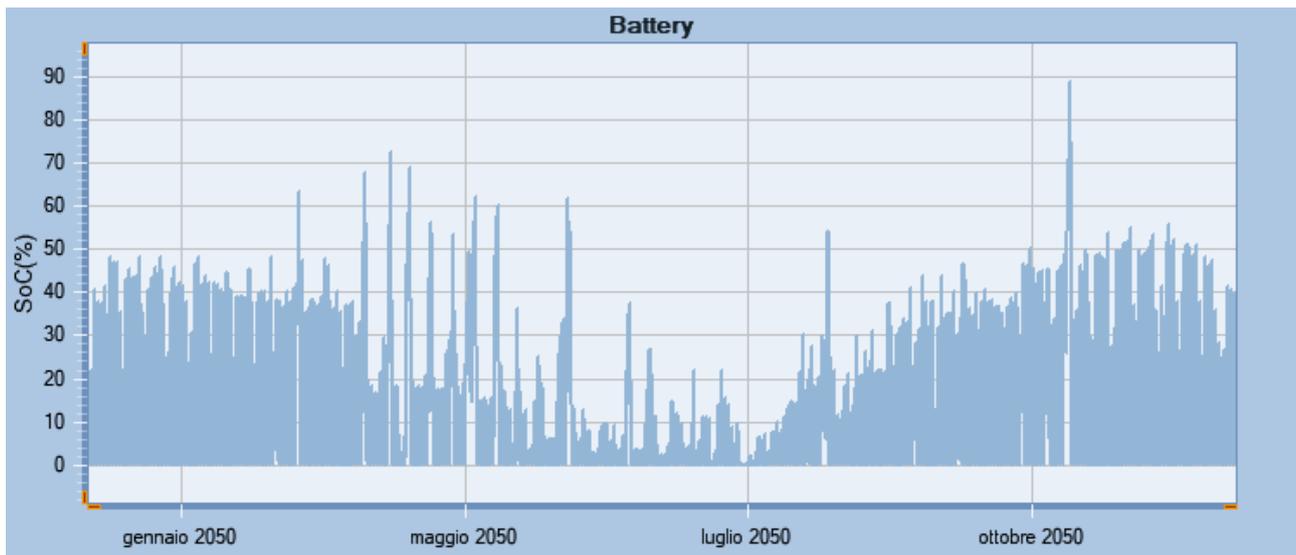


Figura 35 – Grado di carica della batteria nello scenario pulsato

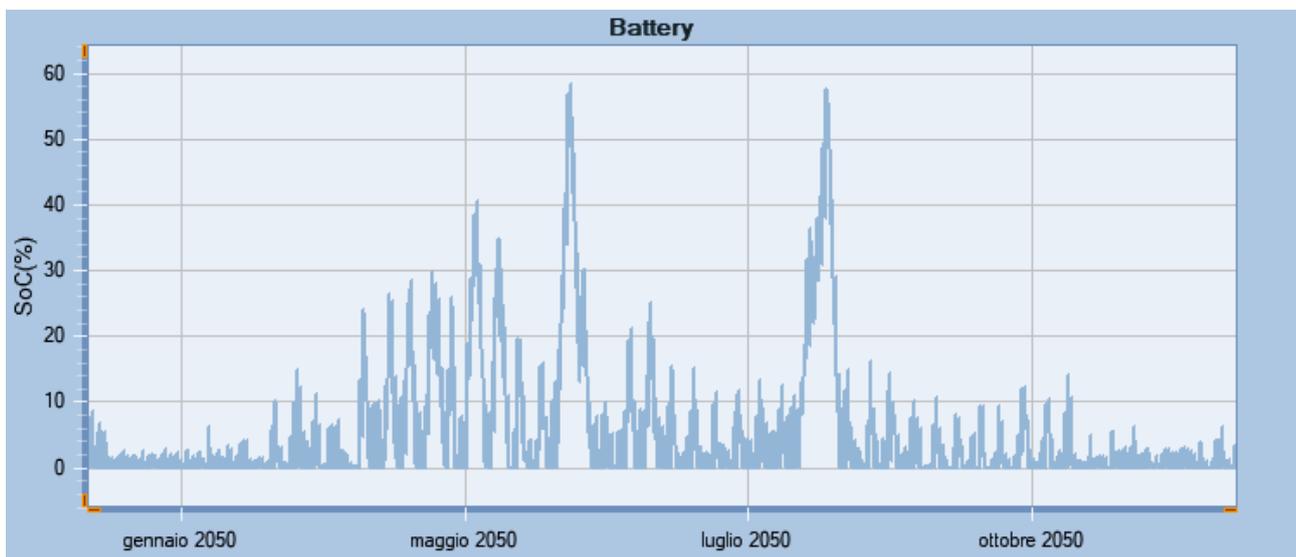


Figura 36 – Grado di carica della batteria nello scenario stazionario

Come si evince dalle Figure 35 e 36, mentre nel primo caso il picco risulta pari all'89,1%, nel secondo non va oltre al 58,5%. In quest'ultimo più del 40% della capacità della batteria non viene mai sfruttato. È possibile allora migliorarne il funzionamento andando ad abbassare il tetto dell'energia accumulabile. Imponendo una capacità massima di 1300 GWh il grado di carica massimo raggiunto è di 94,4% (Figura 37) e l'energia prodotta dalla batteria aumenta ulteriormente dello 0,4%. Con questo ridimensionamento il costo attualizzato diminuisce, portando l'LCOE di sistema dagli 11,034 c€/KWh precedenti agli attuali 9,790 c€/kWh. Le emissioni di CO₂ diminuiscono in maniera molto lieve (da 24,33 Mton/anno a 24,31 Mton/anno) in quanto l'incremento dell'energia fornita dalla batteria non è dovuto ad un maggior impiego di gas, che per l'appunto diminuisce, ma ad uno spostamento della generazione dall'impianto di pompaggio alla batteria. Grazie al leggero calo di produzione del gas anche il costo totale del sistema si riduce, andandosi ad attestare sui 5,366 G€.

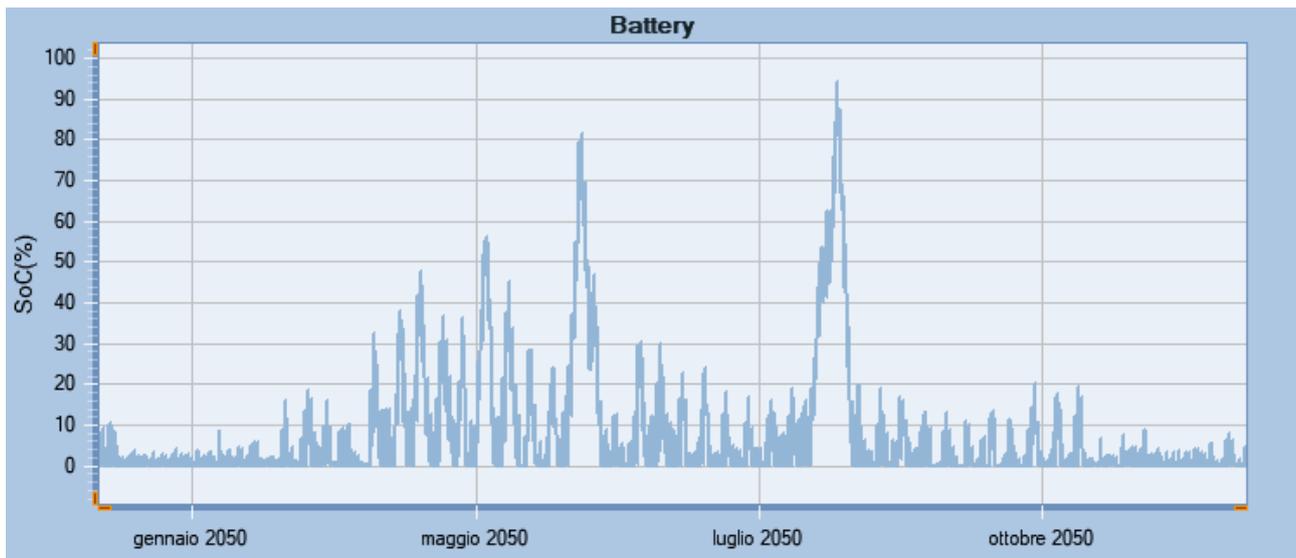


Figura 37 – Grado di carica della batteria nello scenario stazionario dopo l’ottimizzazione (1300 GWh)

Anche nello scenario pulsato si potrebbe pensare di ridurre la capacità di accumulo della batteria, in modo da ottenerne uno sfruttamento più ottimale. Abbassando allora il volume accumulabile a 250 GWh il nuovo massimo grado di carica si posiziona al 95,7% (Figura 38), causando un calo nella generazione della batteria del 4,9%. Ciò è determinato dal maggior impiego dell’impianto di pompaggio e da un minor utilizzo di gas, che per altro porta ad una riduzione sia delle emissioni di CO₂, da 24,03 Mton/anno a 23,98 Mton/anno, sia del costo totale di generazione, passando da 5,301 G€ a 5,294 G€. L’LCOE del sistema passa da 9,138 c€/kWh a 9,090 c€/kWh.

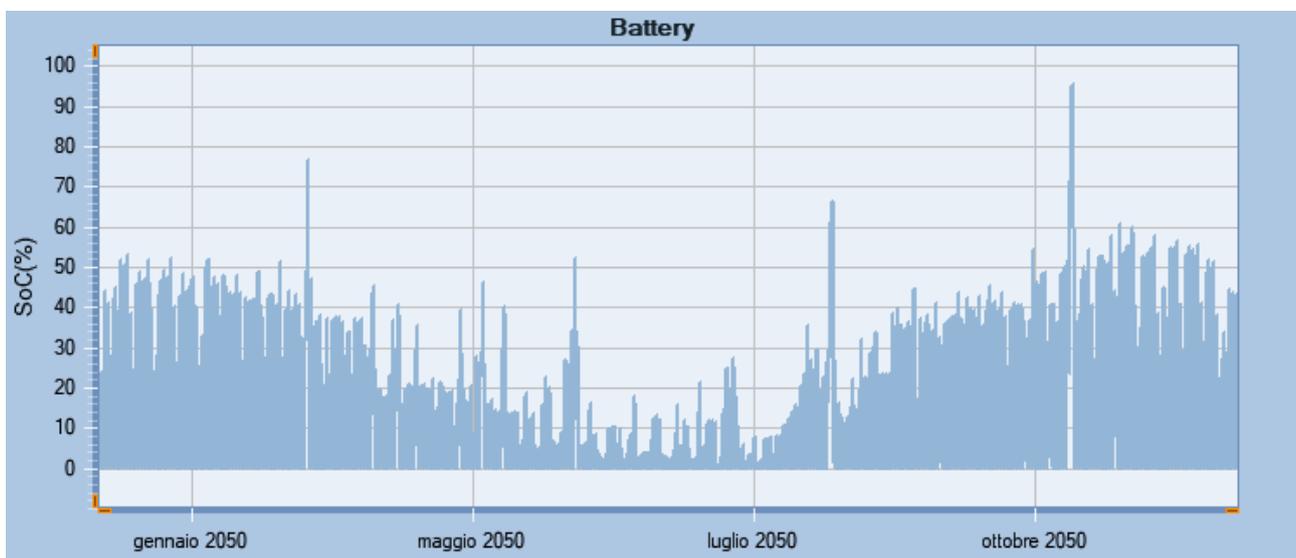


Figura 38 – Grado di carica della batteria nello scenario pulsato dopo l’ottimizzazione (250 GWh)

7.5.4 Funzionamento delle tecnologie di stoccaggio

Un sistema con una produzione rinnovabile molto alta è soggetto a forti rampe in determinati periodi dell'anno, in particolare nei mesi invernali e primaverili. La generazione convenzionale deve quindi accelerare rapidamente per compensare la perdita di generazione da fotovoltaico nel tardo pomeriggio, mentre il carico sale al picco giornaliero. Lo storage può essere utilizzato per spostare in modo efficace il carico dal picco alle ore non di punta. Tale livellamento del carico ridurrebbe i costi complessivi del sistema.

Batteria e impianto di pompaggio vengono adoperati in momenti differenti nei due scenari a causa del disuguale profilo della fusione.

Nello scenario pulsato la batteria viene caricata la notte durante i mesi invernali, in quanto la domanda è bassa e la sola fusione è in grado sia di soddisfare il carico sia di fornire un surplus, mentre viene scaricata nel corso della mattinata e del pomeriggio, quando la produzione da fusione cala e parallelamente entrano in servizio gli impianti solari.

Durante l'estate il comportamento cambia e la fase di carica viene attuata in due momenti distinti della giornata: la notte, ma con una minore intensità rispetto a quella invernale in quanto la domanda minima è maggiore, e il pomeriggio, a seguito dell'alto picco raggiunto dal solare. La scarica della batteria avviene anch'essa in due momenti diversi, ovvero alle prime ore della mattina e alla sera. Nei mesi primaverili ed autunnali si assiste ad una transizione tra le due situazioni. Il mese in cui lo scambio di energia con la rete della batteria è minore è luglio. Quanto appena descritto è riassunto in Figura 39.

Mediante l'andamento dei pompaggi segue abbastanza quello della batteria (Figura 40). I periodi di maggior attività sono i mesi primaverili ed autunnali, con picchi di generazione distribuiti in maggior concentrazione alla sera e alla mattina ed intervalli di accumulo nel corso della notte e del primo pomeriggio. Nel corso dell'estate e dell'inverno l'impianto di pompaggio resta quasi sempre fermo, salvo in sporadiche occasioni, che comunque durano molto poco.

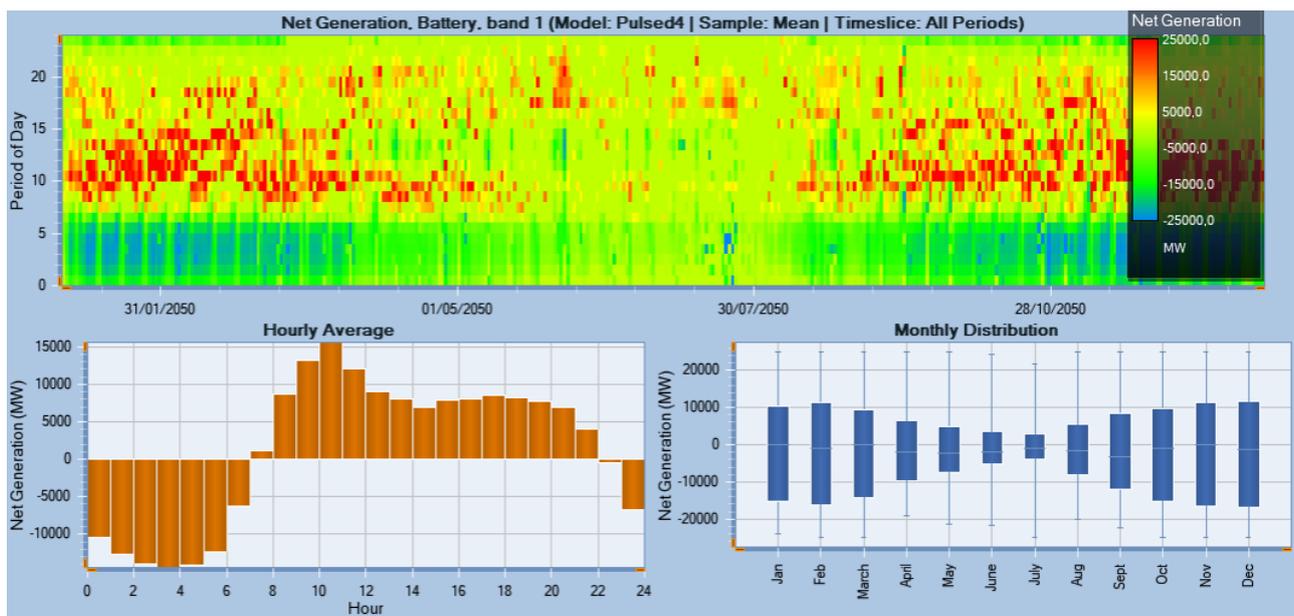


Figura 39 – In alto, scambio di energia con la rete della batteria nello scenario pulsato; in basso a sinistra, andamento medio orario dello scambio energetico; in basso a destra la sua distribuzione media mensile.

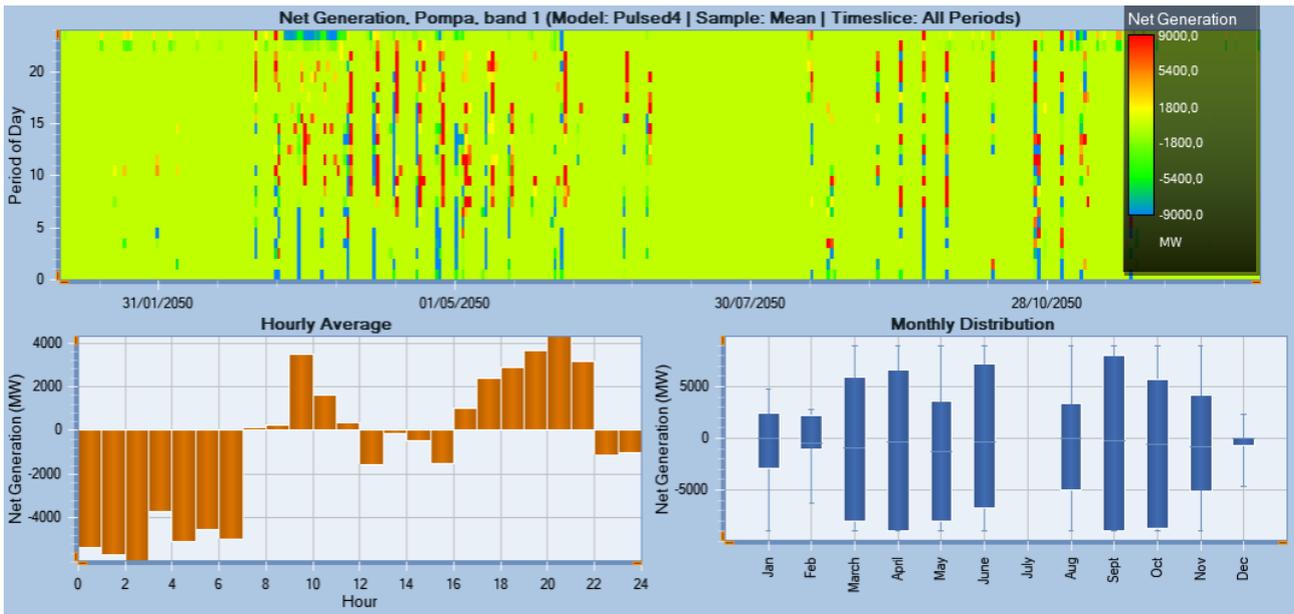


Figura 40 – In alto, scambio di energia con la rete dell’impianto di pompaggio nello scenario pulsato; in basso a sinistra, andamento medio orario dello scambio energetico; in basso a destra la sua distribuzione media mensile.

Nello scenario stazionario invece, essendo la produzione da fusione costante durante tutte le ore della giornata e dell’anno, l’energia totale prodotta durante le ore pomeridiane è maggiore rispetto a quella dello scenario pulsato. La batteria di conseguenza si caricherà durante il pomeriggio, per poi restituire l’accumulo alla mattina e in modo più massiccio alla sera. I mesi in cui lo sfruttamento della batteria è più intenso sono quelli primaverili ed estivi. Di questi ultimi, luglio è quello in cui lo scambio con la rete è minore. Dal grafico di Figura 41 si può osservare anche qui la transizione tra inverno e primavera e tra estate ed autunno.

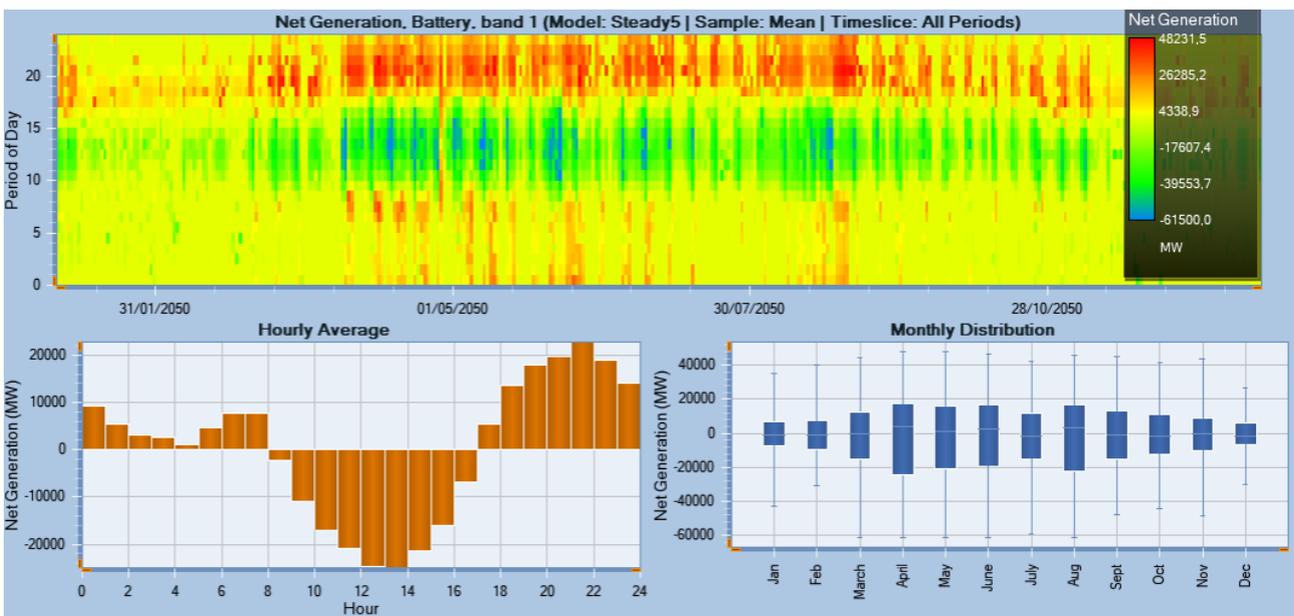


Figura 41 – In alto, scambio di energia con la rete della batteria nello scenario stazionario; in basso a sinistra, andamento medio orario dello scambio energetico; in basso a destra la sua distribuzione media mensile.

Per quanto riguarda il pompaggio esso inizia ad essere sfruttato a partire da marzo (Figura 42). Per tutta la durata della primavera il bacino superiore si carica e si scarica, compensando le variazioni di energia su base giornaliera e settimanale. Mediamente gli accumuli sono distribuiti nelle ore mattutine e pomeridiane, mentre i momenti di generazione si collocano a partire dalle ore serali e perdurano tutta la notte (Figura 43). Giugno e luglio vedono poco l'impiego dell'impianto di pompaggio, mentre a partire da metà agosto il bacino superiore inizia una fase di accumulo che lo porta in poco tempo a riempirsi fino al massimo. Da lì in poi il bacino rimarrà sempre pieno, scaricandosi parzialmente in certe occasioni durante la notte e le prime ore della mattina, ma mai da svuotarsi completamente, e sfruttando i surplus di energia nelle ore pomeridiane e serali per immagazzinare acqua nel bacino superiore. Tutta l'energia accumulata verrà rilasciata nel giro di qualche giorno nel mese di dicembre, a cui seguirà poi un periodo di inattività fino alla fine dell'anno.

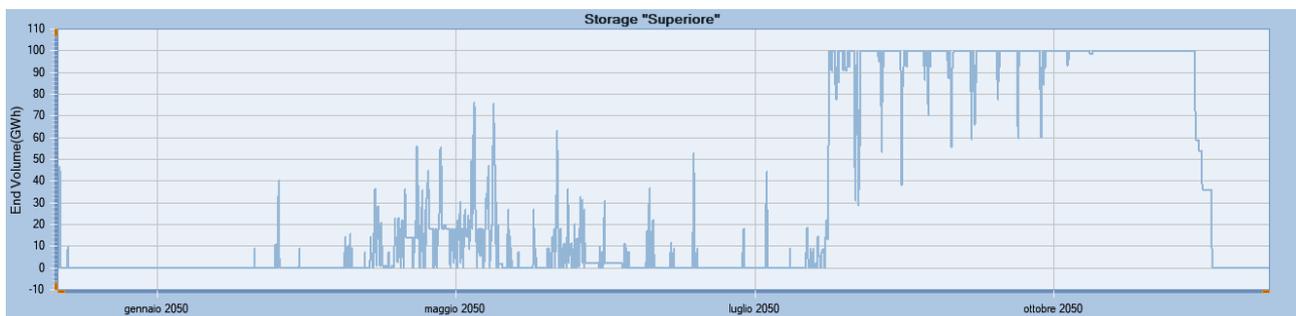


Figura 42 – Profilo energetico del bacino superiore dell'impianto di pompaggio nello scenario stazionario.

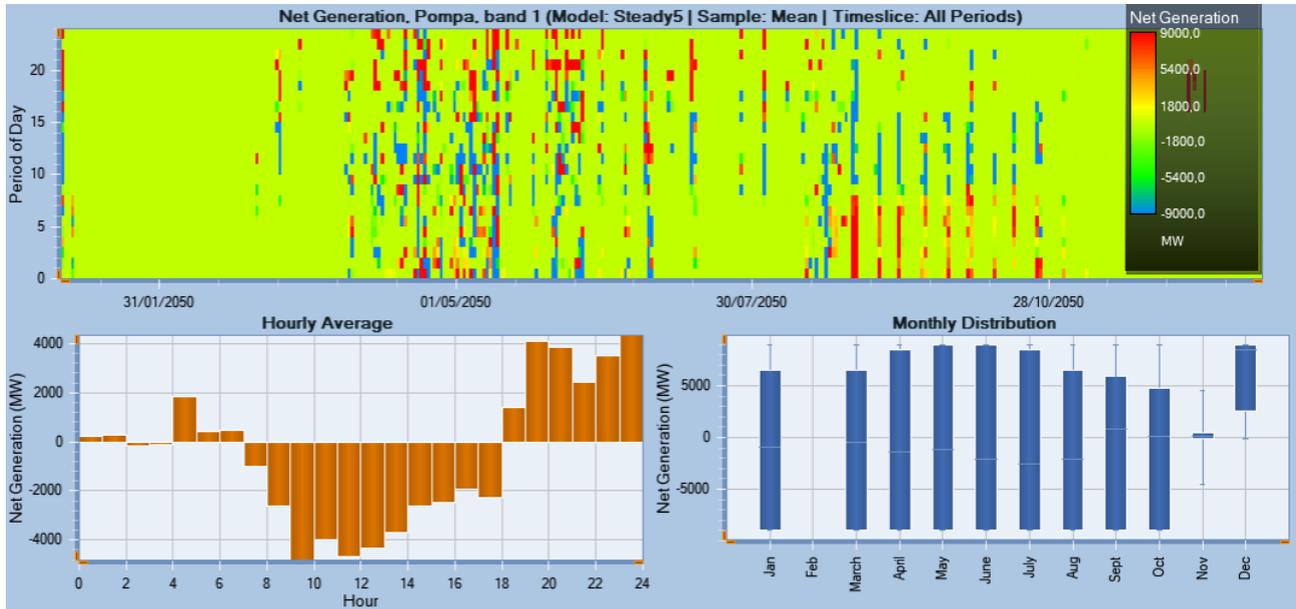


Figura 43 – In alto, scambio di energia con la rete dell'impianto di pompaggio nello scenario stazionario; in basso a sinistra, andamento medio orario dello scambio energetico; in basso a destra la sua distribuzione media mensile.

Sempre a causa del profilo costante della fusione, le tecnologie di stoccaggio in questo scenario vengono utilizzate maggiormente per modulare il carico rispetto al caso precedente scambiando molta più energia con la rete.

Le quantità di energia generate e le ore di funzionamento sono riportate nella tabella 10.

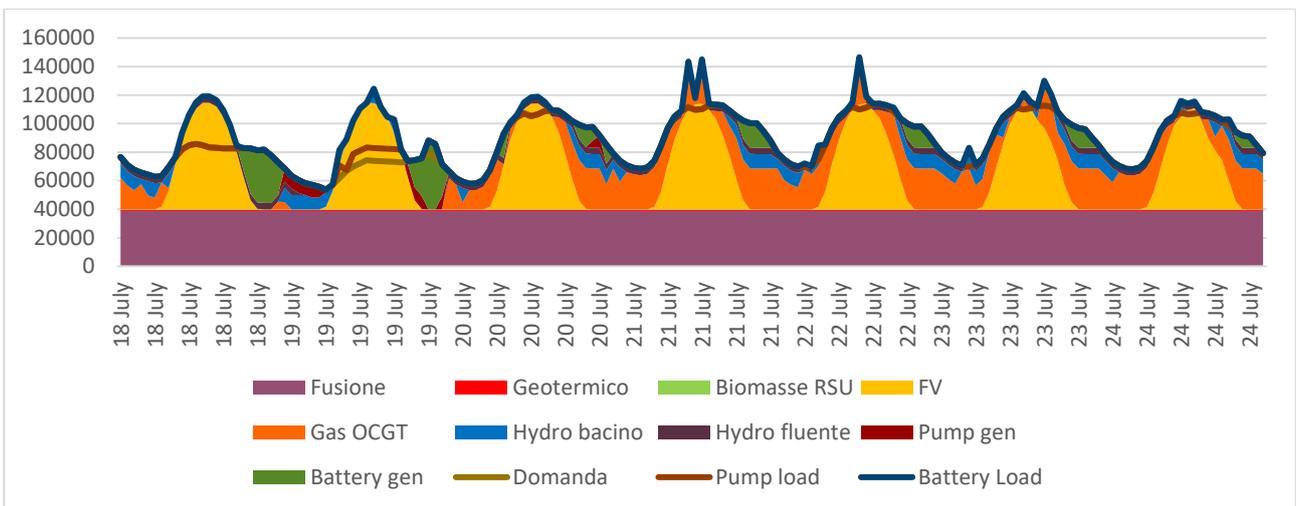
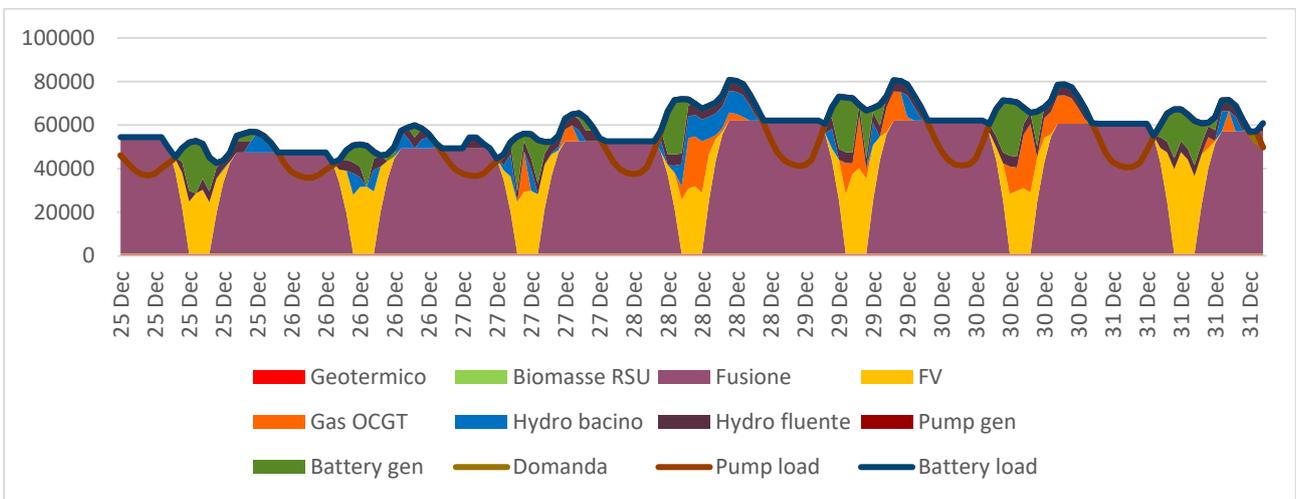
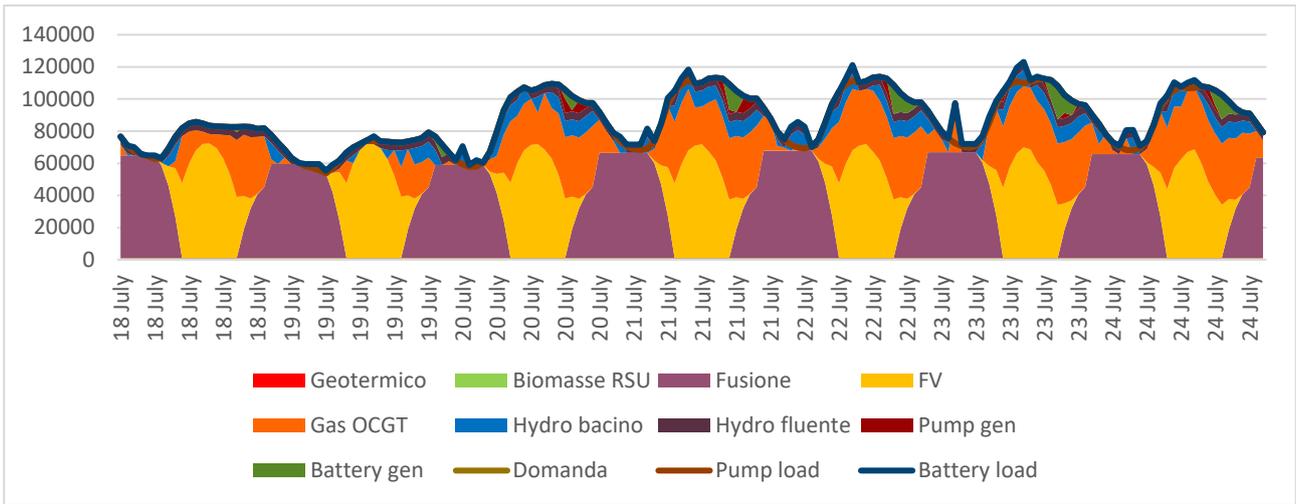
Tabella 10 – *Energie e ore di funzionamento*

	<i>Pulsato</i>	<i>Stazionario</i>
<i>Generazione da batteria [GWh]</i>	28543,9	46166,7
<i>Energia accumulata dalla batteria [GWh]</i>	33728,2	54544,8
<i>Ore in carica [h]</i>	3015	2777
<i>Ore in scarica [h]</i>	2632	2754
<i>Numero di cicli</i>	114,2	35,51
<i>Generazione da pompaggio [GWh]</i>	2256,2	3270,6
<i>Energia accumulata tramite pompaggi [GWh]</i>	2793,7	4037,8
<i>Ore di pompaggio [h]</i>	482	581
<i>Ore di generazione da pompaggio [h]</i>	418	523

Il grande divario presente tra l'utilizzo della batteria e l'impianto di pompaggio è dovuto al fatto che PLEXOS considera la prima come una tecnologia di storage a breve termine e il secondo come uno storage a lungo termine. La batteria viene tipicamente preferita per coprire la necessità di generazione del solare, dove si ha il ciclo del giorno e della notte, al contrario, lo storage a lungo termine è per lo più utilizzato per coprire la generazione eolica. Non essendo presente quest'ultima fonte in nessuno dei due scenari, l'impiego dell'impianto di pompaggio vede le sue ore di funzionamento ridursi notevolmente, in favore di quelle della batteria. Tale differenza di gestione dei sistemi d'accumulo è una caratteristica tipica di PLEXOS, riportata nel manuale.

Nonostante però la maggior energia accumulata dalla batteria nello scenario stazionario e le ore di funzionamento più o meno simili tra i due, a seguito dei diversi valori di capacità, i numeri di cicli di funzionamento risultano molto più numerosi in quello pulsato. A seguito di tale risultato, in quest'ultimo scenario, la batteria invecchierà con maggiore velocità e la sua vita utile sarà minore.

Quanto descritto finora si può meglio osservare andando ad analizzare il bilanciamento orario del carico in due distinti intervalli di tempo nel corso dell'anno. Vengono scelti la settimana in cui la domanda di energia raggiunge il massimo e la settimana in cui raggiunge il minimo (Figure da 44 a 47).



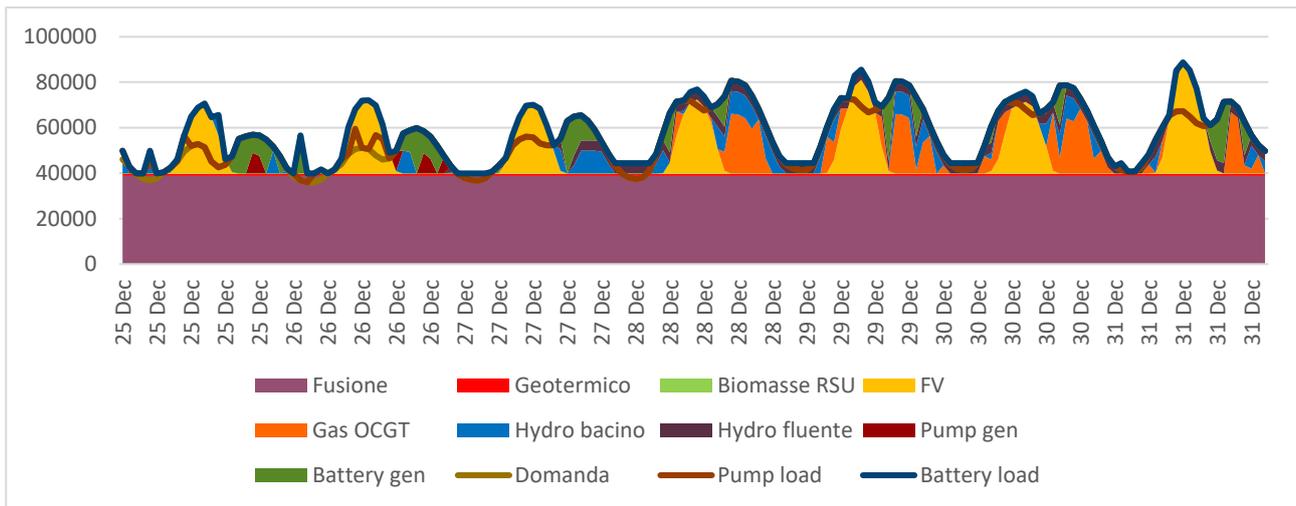


Figure da 44 a 47 – Partendo dalla prima: bilanciamento orario del carico durante la settimana in cui è presente il picco della domanda nello scenario pulsato. A seguire il bilanciamento orario del carico nella settimana in cui si trova il minimo della domanda, sempre nello stesso scenario. Le ultime due rappresentano le medesime situazioni per il caso dello scenario stazionario.

La diversa forma dei grafici dell’andamento del carico nei due scenari è dovuta al fatto che, nel carico complessivo vengono considerati anche i momenti in cui le tecnologie di accumulo assorbono energia. Tali momenti differiscono tra i due scenari, ed inoltre la capacità e la potenza massima della batteria sono di molto maggiori in quello con andamento stazionario della fusione.

Come si può notare, con il profilo costante della fusione la punta di carico pomeridiana viene sempre soddisfatta sfruttando solamente la generazione solare, oltre ovviamente a quella baseload, ed anzi viene sempre prodotto anche un surplus che verrà stoccato per colmare la domanda nelle ore successive, insieme alle tecnologie modulabili.

Nel primo scenario invece, nelle ore centrali della giornata oltre al solare devono sempre entrare in gioco anche gas e idroelettrico, specialmente in estate, in cui la domanda è ben maggiore soprattutto a causa del largo uso degli impianti di raffreddamento per ambienti.

7.5.5 Prezzo orario

Un altro aspetto interessante da indagare è l’effetto delle diverse ipotesi di generazione sui prezzi. Per quanto riguarda il costo dell’energia, PLEXOS nell’analisi oraria, per determinare il prezzo di offerta dei singoli generatori tiene conto: costo del combustibile, costi di esercizio e manutenzione variabili, costi di rampa e costo delle emissioni di CO₂. A causa di ciò, i generatori rinnovabili, detengono un prezzo di offerta nullo (i costi O&M variabili di queste tecnologie sono nulli). Per le tecnologie di accumulo invece, non essendo stato definito alcun valore per l’energia immagazzinata, il prezzo di vendita sarà determinato dal costo dell’energia al momento dello stoccaggio e dall’efficienza propria di queste tecnologie. La batteria, avendo un rendimento complessivo dell’84,64% dovrà restituire l’accumulo ad un prezzo almeno $\frac{1}{0,8464} = 1,18147$ volte maggiore di quello iniziale, in modo da compensare le perdite. Analogamente l’impianto di

pompaggio, il quale con un'efficienza dell'81%, dovrà restituire ad un prezzo almeno $\frac{1}{0,81} = 1,23457$ maggiore.

Fatte queste premesse, il pricing method adottato da PLEXOS è quello del generatore marginale, ovvero, l'ultimo generatore chiamato a produrre (quello più costoso) determinerà il prezzo dell'energia in quell'ora. Per ogni impianto di generazione la remunerazione sarà tanto maggiore quanto più distacco ci sarà tra il prezzo di offerta e quello marginale.

Le Figure 48 e 49 riportano l'andamento orario del prezzo dell'energia nei due scenari.

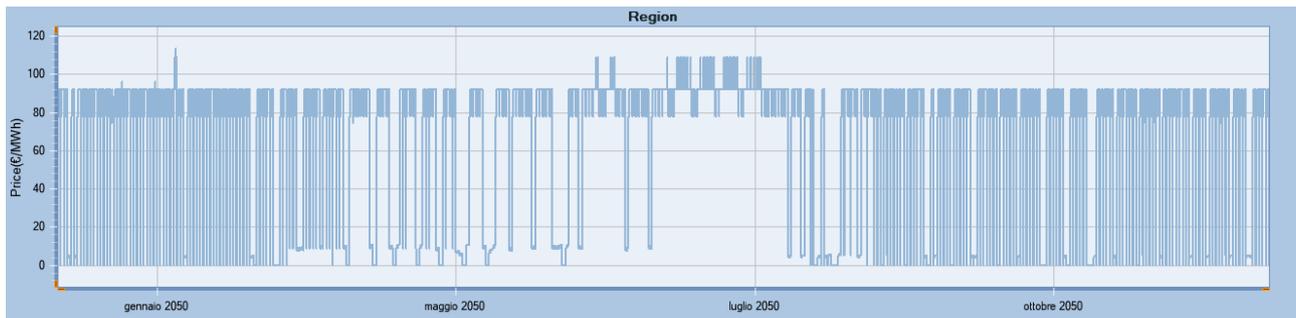


Figura 48 – Prezzo orario nello scenario pulsato [€/MWh]

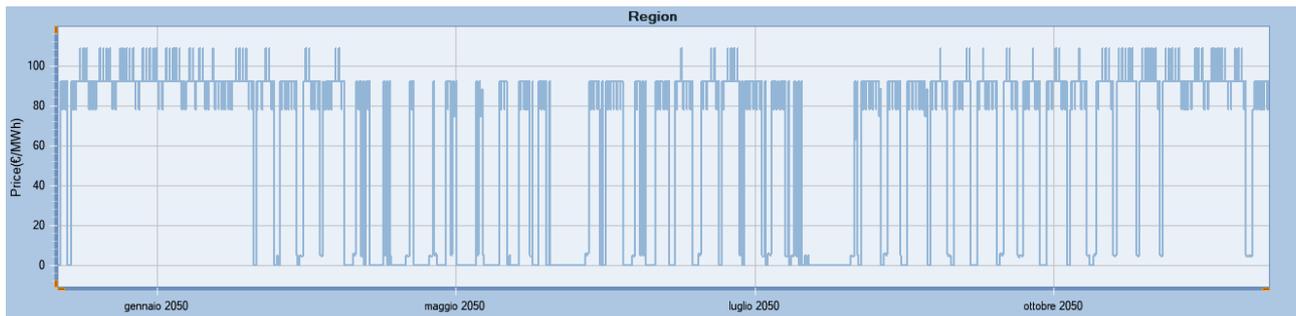


Figura 49 – Prezzo orario nello scenario stazionario [€/MWh]

Nello scenario pulsato i picchi di prezzo che si registrano si collocano nelle ore mattutine e pomeridiane, in corrispondenza dei picchi della domanda legata al fabbisogno di riscaldamento (inverno) o raffreddamento (estate). Il prezzo maggiore di queste ore è dovuto al calo della produzione da fusione e all'entrata in servizio delle tecnologie modulabili, in quanto il solo fotovoltaico non è in grado di bilanciare da solo la domanda. Il funzionamento in queste ore delle tecnologie di accumulo fa ulteriormente lievitare il prezzo dell'energia, generando punte di prezzo che raggiungono i 113,80 €/MWh. Il prezzo medio dell'energia è invece di 74,97 €/MWh.

Nel periodo estivo il prezzo è molto più costante rispetto al resto dell'anno, a seguito della maggior richiesta di energia durante la giornata e quindi del maggior funzionamento delle modulabili.

In entrambi gli scenari la volatilità di prezzo è molto elevata, in particolar modo in quello stazionario, in cui si registrano ampi tratti caratterizzati da un prezzo nullo dell'energia, collocati soprattutto nei mesi di aprile, maggio, giugno e agosto. Durante questi intervalli temporali nessuna tecnologia modulabile entra in servizio e tutta la domanda viene interamente soddisfatta tramite l'uso di fusione e rinnovabili. L'incremento di produzione dalle fonti intermittenti produce un forte impatto sulla correlazione fra prezzi e domanda, riducendola in modo sostanziale. La grande penetrazione del

fotovoltaico permette di ottenere una significativa riduzione dei prezzi nelle ore centrali della giornata, determinando un prezzo medio inferiore rispetto a quello che si registra di notte. Anche qui, nei periodi in cui sia le rinnovabili che le modulabili insieme non riescono a bilanciare il carico, l'intervento degli accumuli porta ad una maggiorazione del prezzo, che però raggiunge vette più basse di quelle nello scenario precedente, attestandosi a 108,90 €/MWh. Il prezzo medio risulta però più alto, pari a 79,24 €/MWh.

CAPITOLO 8: CONCLUSIONI

Ricapitolando, questa tesi, ha avuto il compito di analizzare il modello di dispacciamento relativo a diversi scenari possibili di generazione elettrica in Italia, facenti riferimento alla seconda metà del secolo e generati con il codice COMESE. Lo scopo è stato quello di integrare le valutazioni legate alla fase di dispacciamento risultanti dalle analisi svolte con COMESE con i dettagli forniti da PLEXOS a valle dell'ottimizzazione, al fine di verificare la sostenibilità in termini operativi dei sistemi di generazione studiati, caratterizzati da una forte penetrazione di rinnovabili e generazione di base assimilabile a generazione da centrali a fusione.

Si è dunque riscontrato che a seguito dell'ottimizzazione di PLEXOS, i risultati differiscono leggermente da quelli di COMESE, in particolare la fase dello unit commitment. PLEXOS infatti, a fronte di una data domanda, in certe occasioni preferisce sfruttare i generatori modulabili per produrre una quantità maggiore di energia, immagazzinandola, per poterla successivamente sfruttare nei momenti in cui la domanda eccede la generazione oppure quando il prezzo dell'energia è alto. A seguito di questo risultato, la capacità installata nel parco di generazione può essere ridotta. Ciò difatti accade e PLEXOS non fa mai affidamento sul generatore modulabile Bioenergie, quello più costoso. Sul fronte delle tecnologie di accumulo, esse vengono gestite in modo diverso nei due scenari, a seguito del diverso profilo assunto dalla fusione. La batteria comunque viene in entrambi i casi preferita rispetto all'impianto di pompaggio, a causa della diversa modellazione di queste tecnologie in PLEXOS.

Dalle simulazioni eseguite non risulta uno scenario nettamente più favorevole dell'altro, ma entrambi hanno i loro punti di forza e i loro svantaggi. Quello pulsato, sebbene necessiti di elevati costi iniziali per la costruzione del parco elettrico, ha la fortuna di avere un'energia un po' meno cara e un più basso LCOE di sistema; situazione opposta invece per lo stazionario, in cui a fronte di un risparmio sulla costruzione (-19,5%) il prezzo medio dell'energia è lievemente più alto. Per quanto riguarda le emissioni di CO₂, imputabili al solo utilizzo di gas naturale, esse sono praticamente identiche per entrambi gli scenari (circa 24 Mton/anno), i quali conseguono un tasso di riduzione del 95,36% rispetto al livello del 1990.

La valutazione dei costi del sistema energetico effettuata è sottoposta a forte incertezza, in quanto fa riferimento ad un orizzonte temporale distante nel tempo e dipende principalmente dalle ipotesi sui costi delle tecnologie e dall'evoluzione possibile delle curve di apprendimento tecnologico.

I risultati ottenuti sono comunque provvisori e vanno considerati più come delle linee guida, delle indicazioni su ciò che ci si aspetterà a seconda della strada che si deciderà di percorrere. Le simulazioni infatti non tengono conto per esempio degli eventi di manutenzione e di guasto che possono intercorrere durante l'anno ai vari impianti, determinando il loro spegnimento per un certo periodo di tempo e costringendo il sistema a ripiegare sulle altre fonti disponibili. Per effetto di tali eventi, la capacità installata del parco elettrico dovrà essere maggiore, in modo da azzerare l'energia non servita e garantire una certa riserva di generazione.

Tutte le simulazioni in questo lavoro inoltre presuppongono che il profilo di generazione del solare sia conosciuto a priori (previsione perfetta) e non considerano le tecniche di ottimizzazione stocastica per analizzare una serie di scenari di dati e irraggiamento solare. Tali tecniche porterebbero a una stima dei costi più elevati rispetto alle ipotesi di previsione perfetta [Sjoerd Brouwer et al., 2016]. La

considerazione dell'incertezza della generazione solare porterebbe anche alla necessità di avere un sistema molto più flessibile ed intelligente (Smart grid).

Ci sarebbe poi da tenere presente dello sviluppo energetico secondo aree geografiche, il quale porterebbe a collocare una certa quantità e un certo tipo di impianti in una zona del territorio piuttosto che in un'altra e a suddividere la domanda di energia totale in modo opportuno tra queste aree. Queste informazioni sarebbero fondamentali per valutare i fenomeni di congestione della rete elettrica.

Prevedere con quale sistema elettrico si arriverà al 2080 in Italia è complicato, tuttavia risulta difficile immaginare un futuro che non sia dominato da energie rinnovabili, veicoli alimentati da combustibili alternativi o altre innovazioni tecnologiche pulite.

Per quanto riguarda la possibile presenza della fusione nel mix energetico futuro non si hanno ancora certezze che questo possa effettivamente avvenire. Tutto dipenderà dai risultati degli esperimenti che verranno condotti nei prossimi anni, ITER e DEMO.

Anche se tutto andrà per il verso giusto, la possibilità che la fusione possa approdare in Italia sarà comunque abbastanza difficile, data la scarsa accettabilità sociale e la paura che il nucleare incute nei cuori delle persone. Ad ogni modo ciò non vieta che una tecnologia simile a questa possa imporsi sul nostro panorama nazionale.

Dei profili analizzati in questa tesi, quello pulsato potrebbe essere al limite della fattibilità, in quanto è stato realizzato ipotizzando un unico enorme generatore contenente tutta la potenza installata di quella tecnologia. Avendo in genere gli impianti nucleari una taglia di 1-1,5 GW_e, ne saranno presenti sicuramente un numero maggiore di uno, e quindi, per avere tale andamento bisognerebbe sincronizzare il funzionamento di tutti questi. Se invece suddetta sincronizzazione non avvenisse, ma ci fosse un certo sfasamento tra l'entrata in servizio degli impianti si potrebbe avere in siffatto modo un profilo complessivo costante. Entrambi gli scenari sarebbero quindi possibili anche adottando un unico profilo per tutti i generatori di quel tipo e regolandone il funzionamento in modo da ottenere la soluzione desiderata.

In questo lavoro, non ci si prefigge l'obiettivo di indicare una decisione corretta, ma si vuole solamente indicare le caratteristiche delle due soluzioni, nell'ottica di offrire un contributo per le future decisioni in ambito di scenari energetici.

Appendice: LA FUSIONE TERMONUCLEARE

A.1 Approccio alla fusione nucleare

La fusione nucleare entra nella storia della fisica negli anni Venti, come elemento essenziale per risolvere un problema che sino allora aveva costituito un enigma: quali meccanismi fisici sono alla base della continua emissione di energia da parte del Sole e delle altre stelle?

Sappiamo dall'età delle meteoriti e delle rocce terrestri che l'irraggiamento solare dura da miliardi di anni; possiamo stimare che continuerà per tempi altrettanto lunghi senza mostrare variazioni apprezzabili.

Se si pensa che all'origine di questa liberazione di energia vi siano processi chimici o la variazione di energia gravitazionale dovuta alla contrazione della massa solare, non si riesce a conciliare l'enorme quantità di potenza irradiata con il lentissimo consumarsi del Sole.

Nel 1920 l'astronomo inglese Eddington avanzò l'ipotesi che i processi di fusione fossero all'origine dell'energia solare. Verrà dimostrato negli anni successivi che a una temperatura di circa 15 milioni di gradi Kelvin l'idrogeno si trasforma in elio e si produce sufficiente energia per mantenere la reazione del sole stabile per miliardi di anni.

Nel mondo scientifico viene svolto un grande sforzo per riprodurre la fusione nucleare sulla Terra per la produzione stabile di energia elettrica. Se questo obiettivo fosse raggiunto si otterrebbe una valida alternativa al fabbisogno di energia a partire dai prossimi 30-40 anni, con un notevole beneficio ambientale rispetto alle fonti energetiche derivanti da combustibili fossili. L'energia da fusione, infatti, è una via pulita per produrre energia, in quanto ha il vantaggio di non produrre né scorie né anidride carbonica, non vi è il rischio di esplosioni devastanti e il combustibile necessario alla reazione è di facile reperibilità. Ciò potrebbe contribuire ad uno sviluppo sostenibile.

A.2 Principi della fusione nucleare

Replicare la reazione di fusione che avviene nel sole sarebbe un primo approccio possibile per realizzare la fusione sulla terra. Tuttavia, la reazione p-p (protone-protone) nel sole converte essenzialmente 4 protoni in un nucleo di Elio-4 (${}^4\text{He}$) contenente 2 neutroni. Questa reazione richiede quindi la conversione dei protoni in neutroni attraverso il decadimento beta inverso, fenomeno che si verifica con un tempo medio di 10^9 anni. Sulla terra ovviamente non abbiamo tutto questo tempo a disposizione ed è quindi necessario percorrere altre strade.

Una soluzione molto più "semplice" è offerta utilizzando isotopi dell'idrogeno, che contengono già sin dall'inizio le quantità necessarie di neutroni e protoni, dando così luogo a una reazione in cui, essenzialmente, avviene il riordinamento dei nuclidi con una velocità di reazione 10^{24} volte maggiore rispetto a quella del processo p-p nel sole. Tra tutte le possibili reazioni che coinvolgono gli isotopi dell'idrogeno H, la reazione di fusione meno difficile è quella tra il deuterio (D) e il trizio (T) (Fig. 50):



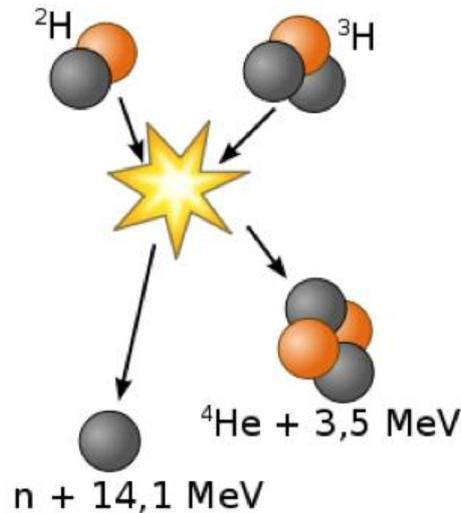


Figura 50 – Reazione di fusione tra un atomo di deuterio e uno di trizio, con la conseguente formazione di elio più l'espulsione di un neutrone

Per produrre una quantità sufficiente di reazioni di fusione, la temperatura interna di un plasma D-T deve essere di circa 150-200 milioni di °C. Questo valore è circa 10-15 volte più grande della temperatura al centro del nostro sole, stimata in circa 15 milioni °C.

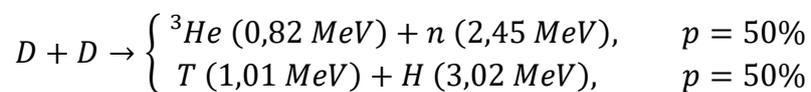
I prodotti della reazione sono ^4He , detto anche particella alfa, che porta, sotto forma di energia cinetica, 1/5 dell'energia totale prodotta nella reazione (3,5 MeV) e un neutrone che ne porta i 4/5 (14,1 MeV), per un totale di 17,6 MeV. Questa energia potrebbe essere convertita in calore in un blanket e poi in energia elettrica utilizzando la tecnologia convenzionale (ciclo di Carnot).

L'enorme rilascio di energia dalla reazione di fusione comporta anche un consumo minimo di carburante.

La fusione di D e T produce 3.3×10^{11} J/g ovvero:

- 10^7 volte l'energia prodotta dalla combustione di un grammo di carbone (2.93×10^4 J/g),
- 4 volte l'energia prodotta dalla fissione dell' ^{235}U (8.21×10^{10} J/g).

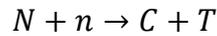
Altre reazioni di fusione di interesse sono:



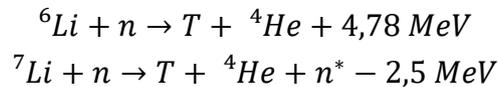
Esse però rilasciano meno energia e sono più difficili da realizzare, poiché hanno bisogno di temperature ancora più elevate, ma l'energia dei neutroni inferiore o persino l'assenza di questi è un vantaggio importante. [Ongena, Ogawa, 2016]

A.2.1 Combustibili e risorse della fusione

Il deuterio è presente in natura nell'acqua sia di mare che dolce (30 g/m³) ed è facilmente ed economicamente estraibile. Il trizio è un isotopo radioattivo dell'idrogeno, prodotto in natura nell'alta atmosfera dall'interazione dei raggi cosmici con l'azoto atmosferico:



ed è caratterizzato da una vita media di 12,3 anni. Il decadimento del Trizio (con emissione di un elettrone e produzione di ³He) ne impedisce l'accumulo in natura. Dovrà quindi essere prodotto. Nel futuro reattore a fusione i neutroni, che trasportano l'80% dell'energia prodotta, saranno assorbiti in un breeding blanket, una struttura spessa circa un metro posta intorno al nocciolo del reattore stesso, contenente litio (Li), che si trasforma in trizio ed elio secondo le reazioni:



(n*= neutrone lento)

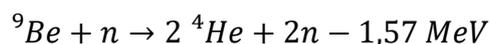
Il litio naturale (di composizione 92.7% ⁷Li, 7.3% ⁶Li) abbonda nelle rocce della crosta terrestre (30 parti su un milione per unità di peso) ed è presente, in concentrazione minore, anche negli oceani. Tali quantità sono maggiori, oltre alla più semplice reperibilità, rispetto all'uranio, combustibile usato nei processi di fissione.

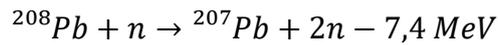
Il neutrone prodotto dalla reazione di fusione, privo di carica, non è sensibile alla presenza di campi magnetici e quindi sfugge al confinamento del plasma. L'urto del neutrone contro il breeding blanket ove è contenuto il Litio comporta la produzione di trizio e calore.

La produzione e l'estrazione del trizio nel blanket sono meccanismi chiave nel reattore a fusione.

Il ⁶Li è l'isotopo più utile in quanto reagisce con i neutroni nell'intervallo di energia inferiore (E<1 MeV). Insieme con l'energia rilasciata dalle reazioni di fusione D-T, la totale energia prodotta sarebbe di 22,38 MeV per atomo di ⁶Li. Quindi, se si prendesse solamente il ⁶Li come risorsa per produrre il T, il contenuto energetico del Li naturale (per l'uso nella reazione D-T) sarebbe di circa 27x10¹⁵ J/ton. Le riserve stimate di Li naturali sono poco meno di 29 milioni di tonnellate in depositi minerari noti e circa 200 miliardi di tonnellate disciolte nell'acqua di mare (0,1-0,2 ppm) (ma evidentemente più difficili da estrarre), equivalente a circa 2,5x10⁴ e 1,7x10⁸ TWyr rispettivamente. Con un consumo annuo di energia primaria di circa 18 TWyr, ciò corrisponderebbe rispettivamente a circa 1400 anni e 9,4 milioni di anni di fornitura di energia primaria al mondo. Se venisse incluso anche il consumo di ⁷Li (parzialmente o totalmente) per la produzione di T, le riserve di energia disponibili per la fusione verrebbero ulteriormente incrementate.

Poiché viene prodotto un solo neutrone in ogni reazione di fusione e poiché ogni nuovo nucleo di trizio da produrre dal Li richiede un neutrone, sarà necessario fornire una fonte di neutroni aggiuntiva in modo da bilanciare le perdite nel breeding blanket e il fatto che solo una frazione (20-40%) dei neutroni vanno incontro ad una reazione con il Li. I possibili moltiplicatori di neutroni adatti sono il berillio e il piombo, usando le reazioni:





Il trizio, una volta prodotto nel blanket, viene estratto assieme all'elio e successivamente purificato. Se il reattore è autosufficiente per il T, è necessario alimentarlo solo con D. In ogni caso il prodotto della reazione è soltanto He. [Gnesotto, 2018]

A.2.2 Il difetto di massa

Ci si può chiedere a questo punto perché la fusione di due nuclei leggeri dia origine a una grande quantità di energia.

In tali reazioni, la massa di un nucleo ricavata sperimentalmente risulta essere minore della somma delle masse dei nucleoni componenti, presi isolatamente: la differenza di massa (Δm), che è in relazione con l'energia di legame secondo la legge di equivalenza massa energia,

$$\Delta E = \Delta mc^2$$

si chiama difetto di massa. Se due nuclei leggeri ($A < 10$, con A numero di massa, ovvero la somma dei neutroni e protoni di un nucleo) si fondono si avrà liberazione di energia, in quanto la massa a riposo complessiva dei prodotti è inferiore a quella delle particelle interagenti.

Perché due nuclei si fondano è necessario che siano portati a distanze molto brevi, dell'ordine di 10-13 cm, in modo che le forze nucleari, responsabili della fusione, possano entrare in gioco. I nuclei atomici sono carichi positivamente, di conseguenza tendono a respingersi. La forza di repulsione, di tipo Coulombiano, cresce all'avvicinarsi dei nuclei, in proporzione inversa al quadrato della loro distanza. Affinché due nuclei si avvicinino sino a distanze sufficientemente piccole è necessario che la velocità con cui urtano sia molto elevata. Perciò le reazioni di fusione possono avere luogo solo quando l'energia cinetica delle particelle è estremamente elevata, come avviene all'interno del Sole. Con le condizioni gravitazionali presenti sulla Terra occorrono temperature dell'ordine di 100 milioni di gradi Kelvin. A queste temperature la miscela di gas di deuterio e di trizio diventa un plasma: un gas ionizzato globalmente neutro.

Naturalmente parlando di un plasma caldo, ove le cariche si muoveranno con velocità v , è necessario introdurre il concetto di reattività R (numero di reazioni di fusione per volume al secondo)

$$R = n_D n_T \langle \sigma v \rangle$$

con n_D pari alla densità di deuterio D e n_T densità di trizio T; $\langle \sigma v \rangle$ è il prodotto della velocità relativa tra le particelle interagenti per la sezione d'urto di fusione, mediato sulla distribuzione di velocità dei nuclei ($\langle \sigma v \rangle = \int \sigma(E) v f(v) dv$).

In Figura 51 è rappresentata la funzione $\langle \sigma v \rangle$ legata alla temperatura del plasma per le varie reazioni di fusione.

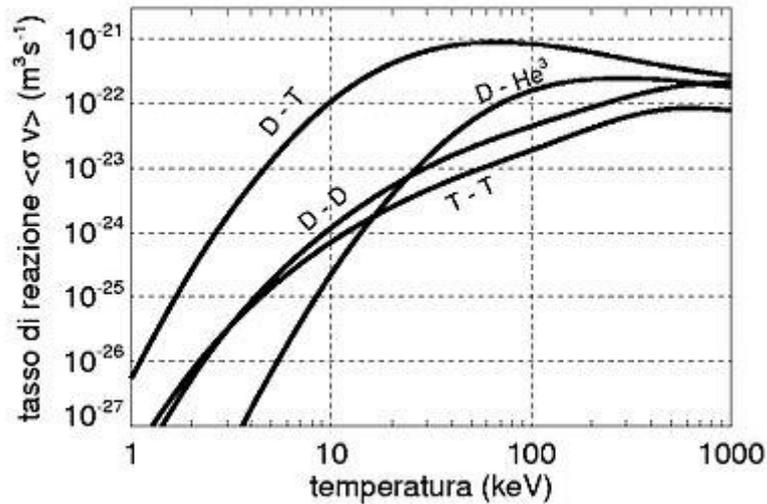


Figura 51 – Diagramma della probabilità di reazione in funzione della temperatura del plasma per diversi tipi di reagenti

La reazione tra deuterio e trizio è quella con una probabilità di reazione maggiore e necessita di temperature minori per innescarsi. Altre reazioni esoenergetiche sono di interesse per la fusione termonucleare controllata, cioè le reazioni che coinvolgono nuclei di deuterio e di elio. Esse richiedono condizioni più spinte per il plasma (per esempio temperature molto più elevate di 100 milioni di gradi), e quindi più difficili da realizzare, ma sono sicuramente importanti ai fini del funzionamento di un reattore a fusione, perché evitano o limitano fortemente il flusso di neutroni. Sono i neutroni infatti che rendono radioattivi i materiali che compongono il reattore.

A.2.3 Bilancio energetico e condizioni di fusione

Affinché la reazione di fusione avvenga occorre soddisfare delle condizioni di bilancio energetico, condizioni che dipendono dalla temperatura del plasma.

Il problema fondamentale della fusione termonucleare controllata consiste nel riscaldare un plasma ad una temperatura sufficientemente elevata e nel mantenerlo confinato per un tempo sufficientemente lungo, in modo che l'energia liberata dalle reazioni di fusione possa compensare quella persa dal plasma e quella usata per la sua produzione.

Dal confronto dei diversi processi che generano un aumento o una diminuzione di energia del plasma si può dedurre sotto quali condizioni sia possibile ottenere un guadagno netto di energia dalle reazioni di fusione. Cominciamo col prendere in considerazione l'energia prodotta dalle reazioni di fusione, costituita essenzialmente dall'energia cinetica dei prodotti delle reazioni. Questi prodotti sono: o neutroni, che abbandonano il plasma senza avere con esso interazione apprezzabile, o particelle cariche, che possono invece essere confinate nel plasma e quindi cedere a esso la loro energia.

Per stimare la potenza liberata dalle reazioni di fusione è necessario conoscere innanzitutto quante reazioni vengono prodotte per unità di tempo nel plasma (reattività R definita in precedenza).

Per fissare le idee, ci riferiamo al caso di un plasma formato in parti uguali da atomi di deuterio e trizio. Il numero di reazioni R risulta:

$$R = n_D n_T \langle \sigma v \rangle = \frac{1}{4} n^2 \langle \sigma v \rangle$$

In cui $n = n_D + n_T$ è la densità elettronica. La potenza liberata dal plasma, per unità di volume, in forma di energia cinetica delle particelle α con energia $E_\alpha = 3,52 \text{ MeV}$, prodotte dalle reazioni di fusione, risulta allora:

$$P = R E_\alpha$$

La potenza termonucleare P_{th} prodotta per unità di volume si può esprimere quindi come:

$$P_{th} = \frac{1}{4} n^2 \langle \sigma v \rangle Q_{th} \quad [Wm^{-3}]$$

Con $Q_{th} = E_n + E_\alpha = (14,1 + 3,52) \text{ MeV}$

Questa potenza è associata ai prodotti della reazione (particelle α e n):

$$P_{th} = P_n + P_\alpha$$

Con $P_n = 4P_\alpha$, dove P_α è la potenza che rimane all'interno e contribuisce a scaldare il plasma (20% P_{th}) mentre P_n è la potenza uscente, utilizzata per produrre potenza elettrica utile (80% P_{th}).

Il plasma è anche soggetto a perdite. Indichiamo queste perdite di potenza con P_L .

Per compensare queste perdite si può fornire dall'esterno una potenza termica P_H che si andrà quindi a sommare a P_α . Chiamiamo Q («guadagno») il rapporto

$$Q = \frac{P_{th}}{P_H}$$

Dato che, nell'intervallo di temperature di interesse per un reattore, la reattività del combustibile cresce con la sua temperatura, al crescere della temperatura la potenza di riscaldamento P_α associata alle particelle α cresce e di conseguenza la necessità di riscaldamento esterno P_H diminuisce e Q cresce.

Si parla di ignizione quando la sola P_α è in grado di compensare le perdite di potenza (P_L) all'interno del plasma, mantenendo quindi una temperatura costante (equilibrio termico).

In ogni condizione di funzionamento in equilibrio termico, dalla nascita del plasma fino al raggiungimento delle condizioni di ignizione, la potenza termica totale fornita al plasma deve eguagliare le perdite di potenza.

$$P_\alpha + P_H = P_L \text{ essendo } P_L > P_\alpha$$

La potenza prodotta dalle particelle alfa (P_α) è uguale (o maggiore) alla potenza perduta solo in condizioni di ignizione: in queste condizioni quindi non è necessario fornire una potenza di riscaldamento ($P_H = 0$, $Q = \infty$).

Le perdite di potenza termica dal plasma possono essere suddivise in due categorie:

- Per radiazione (Bremsstrahlung, emissione di riga, ricombinazione, radiazione di ciclotrone)
- Per trasporto (conduzione, convezione, diffusione delle particelle)

Vediamo il caso della Bremsstrahlung all'ignizione (Figura 52), dovuta agli urti tra elettroni e ioni, considerando $n = 5 \times 10^{20}$ particelle/m³.

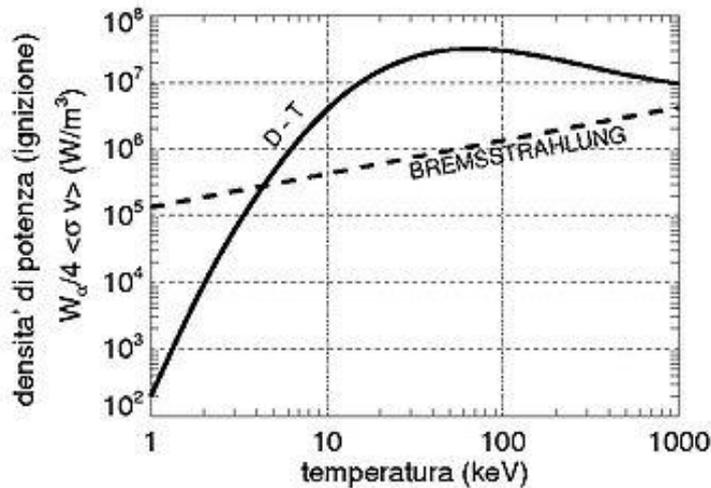


Figura 52 – Perdita per Bremsstrahlung in confronto con la potenza prodotta all'ignizione

Per temperature inferiori a circa 4 keV (circa 50 milioni di K) la sola potenza persa per Bremsstrahlung supera la potenza da fusione e il reattore non è energeticamente conveniente.

Ad altissime temperature ($T > 1000$ keV, oltre un miliardo di K) la potenza da fusione è importante, ma il termine di Bremsstrahlung diventa di nuovo dominante.

Perché il plasma non perda energia e quindi la reazione di fusione non si spenga, è necessario che esso non interagisca con le pareti della camera in cui è generato.

Il confinamento ha la funzione di isolamento termico poiché riduce le perdite di calore con l'esterno e, inoltre, impedendo al plasma di toccare le pareti, evita che in esso vengano immesse impurità. Qualitativamente, il tempo che intercorre tra la generazione di un plasma e il suo spegnimento dovuto al raffreddamento è detto tempo di confinamento.

Le perdite per radiazione (P_{rad}) devono essere minimizzate, ma sono comunque inevitabili a causa della presenza di impurità nel plasma e sono funzione della sua temperatura.

Il tempo di confinamento dell'energia τ_e si definisce come rapporto tra l'energia immagazzinata dal plasma per unità di volume (W) e la potenza persa per trasporto per unità di volume (P_{cond}). Perciò:

$$P_{cond} = \frac{W}{\tau_e}$$

Dove $W = \frac{3}{2} n_e k T_e + \frac{3}{2} n_i k T_i$, con $k = 1,38 \times 10^{-23}$ [J/K] detta costante di Boltzman.

Se $n_e = n_i = n_D + n_T = n$ e $T_e = T_i = T$, allora

$$W = 3nkT$$

La potenza di riscaldamento all'equilibrio termico deve essere pari a:

$$P_H = (P_{rad} + P_{cond}) - P_\alpha$$

da cui, trascurando le perdite per radiazione e considerando la temperatura in [eV], si ottiene:

$$P_H = \frac{3nkT}{\tau_e} - \frac{1}{4}n^2\langle\sigma v\rangle E_\alpha$$

In condizioni di ignizione il guadagno Q risulta essere:

$$Q = \frac{P_\alpha + P_n}{P_H} = \frac{5P_\alpha}{P_H}$$

è infinito poiché $P_H = 0$ e la condizione di ignizione risulta essere:

$$n\tau_e > \frac{12kT}{\langle\sigma v\rangle E_\alpha}$$

e quindi

$$\frac{1}{4}n^2\langle\sigma v\rangle E_\alpha > \frac{3nkT}{\tau_e}$$

Nel caso di fusione D-T, nell'intervallo di temperatura tra 10-20 keV si ha con ottima approssimazione:

$$\langle\sigma v\rangle \approx 1,1 \times 10^{-24} T^2 [keV^2 m^3 s^{-1}]$$

Da cui si ricavano le condizioni di IGNIZIONE ($Q = \infty$), le quali sono rappresentate dal triplo prodotto:

$$nT\tau_e > 3 \times 10^{21} [keV m^{-3} s]$$

La condizione invece per cui l'energia prodotta dal processo di fusione solamente supera quella impiegata per innescarla, detta *Criterio di Lawson*, si ottiene per:

$$nT\tau_e > 10^{21} [keV m^{-3} s]$$

L'andamento del prodotto $n\tau_e$ in funzione della temperatura T per la reazione D-T è riportato in Figura 53.

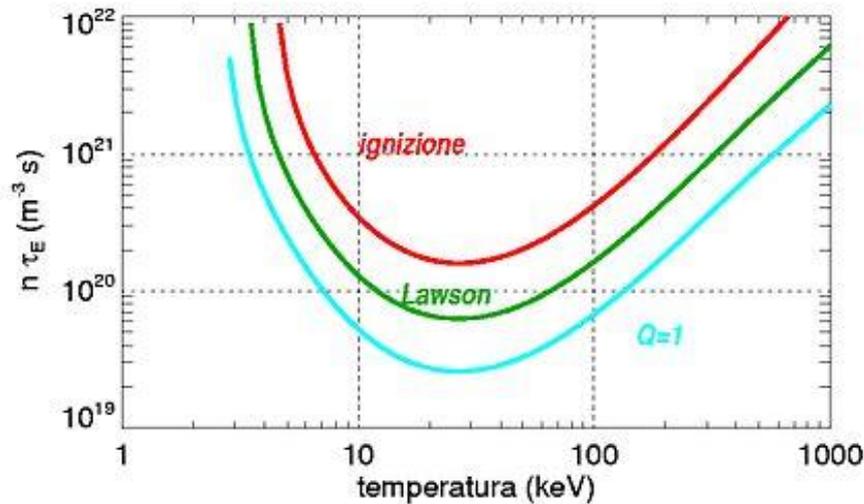


Figura 53 – Andamento di $n\tau_e$ in funzione della temperatura per la reazione deuterio-trizio. Sono indicati la curva del criterio di Lawson (verde), del criterio di ignizione (rossa), e quella corrispondente al fattore di guadagno $Q=1$ (azzurra)

Nella letteratura tecnica si parla di pareggio o breakeven quando la potenza erogata dal reattore e quella immessa al suo interno si eguagliano, quando cioè il guadagno della potenza Q assume valore unitario.

L'obiettivo finale nei reattori a fusione è quello di raggiungere il breakeven: la reazione di fusione dovrà auto sostenersi. Ciò significa che dopo un riscaldamento iniziale fornito da dispositivi esterni, il processo di fusione si deve autoalimentare grazie alle particelle alfa (nuclei di elio) intrappolate nel volume di plasma, senza necessitare la spesa di altra energia; si suppone dunque che queste particelle forniscano al plasma energia sufficiente per mantenerlo caldo. I neutroni trasferiscono intanto la loro energia al blanket del reattore, generando il trizio e tramutando energia in calore, utilizzabile per produrre energia elettrica.

Ad oggi esistono molte macchine che creano e studiano il plasma termonucleare senza però riuscire ad arrivare al breakeven (Figura 54). Questo significa che fino ad ora gli esperimenti consumano più energia (termica) di quanta ne producano.

La ricerca ha permesso in 30 anni (dal 1970 al 2000) di aumentare il valore del triplo prodotto di 4 ordini di grandezza. Siamo oramai vicini al breakeven.

Il miglior risultato finora raggiunto è stato quello del reattore sperimentale JET nel 1997. La potenza da fusione prodotta è stata di 16 MW ($P_{fusione}$), mentre quella generata da dispositivi ideati per scaldare il plasma e consentire quindi il raggiungimento delle condizioni necessarie per le reazioni di fusione, di 24 MW (P_H) [Gnesotto, 2018]. Il guadagno (Q) ottenuto è stato:

$$Q = \frac{P_{fusione}}{P_H} = 0,65$$

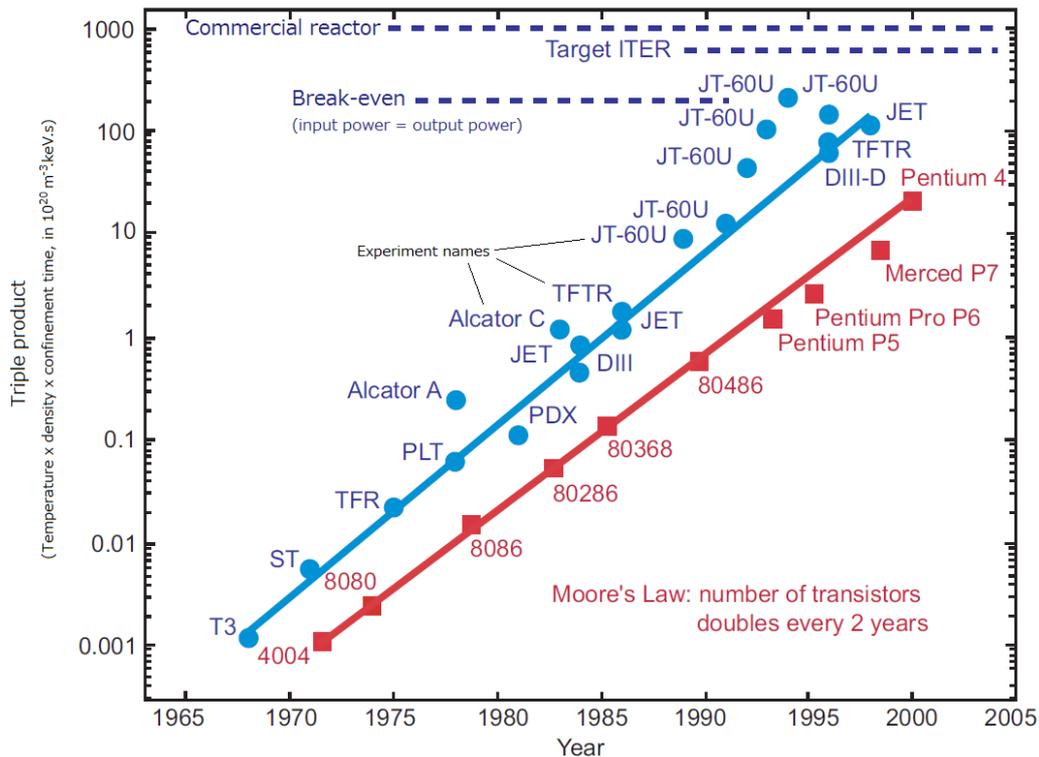


Figura 54 – Progressi del triplo prodotto $nT\tau_e$ ottenuti in alcuni esperimenti TOKAMAK con plasmi D-T

A.2.4 Il confinamento del Plasma a regime di fusione

Confinare il plasma all'interno di un reattore significa fare in modo di evitare che questo si espanda liberamente all'interno della camera da vuoto, andando ad impattare contro le pareti solide danneggiandole a causa dell'elevata temperatura a cui esso viene portato. Esistono diverse modalità di confinamento, alcune tecnologicamente realizzabili, altre invece naturali ma non attuabili all'interno di un reattore.

Nelle stelle, dove la reazione di fusione avviene continuamente, il confinamento del plasma avviene grazie alle forze di interazione gravitazionale che la stella esplica con il plasma stesso: si parla in questo caso di confinamento gravitazionale. Risulta allora evidente come una soluzione di questo genere non sia per niente perseguibile, pertanto sono state individuate altre due tecniche tecnologicamente realizzabili: il confinamento magnetico e il confinamento inerziale.

Il confinamento inerziale (fusione inerziale) si ottiene bombardando, per tempi molto brevi (dell'ordine dei nanosecondi), una sfera cava di alcuni millimetri di diametro contenente una miscela di deuterio e trizio

allo stato liquido, con raggi laser ad alta energia o con fasci di particelle cariche distribuiti uniformemente sull'angolo solido, contemporaneamente da diverse direzioni. Questo bombardamento provoca la vaporizzazione dello strato superficiale che, per reazione di compressione e riscaldamento del combustibile, trasforma la miscela al centro in un plasma ad altissima densità, sino a 1000 volte quella dei solidi per qualche nanosecondo, e la porta alla temperatura necessaria per sostenere la reazione, circa 100 milioni di K. I prodotti delle reazioni di fusione a loro volta innescano,

cedendo energia, altre reazioni di fusione nella miscela circostante prima che la sferetta si disintegri. Il problema è che solo una piccola parte del combustibile viene fusionato. Questo principio è lo stesso utilizzato per la bomba ad idrogeno e pertanto, essendo coperto da segreto militare, non si conoscono gli sviluppi a riguardo.

Le ricerche sulla fusione inerziale, anche se molto interessanti e promettenti, sono fortemente intrecciate con le ricerche di interesse militare e perciò l'Unione Europea ha fin dall'inizio privilegiato l'altra linea di ricerca, che si basa sul confinamento magnetico. Il vincolo del segreto militare non avrebbe consentito il necessario scambio di informazioni scientifiche sui risultati delle ricerche.

Il confinamento magnetico rappresenta la tecnica più promettente ed è quella adottata nei moderni reattori. In queste macchine il campo viene generato facendo fluire correnti elettriche in bobine poste attorno alla zona di confinamento del plasma e quindi alla camera che lo contiene. Il plasma, essendo un gas ionizzato, è sensibile alla presenza di campi magnetici che vengono sfruttati per confinarlo e mantenerlo coeso all'interno della camera da vuoto. Questa procedura consente di confinare il plasma all'interno del reattore anche per tempi abbastanza lunghi. Sostanzialmente si sfrutta il fatto che le particelle cariche immerse in un campo magnetico percorrono traiettorie che dipendono dalle linee del campo stesso. Chiudendo allora le linee di campo su sé stesse (in una macchina toroidale) o intensificando il campo alle estremità (in una macchina lineare) è possibile intrappolare la maggior parte delle particelle e quindi confinare il plasma. Tuttavia, in condizioni pratiche un campo magnetico toroidale non è mai uniforme e diventa sempre più debole a grandi raggi. Le particelle cariche in un campo non uniforme sono soggette a moti di deriva trasversali che causano la perdita del loro confinamento. Per ovviare a tale problema si ricorre a linee di forza del campo magnetico che non siano semplici circonferenze ma che si avvolgano ad elica su superfici toroidali. Si utilizza un secondo campo poloidale che ha il compito di correggere l'orbita. Fra le varie configurazioni magnetiche toroidali, il reattore più promettente nell'ambito della fusione termonucleare è il TOKAMAK. [Gamba, 2009]

A.3 Presente e futuro: JET, ITER e DEMO

Gli studi sulla fusione termonucleare per usi civili hanno avuto origine negli anni '50 come attività a latere delle ricerche (rigorosamente classificate) sui dispositivi termonucleari di interesse militare.

Tali studi furono declassificati con la conferenza di Ginevra del 1958.

La prima configurazione di reattore che ebbe successo fu il TOKAMAK, acronimo di "TOroidal KAmara MAGnetic Katushka" (camera toroidale a bobine magnetiche), una macchina toroidale per la fusione a confinamento magnetico ideata da fisici russi. [Sestero, 2005]

Dalla prima creazione di questa macchina si è lavorato a lungo e i primi risultati significativi sono giunti intorno agli anni '70. Da allora diverse soluzioni tecnologiche sono state proposte e ciascuna di esse ha contribuito in maniera sostanziale nell'ambito della ricerca sulla fusione termonucleare controllata. Esistono una serie di TOKAMAK attualmente funzionanti in Europa (FTU in Italia, Tore Supra in Francia, TCV in Svizzera etc.), altri sono in via di progettazione e/o costruzione.

Sito in Culham (UK), il JET (Joint European Torus) è il più grande reattore attualmente esistente e l'unico funzionante con combustibili Deuterio-Trizio; essendo quest'ultimo radioattivo, esso è equipaggiato con strutture robotiche per interventi in remoto sulla macchina. Il JET, ultimato nel 1983, è stato progettato e realizzato per dimostrare la fattibilità della fusione termonucleare controllata, focalizzando inoltre l'attenzione sui seguenti temi:

- analisi del comportamento del plasma e verifica delle leggi di scala con dimensioni e parametri di plasma prossimi a quelli di un reattore;
- analisi dei fenomeni di interazione tra plasma e strutture fisiche ad esso esposte;
- studio dell'influenza delle impurezze sulle prestazioni del plasma;
- studio dell'efficienza dei sistemi di riscaldamento addizionali;
- studio del comportamento delle particelle e degli effetti prodotti da esse sul riscaldamento del plasma.

ITER (International Thermonuclear Experimental Reactor), rappresentato in sezione in Figura 55, nasce dall'accordo di sette paesi partecipanti (UE, USA, Russia, Giappone, Corea del Sud e India) e rappresenta il passaggio tra gli studi finora ottenuti con TOKAMAK sperimentali e la struttura definitiva di un futuro reattore; avrà pertanto la missione di dimostrare la fattibilità tecnologica di un impianto per la fusione termonucleare controllata e quindi di raggiungere il pareggio prima e l'ignizione dopo, con un fattore di moltiplicazione della potenza che si aggirerà intorno a 10. ITER opererà con miscele di solo deuterio e in seguito con miscele deuterio-trizio e sarà in grado di produrre una potenza di 500 MW per una durata di 60 minuti.

Il sistema magnetico è costituito da quattro sottosezioni a bobine superconduttrici sottoraffreddate ad elio liquido ad una temperatura prossima allo zero assoluto. L'iniezione del combustibile nel plasma viene eseguita attraverso l'immissione di piccoli proiettili a temperatura criogenica. ITER utilizzerà una combinazione di vari sistemi per il riscaldamento del plasma ed il sostegno della corrente di plasma, basati sull'immissione diretta di fasci di atomi neutri direttamente nel plasma e sistemi a radiofrequenza (già sperimentati nel JET). Il progetto ITER, che vedrà la luce il prossimo anno, non verrà utilizzato per la produzione di energia elettrica: tale compito è riservato infatti al suo successore, DEMO.

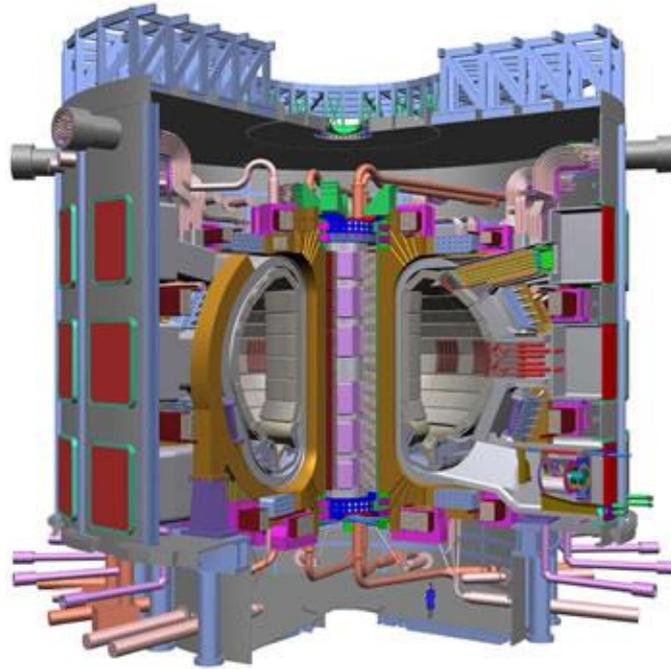


Figura 55 – *Vista in sezione di ITER*

DEMO (DEMONstration Power Plant) è il nome del reattore a fusione attualmente studiato in Europa il cui progetto è iniziato nel 1995 e si estenderà fino al 2030. Lo scopo principale del progetto è quello di dimostrare la fattibilità commerciale della fusione termonucleare controllata, cioè la possibilità di generare energia elettrica da essa. A differenza del progetto ITER, DEMO dovrà dimostrare di essere in grado di sostenere la reazione di fusione per un tempo sufficientemente lungo (1000 s), pertanto le caratteristiche del plasma di DEMO devono essere più spinte, in particolare la reazione di fusione deve essere stabilizzata per un tempo teoricamente indeterminato. Il consumo di trizio, evidentemente molto maggiore di quello previsto nel predecessore, richiede la presenza di un blanket adibito alla produzione di trizio. Dato che nello studio di DEMO sono previsti quattro modelli diversi, le caratteristiche minime e massime previste per i vari modelli sono le seguenti:

- potenza elettrica della centrale: 1.33 - 1.55 (GW);
- potenza generata dalla reazione di fusione: 2.53 - 5.00 (GW);
- raggio al baricentro del plasma: 6.10 - 9.55 (m);
- raggio interno al plasma: 4.1 - 6.6 (m);
- raggio esterno al plasma: 8.2 - 13.1 (m);
- altezza totale del plasma: 8.6 - 12.3 (m);
- campo magnetico toroidale sull'asse: 5.6 - 7.0 (T);
- efficienza globale dell'impianto: 31 - 60%;

L'energia prodotta in DEMO è ottenuta dalla fusione deuterio-trizio. Da ogni reazione quindi si formano una particella alfa e un neutrone. Mentre questi ultimi hanno un cammino libero nella materia relativamente elevato, le prime vengono fermate da pochi centimetri di spessore di acciaio. Ciò significa che circa il 20% dell'energia prodotta dalla reazione (quella asportata dal plasma tramite le particelle alfa) riscalderà i primi centimetri del materiale solido che si trovano di fronte al plasma. Questa zona, dove la densità di potenza è elevatissima, è indicata come “prima parete”. In DEMO essa ha uno spessore di 25 cm ed è refrigerata con elio. Circolando lungo canali orizzontali realizzati attraverso questa parete, l’elio si scalda, passando da una temperatura iniziale di 300°C ad una finale di 500°C. Esso viene quindi inviato ad una turbina insieme all’elio che ha refrigerato anche il blanket e il divertore (quella parte della parete su cui è deviato il plasma che sfugge ai campi magnetici di contenimento a causa delle instabilità intrinseche a cui questo fluido è soggetto) e viene dunque sfruttato per la produzione di energia elettrica. [Maisonnier et al., 2006]

In Figura 56 è rappresentato lo schema di principio di una tipica centrale a fusione.

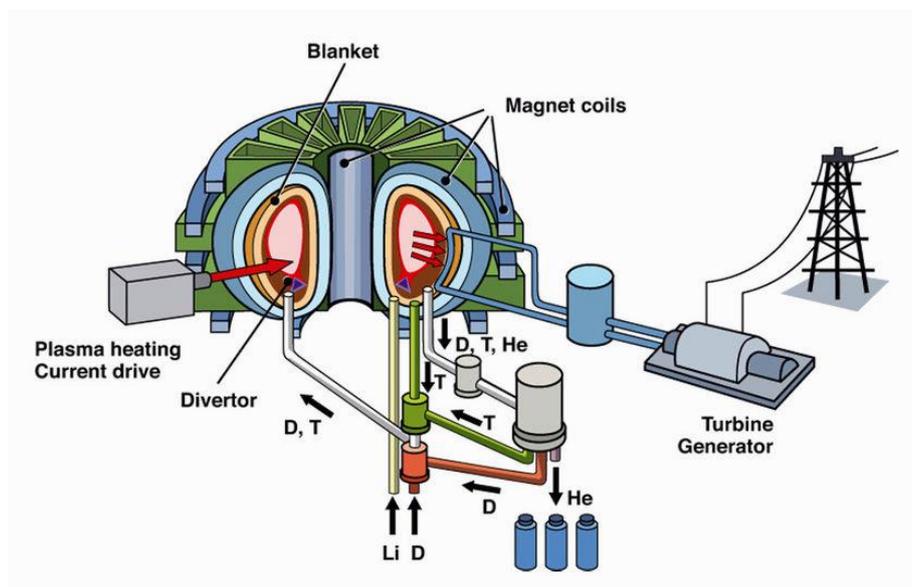


Figura 56 – Schema di principio di un impianto di produzione con reattore a fusione termonucleare

A.4 Sicurezza nelle centrali

In primo luogo, la quantità di carburante disponibile ad ogni istante è sufficiente per poche decine di secondi di utilizzo, in netto contrasto con un reattore a fissione in cui il combustibile, per diversi anni di funzionamento, è immagazzinato nel nocciolo del reattore. In secondo luogo, il processo di fusione non si basa su una reazione di moltiplicazione dei neutroni, ovvero non si ha nessuna reazione a catena. Si noti, tuttavia, che una quantità accuratamente scelta di moltiplicatori di neutroni dovrà essere incorporata nel progetto per compensare le perdite di neutroni non evitabili. Tuttavia, in base alla progettazione, questo non porterà ad una moltiplicazione dei neutroni come nel caso della fissione, dove per ogni reazione vengono generati circa 3 neutroni extra.

Anche nel caso peggiore possibile, cioè di mancato funzionamento di tutti i sistemi di controllo, la fusione si interromperebbe in circa un secondo. Questa è una grande differenza rispetto alle centrali

nucleari a fissione, nelle quali in caso di incidente o di guasto si deve provvedere a smaltire il calore di decadimento e si possono verificare reazioni incontrollate. È vero che il plasma raggiunge temperature di centinaia di milioni di gradi, ma si tratta di un gas un milione di volte meno denso dell'atmosfera: nell'improbabile eventualità che il plasma fuoriesca dalla macchina, la temperatura scende subito e le reazioni si fermano immediatamente. Un incendio incontrollato del combustibile da fusione è quindi esclusa per motivi fisici. Anche nel caso di una perdita totale di raffreddamento attivo, il basso riscaldamento residuo esclude la fusione della struttura del reattore. [Ongena, Ogawa, 2016] [Rizzo, 2013]

A.4.1 Livelli di radioattività

I combustibili di base (D e Li) e il prodotto finale diretto (^4He) della reazione di fusione non sono radioattivi. Tuttavia, un reattore a fusione richiederà il confinamento e il controllo dei radioisotopi, poiché ha un inventario radioattivo costituito da (i) trizio e rifiuti contaminati da esso e (ii) materiali del reattore attivati dai neutroni della reazione di fusione. Studi [Cook et al., 2001] indicano, tuttavia, che una scelta adeguata di questi ultimi può ridurre al minimo la radioattività indotta, in modo tale che il riciclaggio dovrebbe essere possibile a partire da alcuni decenni dopo fino ad un secolo. Quindi, il problema della radioattività non è inerente alla fusione nucleare, al contrario della fissione, dove la stessa reazione di fissione conduce a pericolosi prodotti radioattivi a lunga vita.

Il ciclo del trizio è chiuso internamente e la quantità totale immagazzinata nella centrale a fusione sarà dell'ordine di pochi kg. Un'evacuazione del personale potrebbe non essere nemmeno necessaria in caso di incidente nel caso venisse implementato un adeguato sistema di sottrazione del trizio. Per inibire lo scarico nell'ambiente del trizio, che diffonde attraverso i materiali ad alta temperatura, dovranno essere utilizzate speciali barriere permeabili. Poiché il trizio è chimicamente equivalente all'idrogeno, può sostituire quest'ultimo nell'acqua e in tutti i tipi di idrocarburi. Potrebbe quindi contaminare la catena alimentare qualora venisse rilasciato in atmosfera. L'assorbimento di cibo e acqua contaminati da trizio da parte di organismi viventi rappresenta un potenziale pericolo. Tuttavia, il possibile danno si riduce a causa della breve emivita biologica del trizio nel corpo di circa 10 giorni. Per evitare agli operatori qualunque tipo di contaminazione radioattiva, tutte le operazioni di manutenzione verranno effettuate dall'esterno tramite braccia meccaniche. [Ongena, Ogawa, 2016]

A.4.2 Riduzione del rischio di proliferazione

Il funzionamento dei reattori a fusione non è accompagnato dalla produzione di materiali fissili necessari per le armi nucleari. Solo una modifica significativa del reattore a fusione, ovvero l'introduzione di una speciale sezione di alimentazione contenente materiale fertile, renderebbe possibile la produzione di materiali fissili di qualità militare. Tuttavia, la presenza di tale sezione (in un ambiente in cui non dovrebbe esserci affatto) potrebbe essere facilmente rilevata da ispettori qualificati. [Ongena, Ogawa, 2016]

A.5 Inquinamento ambientale

I combustibili primari (D e Li) e il prodotto finale diretto (^4He) non sono radioattivi, non inquinano l'atmosfera e non contribuiscono all'effetto serra o alla distruzione dello strato di ozono. L'elio è inoltre chimicamente inerte e indispensabile per le applicazioni superconduttrici. Non ci sono problemi con il settore minerario (Li) e il trasporto di carburante. Non esistono problemi ecologici, geofisici e di sfruttamento del suolo come quelli associati all'energia da biomassa, all'energia idroelettrica e all'energia solare.

Sarà necessario adottare delle misure per il contenimento del trizio e per la purificazione delle sostanze contaminate da questo. Durante il normale funzionamento la dose per il pubblico nelle vicinanze dell'impianto sarà solo una frazione della dose dovuta alla radioattività naturale. [Ongena, Ogawa, 2016]

A.5.1 Pericolosità dei rifiuti

Un importante vantaggio della fusione è l'assenza di prodotti diretti di reazione radioattivi, in contrasto con la fissione. Uno smaltimento adeguato dei rifiuti radioattivi è particolarmente difficile se i prodotti sono volatili, corrosivi o di lunga vita. I materiali strutturali attivati dai neutroni di un reattore a fusione non pongono tali problemi e, a causa del loro alto punto di fusione e del loro basso calore di decadimento, non necessiteranno un raffreddamento attivo durante la dismissione, il trasporto o lo smaltimento. Studi [Cook et al., 2001] dimostrano che durante tutta la loro vita, i reattori a fusione genererebbero, mediante la sostituzione e la dismissione dei componenti, materiale attivato in volume simile a quello dei reattori a fissione, ma qualitativamente diverso, in quanto la radiotossicità a lungo termine è considerevolmente inferiore (nessun combustibile esaurito radioattivo).

La fusione potrebbe essere resa ancora più attraente dall'uso di materiali strutturali avanzati con bassa attivazione come ad es. leghe di vanadio o carburi di silicio. Questi materiali offrono in linea di principio la prospettiva di un loro riciclaggio già circa 100 anni dopo lo spegnimento del reattore, poiché la radioattività scenderebbe a livelli paragonabili a quelli delle ceneri delle centrali a carbone (che contengono sempre piccole quantità di torio e altri attinidi). [Ongena, Ogawa, 2016]

A.6 Aspetti economici

Ovviamente è difficile stimare con precisione utile il costo di un sistema che verrà messo in servizio solo tra diversi decenni. Rispetto ad altre fonti energetiche, occorre tener conto dei vantaggi ambientali e di sicurezza e dell'inesauribilità virtuale delle fonti di combustibile, nonché dell'evoluzione del costo dell'elettricità basata sulle altre risorse (esauribili). Studi attuali, che incarnano molte incertezze, producono stime dei costi che sono vicine a quelle delle attuali centrali elettriche. I costi di investimento saranno probabilmente più alti, ma il carburante è economico ed abbondante. Sulla base delle conoscenze attuali, le centrali elettriche tecnologicamente avanzate dovranno probabilmente avere una taglia superiore a 1 GW per risultare competitive. [Ongena, Ogawa, 2016]

Bibliografía

[Aitken, 2003] D. W. Aitken, “Transitioning to a Renewable Energy Future”, ISES – International Solar Energy Society, Freiburg, 2003

[BP, 2017] BP, “Statistical Review of World Energy”, Londra, giugno 2017

[Cabal et al., 2017] H. Cabal, Y. Lechón, C. Bustreo, F. Gracceva, M. Biberacher, D. Ward, D. Dongiovanni, P.E. Grohnheit, “Fusion power in a future low carbon global electricity system”, Energy Strategy Reviews, vol. 15, pp. 1-8, 2017

[Child et al., 2018] M. Child, O. Koskinen, L. Linnanen, C. Breyer, “Sustainability guardrails for energy scenarios of the global energy transition”, Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 91, pp. 321–334, 2018

[Chiodi et al., 2011] A. Chiodi, J.Paul Deane, M. Gargiulo, B. P Ó Gallachóir, “Modelling Electricity Generation - Comparing Results: From a Power Systems Model and an Energy Systems Model”, International Energy Workshop 2011, Environmental Research Institute, University Collage Cork, Irlanda, 6-8 luglio 2011

[Chitra, Amudha, 2017] C. Chitra, Dr. T. Amudha, “Unit Commitment Problems and Solution Methodologies- A Survey”, International Journal of Innovations & Advancement in Computer Science, vol. 6, agosto 2017

[CO₂ and other Greenhouse Gas Emissions, 2018],
<https://ourworldindata.org/co2-and-other-greenhouse-gas-emissions>, giugno 2018

[Cook et al., 2001] I. Cook, G. Marbach, L. Di Pace, C. Girard, N. P. Taylor “Safety and Environmental Impact of Fusion”, Report EFDA–S–RE-1, EUR (01) CCE-FU / FTC 8/5, aprile 2001

[Deane et al., 2014] J.P. Deane, G. Drayton, B.P. Ó Gallachóir, “The impact of sub-hourly modelling in power systems with significant levels of renewable generation”, Applied Energy, vol. 113, pp. 152–158, 2014

[Ellington, 2013] F. Ellington, “Why We Need CCS to Secure Future Renewables”,
<https://www.businessgreen.com/bg/opinion/2306524/why-we-need-ccs-to-secure-future-renewables>, agosto 2018

[Energias Renovables, 2017] Energias Renovables, “PLEXOS, la herramienta para desvelar los secretos de los mercados de la energía”,
<https://www.energias-renovables.com/panorama/plexos-la-herramienta-para-desvelar-los-secretos-20170301>, marzo 2017

[ETRI 2014, 2014] European Commission, “ETRI 2014: Energy Technology Reference Indicator projections for 2010-2050”, Joint Research Centre, 2014

[European Commission, 2012] European Commission, “Energy roadmap 2050”, 2012

[Gamba, 2009] D. Gamba, “Applicazioni delle Tecniche della Fisica Nucleare: Appunti”, 2009

[Gnesotto, 2018] F. Gnesotto, “La fusione termonucleare controllata – Dispense delle lezioni”, Dipartimento di Ingegneria Industriale, Consorzio RFX, Padova, 2018

[Gracceva, De Luca, 2017] F. Gracceva, E. De Luca, “FOCUS – Una valutazione dello stato del sistema energetico italiano a quattro anni dalla Strategia Energetica Nazionale”, ENEA, 2017

[GSE, 2017] GSE, “Energia da fonti rinnovabili in Italia - Rapporto Statistico 2016”, dicembre 2017

[IIASA, 2012] International Institute for Applied Systems Analysis, “Global Energy Assessment: Toward a Sustainable Future”, 2012

[Maisonnier et al., 2005] D. Maisonnier, I. Cook, P. Sardain, L. Boccaccini, E. Bogusch, K. Broden, L. Di Pace, R. Forrest, L. Giancarli, S. Hermsmeyer, C. Nardi, P. Norajitra, A. Pizzuto, N. Taylor, D. Ward, “The European power plant conceptual study”, Fusion Engineering and Design, vol. 75-79, pp. 1173-1179, 2005

[Maisonnier et al., 2006] D. Maisonnier, I. Cook, P. Sardain, L. Boccaccini, L. Di Pace, L. Giancarli, P. Norajitra, A. Pizzuto, “DEMO and fusion power plant conceptual studies in Europe”, Fusion Engineering and Design, vol. 81, pp. 1123-1130, 2006

[Ministero dello Sviluppo Economico, 2017] Ministero dello Sviluppo Economico, “La situazione energetica nazionale nel 2016”, aprile 2017

[Ongena, Ogawa, 2016] J. Ongena, Y. Ogawa, “Nuclear fusion: Status report and future prospects”, Energy Policy, vol. 96, pp. 770–778, 2016

[Pacchetto per il clima e l’energia, 2007] Pacchetto per il clima e l’energia 2020, https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2020_it#tab-0-0, 2007

[PBL, 2017] PBL – Netherlands Environmental Assessment Agency, J.G.J. Olivier, K.M. Schure, J.A.H.W. Peters, “TRENDS IN GLOBAL CO₂ AND TOTAL GREENHOUSE GAS EMISSIONS”, Paesi Bassi, dicembre 2017

[PLEXOS, 2014] PLEXOS Integrated Energy Model, “PLEXOS Applications”, <https://www.slideshare.net/tarunreddyk/energy-exemplar-applicationsweb>, dicembre 2014

[PLEXOS WIKI, 2018]

<https://wiki.energyexemplar.com/index.php>, luglio 2018

[REN21, 2018] REN21 – Renewable Energy Policy Network for the 21st Century, “RENEWABLES 2018: Global Status Report”, Parigi, 2018

[Rizzo, 2013] R. Rizzo, “Al Jet si sperimenta la fusione nucleare al plasma”,

https://www.corriere.it/scienze/13_giugno_28/jet-fusione-nucleare-plasma_ffdb0f08-df21-11e2-b08d-5f4c42716abd.shtml, luglio 2013

[RSE Colloquia, 2017] RSE Colloquia, “Decarbonizzazione dell’economia italiana – Scenari di sviluppo del sistema energetico nazionale”, IV Volume, 2017

[SEN, 2017] Ministero dello Sviluppo Economico, Ministero dell’Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, “SEN 2017 – Strategia Energetica Nazionale”, novembre 2017

[Sestero, 2005] A. Sestero, “Storia (scientifica e non solo) della configurazione Tokamak”, IL NUOVO SAGGIATORE, vol.21, 2005

[Sjoerd Brouwer et al., 2016] A. Sjoerd Brouwer, M. van den Broek, W. Zappa, W. C. Turkenburg, A. Faaij, “Least-cost options for integrating intermittent renewables in low-carbon power systems”, Applied Energy, vol. 161, pp. 48–74, 2016

[Sovacool, 2016] B. K. Sovacool, “How long will it take? Conceptualizing the temporal dynamics of energy transitions”, Energy Research & Social Science, vol. 13, pp. 202–215, 2016

[Sustainable Development Scenario, 2018] Sustainable Development Scenario - A cleaner and more inclusive energy future,

<https://www.iea.org/weo/weomodel/sds/>, agosto 2018

[Terna, 2017] TERNA, “Analisi sintetica dei dati elettrici più rappresentativi dell’anno 2016”, Programma Statistico Nazionale 2014-2016, SISTAN, TER-00001 e TER-00007, 2017

[Terna, 2018] TERNA, “2017 Dati provvisori di esercizio del sistema elettrico nazionale”, aprile 2018

[Valdebenito, 2014] F. Valdebenito, “Hydro Optimization in PLEXOS”, Energy Exemplar, 2014

[Van den Bergh et al., 2015] K. Van den Bergh, K. Bruninx, E. Delarue, W. D’haeseleer, “LUSYM: a Unit Commitment Model formulated as a Mixed-Integer Linear Program”, TME WORKING PAPER - Energy and Environment, luglio 2015

[WEO 2017] World Energy Outlook 2017,

<https://www.iea.org/weo2017/#section-6>, agosto 2018

[World Energy Council | Scenarios, 2013] World Energy Council, “World Energy Scenarios - Composing energy futures to 2050”, 2013

[World Energy Council | Scenarios, 2016] World Energy Council, “World Energy Scenarios 2016 – The Grand Transition”, 2016

[World Energy Council | Trilemma, 2016] World Energy Council, “World Energy Trilemma 2016 - DEFINING MEASURES TO ACCELERATE THE ENERGY TRANSITION”, 2016

[World Energy Outlook, 2016] International Energy Agency, “World Energy Outlook 2016”, novembre 2016

[World Energy Outlook, 2017] International Energy Agency, “World Energy Outlook 2017”, novembre 2017