



UNIVERSITÀ  
DEGLI STUDI  
DI PADOVA

UNIVERSITÀ DEGLI STUDI DI PADOVA

**Dipartimento di Ingegneria Industriale DII**

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria dell'Energia Elettrica

**INTEGRAZIONE DELLA TECNOLOGIA A  
FUSIONE IN UN FUTURO MIX DI  
GENERAZIONE ELETTRICA**

Relatore: Prof. Giuseppe Zollino

Correlatrice: Ing. Chiara Bustreo

Laureando: Umberto Giuliani

Matricola n°: 1132400

Anno Accademico 2017/2018



*Ad Anna e Renzo*



# Indice

|  |    |
|--|----|
| <b>INDICE</b>  | V  |
| <b>INTRODUZIONE</b>  | IX |
| <b>1. LA DECARBONIZZAZIONE DEL SISTEMA ELETTRICO</b>   | 1  |
| 1.1. Il ruolo del sistema elettrico nelle politiche di decarbonizzazione   | 4  |
| 1.2. Le caratteristiche di un futuro sistema elettrico decarbonizzato  | 5  |
| 1.2.1 <i>La penetrazione di fonti di energia rinnovabile</i>   | 6  |
| 1.2.2 <i>I sistemi di accumulo energetico</i>  | 10 |
| 1.2.3 <i>I generatori modulabili per la garanzia di un corretto<br/>                dispacciamento</i>           | 10 |
| 1.3. Uno sguardo al futuro: la fusione nucleare  | 11 |
| 1.3.1 <i>Il processo di fusione nucleare</i>   | 11 |
| 1.3.2 <i>La fusione termonucleare controllata</i>  | 12 |
| 1.3.3 <i>ITER e DEMO</i>   | 13 |
| 1.3.4 <i>I vantaggi dell'energia da fusione</i>  | 14 |
| 1.3.5 <i>Simulare un sistema che sfrutti la fusione nucleare</i>   | 14 |
| <b>2. CODICI UTILIZZATI PER LA SIMULAZIONE DI SISTEMI<br/>ELETTRICI E L'ANALISI DI SCENARI ENERGETICI</b>        | 17 |
| 2.1. COMESE  | 18 |
| 2.1.1 <i>La simulazione del funzionamento del sistema</i>  | 19 |
| 2.1.2 <i>Il calcolo del costo medio dell'energia elettrica</i>   | 26 |
| 2.2. EnergyPLAN  | 28 |
| 2.3. PLEXOS  | 30 |
| <b>3. LA NUOVA GESTIONE DI ACCUMULO ENERGETICO ED<br/>IMPIANTI MODULABILI IN COMESE</b>                          | 33 |
| 3.1. La logica di intervento dei generatori modulabili a combustibile  | 34 |
| 3.1.1 <i>Il tipo di previsione</i>   | 34 |
| 3.1.2 <i>sfruttamento dei generatori modulabili in sinergia con gli<br/>                impianti di accumulo</i> | 35 |
| 3.1.3 <i>Il sistema di accumulo unico</i>  | 35 |

|           |  |           |
|-----------|--|-----------|
| 3.1.4     | <i>La modifica del funzionamento orario</i>  | 36        |
| 3.1.5     | <i>Efficacia della routine "DISPfw"</i>  | 40        |
| 3.2.      | La logica di intervento dei sistemi di accumulo  | 45        |
| 3.2.1     | <i>Fase di carica dei sistemi di accumulo</i>  | 45        |
| 3.2.2     | <i>Fase di scarica dei sistemi di accumulo</i>   | 46        |
| 3.3.      | La logica di intervento di impianti idroelettrici a bacino e di impianti modulabili con limiti sull'energia prodotta | 48        |
| 3.3.1     | <i>La stima dell'energia utilizzabile</i>  | 48        |
| 3.3.2     | <i>L'intervento degli impianti idroelettrici a bacino nella routine "LOOKfw"</i>                                     | 50        |
| 3.4.      | La carica aggiuntiva dei sistemi di accumulo   | 51        |
| 3.4.1     | <i>Diagramma di flusso del metodo "LOOKfw"</i>   | 51        |
| <b>4.</b> | <b>LO STUDIO DEL SISTEMA ELETTRICO DELINEATO DAGLI SCENARI DELLA STRATEGIA ENERGETICA NAZIONALE</b>                  | <b>55</b> |
| 4.1.      | Gli scenari della Strategia Energetica Nazionale   | 55        |
| 4.2.      | La simulazione del sistema elettrico nello scenario SEN_2030   | 57        |
| 4.2.1     | <i>Risultati dell'analisi oraria e dell'analisi economica dello scenario SEN_2030</i>                                | 60        |
| 4.3.      | La simulazione del sistema elettrico nello scenario SEN_2050   | 63        |
| 4.3.1     | <i>Risultati dell'analisi oraria e dell'analisi economica dello scenario SEN_2050</i>                                | 64        |
| 4.4.      | Conclusioni tratte dallo studio degli scenari della SEN  | 69        |
| <b>5.</b> | <b>L'INTEGRAZIONE DELLA TECNOLOGIA DA FUSIONE IN FUTURI MIX DI GENERAZIONE ELETTRICA DECARBONIZZATI</b>              | <b>73</b> |
| 5.1.      | I criteri alla base della definizione degli scenari presentati   | 73        |
| 5.2.      | Gli scenari "Sud Europa"   | 74        |
| 5.2.1     | <i>Caratteristiche e risultati delle simulazioni degli scenari Sud Europa</i>  | 75        |
| 5.3.      | Gli scenari "Nord Europa"  | 78        |
| 5.3.1     | <i>Caratteristiche e risultati delle simulazioni degli scenari Nord Europa</i>                                       | 79        |
| 5.4.      | Il confronto tra gli scenari Nord Europa e gli scenari Sud Europa  | 83        |
| 5.4.1     | <i>Confronto degli scenari "100%RES" nei casi Nord Europa e Sud Europa</i>   | 83        |
| 5.4.2     | <i>Confronto degli scenari "Fusione Baseload" nei casi Nord Europa e Sud Europa</i>                                  | 85        |

|  |    |
|--|----|
| 5.4.3 <i>L'utilizzo del profilo di produzione "stagionale" per le centrali a fusione</i>   | 85 |
| 5.4.4 <i>L'analisi di sensibilità sui costi di investimento della tecnologia a fusione</i> | 85 |
| 5.4.5 <i>L'impatto dell'ipotesi "copper plate" sui risultati degli scenari</i>             | 87 |
| 5.5. Il confronto con i risultati ottenuti da PLEXOS ed EnergyPLAN                         | 87 |
| 5.5.1 <i>Il confronto con PLEXOS</i>   | 87 |
| 5.5.2 <i>In confronto con EnergyPLAN</i>   | 88 |
| <b>CONCLUSIONI</b>   | 93 |
| Sviluppi futuri  | 94 |
| <b>BIBLIOGRAFIA</b>  | 97 |





# Introduzione

In un contesto globale di progressiva modifica del settore della generazione elettrica, volto verso un crescente utilizzo di tecnologie a basso impatto ambientale, che contribuiscano al contenimento del cambiamento climatico in atto, l'energia nucleare rappresenta una possibile opzione per produrre energia elettrica senza emissioni di anidride carbonica. Se da un lato le politiche energetiche di buona parte dei paesi del mondo stanno punto verso un progressivo phase-out degli impianti nucleari a fissione, legato al recente incidente di Fukushima, le ricerche per lo sviluppo di un reattore nucleare a fusione continuano, con l'obiettivo di immettere energia elettrica nella rete nella seconda metà di questo secolo.

Questa tesi presenta uno studio sulla possibile integrazione di impianti nucleari a fusione in un parco di generazione decarbonizzato attraverso la creazione e l'analisi di scenari energetici. Il codice COMESE (Costo Medio Del Sistema Elettrico), recentemente sviluppato da un gruppo di ricerca del Consorzio RFX per l'analisi economica di futuri sistemi elettrici a livello nazionale o Europeo, è stato utilizzato per sviluppare nuovi scenari e potenziato con l'introduzione di un nuovo criterio di gestione sinergico di sistemi di accumulo energetico ed impianti di produzione modulabili, che permette una migliore gestione della generazione con notevole impatto positivo sul lato economico. Infatti, tale approccio è finalizzato alla minimizzazione del contributo complessivo di tali tecnologie al costo medio dell'energia elettrica del sistema, grazie alla minimizzazione della potenza installata di generatori modulabili, necessaria a garantire un corretto dispacciamento. L'efficacia del criterio di gestione proposto, abbinato all'analisi su base oraria di generazione e domanda, è stata testata su scenari energetici già noti, relativi al sistema energetico italiano all'anno 2030 e all'anno 2050: gli scenari proposti nella Strategia Energetica Nazionale Italiana del 2017. Il codice COMESE è stato poi utilizzato per la definizione e l'analisi di nuovi scenari energetici che rappresentano un sistema energetico tipico del Nord e Sud Europa nella seconda metà del secolo, indicativamente nell'anno 2080, col fine di indagare la possibile integrazione della tecnologia da fusione nucleare in un futuro sistema elettrico decarbonizzato ad alta penetrazione di energie rinnovabili, in particolare solare o eolico.

Il Capitolo 1 ha funzione introduttiva, ed è volto a delineare i principali aspetti relativi alla futura evoluzione dei sistemi elettrici nel contesto delle politiche energetiche di decarbonizzazione. Nel Capitolo 2 vengono presentati i codici che sono stati utilizzati per eseguire delle simulazioni del funzionamento di sistemi elettrici. Nel Capitolo 3 sono invece presentate le logiche di intervento proposte per i sistemi di accumulo e gli impianti di produzione modulabili, e come sono stati implementati nel codice COMESE. Nel Capitolo 4 sono discussi i risultati ottenuti implementando la logica di gestione proposta all'interno di COMESE, utilizzato per simulare il sistema elettrico italiano negli anni 2030 e 2050 secondo quanto indicato dalla Strategia Energetica Nazionale del 2017. Nel Capitolo 5 sono descritti i nuovi scenari all'anno 2080 in cui si è valutata la possibile integrazione della tecnologia da fusione in sistemi largamente basati su fotovoltaico o eolico, messi a punto mediante le simulazioni effettuate con COMESE. La tesi si conclude con la presentazione delle conclusioni derivanti dallo studio degli scenari e una proposta di futuri possibili sviluppi per un ulteriore miglioramento delle funzionalità e della flessibilità del codice COMESE.



# Capitolo 1:

## La decarbonizzazione del sistema elettrico

A partire dagli ultimi decenni del ventesimo secolo il tema riguardante l'impatto ambientale dell'antropizzazione ha ricoperto un ruolo sempre più centrale nel dibattito pubblico, politico e scientifico dei paesi occidentali. Tra le molteplici questioni inerenti a questo tema, quella del riscaldamento globale (conseguente alla concentrazione nell'atmosfera di gas serra di origine antropica) ha certamente assunto importanza primaria, portando all'attuazione di politiche finalizzate al contenimento e alla futura riduzione di questo fenomeno da parte di stati[1] ed entità od organizzazioni sovranazionali [2,3,4]. Tra le attività umane, quelle che contribuiscono maggiormente all'emissione di gas serra sono la trasformazione e l'utilizzo di fonti energetiche fossili, ossia carbone, gas naturale e petrolio. L'utilizzo di tali fonti energetiche è stato alla base dello sviluppo delle società industrializzate a partire dalla fine del diciottesimo secolo e tuttora ricopre un'importanza fondamentale, in quanto la maggior parte del consumo energetico mondiale è ancora oggi soddisfatto facendo ricorso a tali risorse. Si può infatti facilmente constatare come la disponibilità e l'utilizzo di risorse energetiche sia un requisito fondamentale per lo sviluppo di una società ed il raggiungimento di alti livelli di benessere per la sua popolazione [Figura 1].

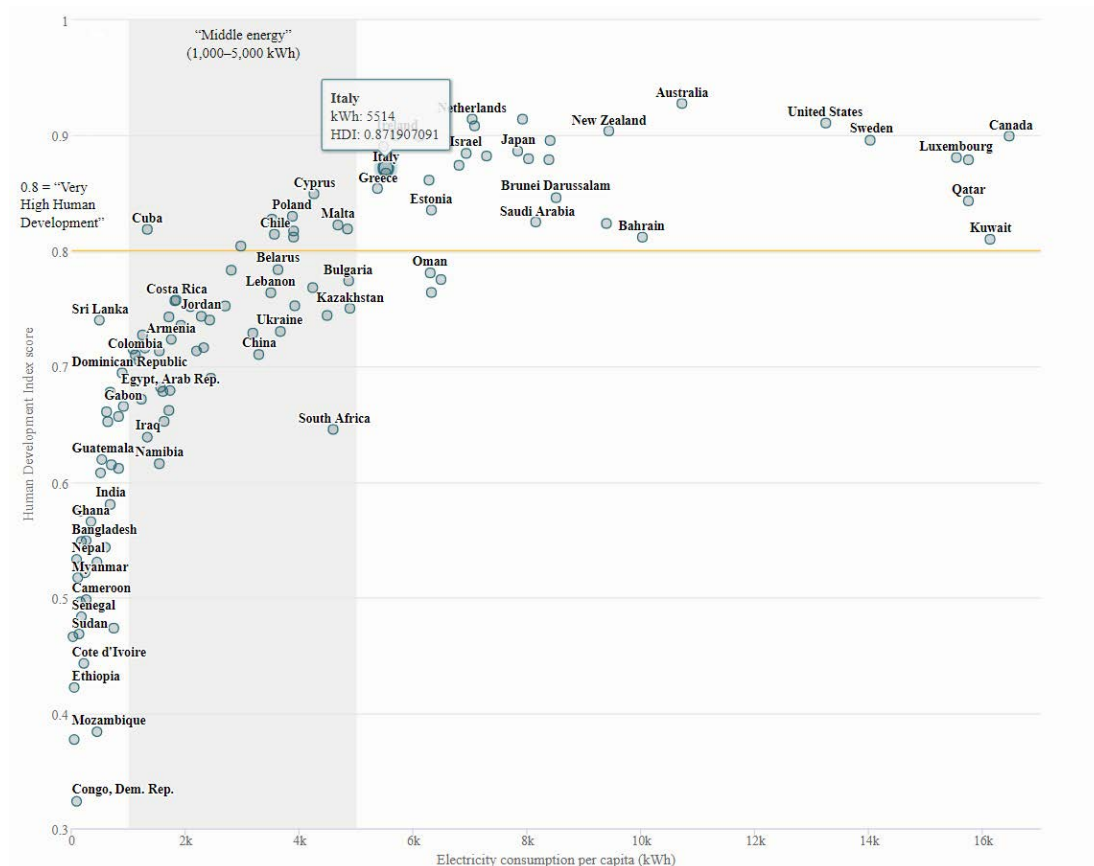


Figura 1: Indice di sviluppo umano dei diversi paesi in relazione al consumo energetico pro capite.

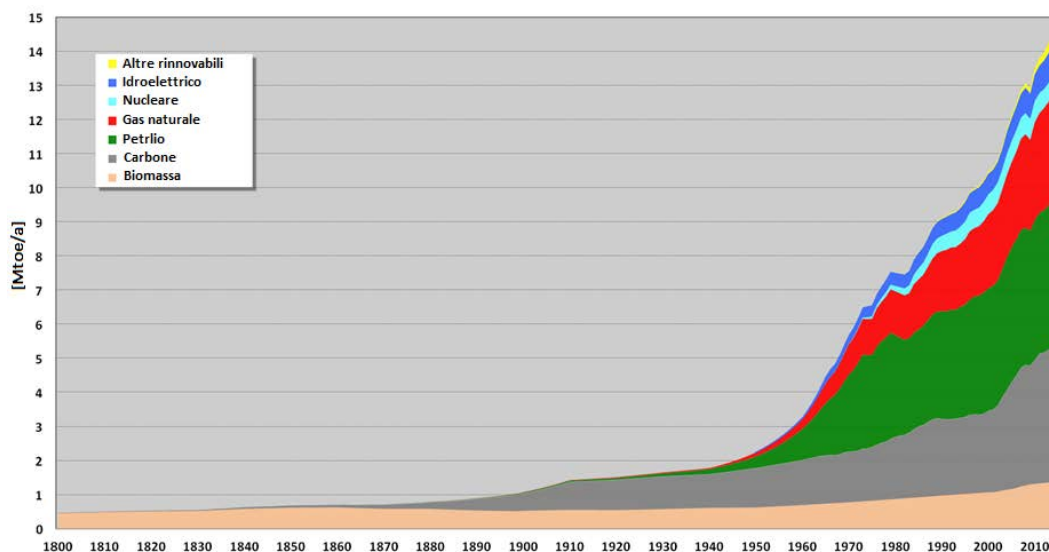


Figura 2: Consumo energetico mondiale diviso per fonti energetiche, dal diciannovesimo secolo ad oggi. Dati da "BP Statistical Review of World Energy 2016".

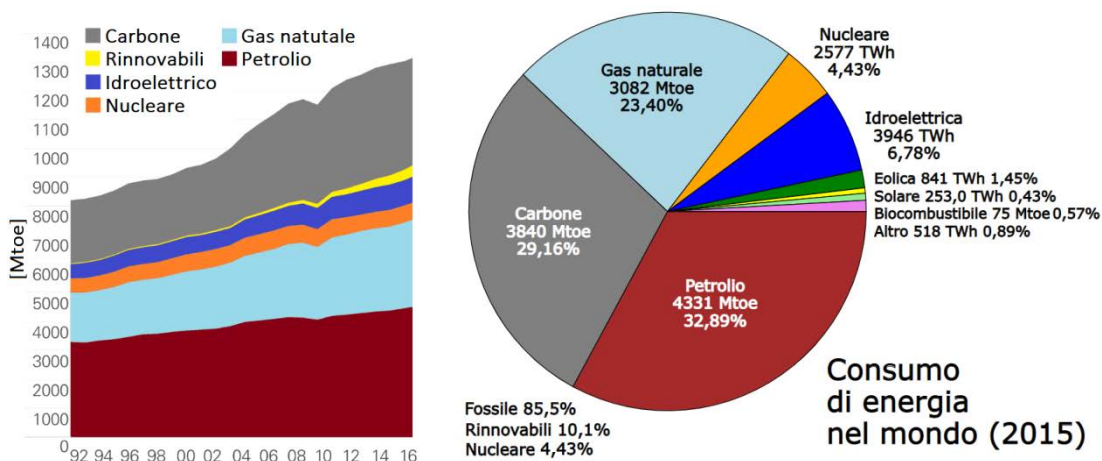


Figura 3: Consumo energetico mondiale diviso per fonti energetiche - particolare per gli anni 1992-2016. Dati da "BP Statistical Review of World Energy 2016".

Ciò fa sì che l'intervento sui sistemi energetici e le modalità di approvvigionamento energetico non siano questioni di carattere prettamente ambientale, ma un esempio perfetto del tema dello sviluppo sostenibile. Una tipica definizione dello sviluppo sostenibile vuole che con esso consista in un processo di sviluppo coerente con tre aspetti di sostenibilità: la sostenibilità economica, la sostenibilità sociale e la sostenibilità ambientale. La sostenibilità economica richiede che una misura o azione sia coerente con le leggi di mercato su cui si basa una certa società. La sostenibilità sociale implica che la decisione e l'attuazione di una certa misura o azione avvengano nel rispetto delle norme democratiche e dei principi di uguaglianza ed equità sociale. La sostenibilità ambientale è soddisfatta se una norma o una decisione consente di mantenere nel tempo la qualità e la riproducibilità delle risorse naturali.

Nel 1987, all'interno del rapporto Brundtland del WECD<sup>1</sup>, tali caratteristiche vengono sintetizzate nella seguente definizione di sviluppo sostenibile:

*"Sustainable development is development that meets the needs of the present without compromising the ability of future generations to meet their own needs"*

Risulta quindi chiaro come per attuare delle politiche energetiche atte a perseguire uno sviluppo sostenibile dal punto di vista ambientale, esse debbano dar prova di essere economicamente sostenibili. Ciò è reso particolarmente difficile dal fatto che il settore dell'energia è caratterizzato da un'elevata "inerzia": gli aggiornamenti del sistema richiedono una considerevole quantità di tempo, e ne influenzano le caratteristiche per un tempo ancora maggiore. Ad esempio, nel settore della produzione dell'energia elettrica, le procedure di autorizzazione e di costruzione di nuovi impianti di produzione o di nuove linee per il potenziamento del sistema di trasmissione richiedono periodi di alcuni anni; inoltre la vita degli impianti di produzione ammonta tipicamente ad alcune decine di anni. Il settore della produzione dell'energia elettrica non è l'unico esempio dell'estensione temporale delle dinamiche del settore energetico: anche l'aggiornamento delle infrastrutture per i trasporti (e.g. ferrovie, strade) e delle tipologie di mezzi di trasporto in circolazione sono caratterizzati da tempi di evoluzione pluriennale. Queste caratteristiche impongono che le scelte prese oggi debbano essere formulate in modo da risultare coerenti, o quantomeno compatibili, con l'evoluzione del sistema energetico in un arco temporale di alcune decine di anni, anche a fronte di eventi imprevedibili. In caso contrario si rischia di andare incontro al mancato raggiungimento degli obiettivi prestabiliti o all'accumulo di costi di gestione del sistema troppo elevati, dovuti a contraddizioni strutturali che ne impediscano un funzionamento efficace.

È in questo contesto che si colloca l'attività di ricerca sugli scenari energetici: gli scenari energetici sono strumenti con cui si cerca di delineare un'evoluzione tendenziale del sistema energetico da oggi ad un futuro più o meno prossimo. Le caratteristiche e gli esiti di tale evoluzione vengono determinati sulla base dei dati attuali a nostra disposizione sulle caratteristiche del sistema energetico, e sulla stima della loro evoluzione negli anni (caratteristiche economiche delle diverse tecnologie, evoluzione di sistemi e fattori che interagiscono con il sistema energetico, intensificazione delle politiche che interessano il settore energetico, etc). Gli scenari energetici non sono quindi previsioni sulle future caratteristiche del sistema energetico, ma piuttosto degli indicatori di quali risultati o di che effetti possano avere l'applicazione di certe politiche e il verificarsi delle ipotesi stabilite come dati di input. In quest'ottica è possibile definire due tipi di scenari energetici:

1. Scenari di riferimento: gli scenari di riferimento indagano l'evoluzione del sistema energetico sotto l'ipotesi di mantenere le politiche energetiche identiche a quelle attualmente in atto. Questi scenari possono essere usati come metro di paragone per vedere a quali effetti porterebbe l'introduzione di nuove politiche nell'arco temporale considerato, rispetto al mantenimento delle politiche attuali.
2. Scenari di "policy": scenari che permettono di valutare l'impatto di differenti combinazioni di politiche (*policy*), da confrontare con gli scenari di riferimento, in modo da valutarne gli effetti e l'efficacia nel verificare gli obiettivi preposti.

---

<sup>1</sup> World Commission on Environment and Development

Essendo estremamente improbabile che tutte le ipotesi fatte in sede di definizione dello scenario si verifichino, inevitabilmente l'evoluzione del sistema energetico dipinto da uno scenario si discosterà dal suo effettivo sviluppo. Questo implica che è necessario aggiornare costantemente le proiezioni, per valutare la correzione di ipotesi, qualora si dimostrino inconsistenti, o per aggiornare le politiche messe in atto, nel caso esse non diano i risultati sperati nel conseguire gli obiettivi preposti.

## **1.1 Il ruolo del sistema elettrico nelle politiche di decarbonizzazione**

Esistono molteplici misure per l'abbattimento delle emissioni di gas serra relative al sistema energetico:

1. Riduzione dei consumi: ridurre direttamente il fabbisogno energetico finale (e.g. favorendo misure come il car-sharing o l'utilizzo di mezzi pubblici nel settore dei trasporti).
2. Efficientamento di processi energetici: aumentare l'efficienza dei dispositivi e dei processi commercializzati, in modo da utilizzare meno energia a parità di servizio erogato.
3. Penetrazione di fonti energetiche *carbon-free*: favorire lo sfruttamento di fonti energetiche a cui non siano associate emissioni di gas serra, come le fonti di energia rinnovabile (energia solare, eolica, idroelettrica, etc) o l'energia nucleare.

Il sistema elettrico ha un ruolo fondamentale nell'attuazione di queste misure, poiché si presta particolarmente bene alla loro integrazione: da una parte lo sfruttamento di energia da fonti rinnovabili ha preso il passo principalmente nel settore della generazione elettrica, con l'utilizzo di tecnologie economicamente competitive in molte aree del mondo (generazione elettrica da impianti fotovoltaici, eolici ed idroelettrici). Dall'altra l'aumento della penetrazione elettrica, cioè del fabbisogno energetico finale soddisfatto utilizzando energia elettrica, consentirebbe di aumentare le tipologie di utilizzi ed i relativi utilizzatori alimentati da energia elettrica prodotta da fonte rinnovabile. Infine la conversione dell'energia elettrica in servizi energetici avviene generalmente con rendimenti molto più alti delle corrispondenti applicazioni basate sull'utilizzo di combustibili. Per questi motivi, all'interno delle politiche energetiche attuali, il settore elettrico è spesso quello in cui si pianifica di ottenere le riduzioni più consistenti di emissioni di gas serra.

Ad esempio la "ROADMAP" europea[4] al 2050 propone la riduzione complessiva delle emissioni di gas serra dell'80% rispetto ai livelli del 1990, grazie a diversi livelli di riduzione all'interno dei vari settori, ed in particolare prevede di ottenere una riduzione delle emissioni superiore al 95% nel settore della generazione elettrica [Figura 4].

Proprio in virtù del ruolo centrale che il sistema di produzione, trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica avrà nel processo di decarbonizzazione, nei prossimi decenni esso verrà (e già sta venendo) interessato da cambiamenti profondi in molti dei suoi aspetti, delle sue caratteristiche e delle logiche con cui è gestito. Per questo è necessario considerare con particolare attenzione tali cambiamenti, e cercare di valutare il più a fondo possibile quale impatto essi avranno sul funzionamento del sistema, valutando sia le criticità che le opportunità che verranno a manifestarsi.

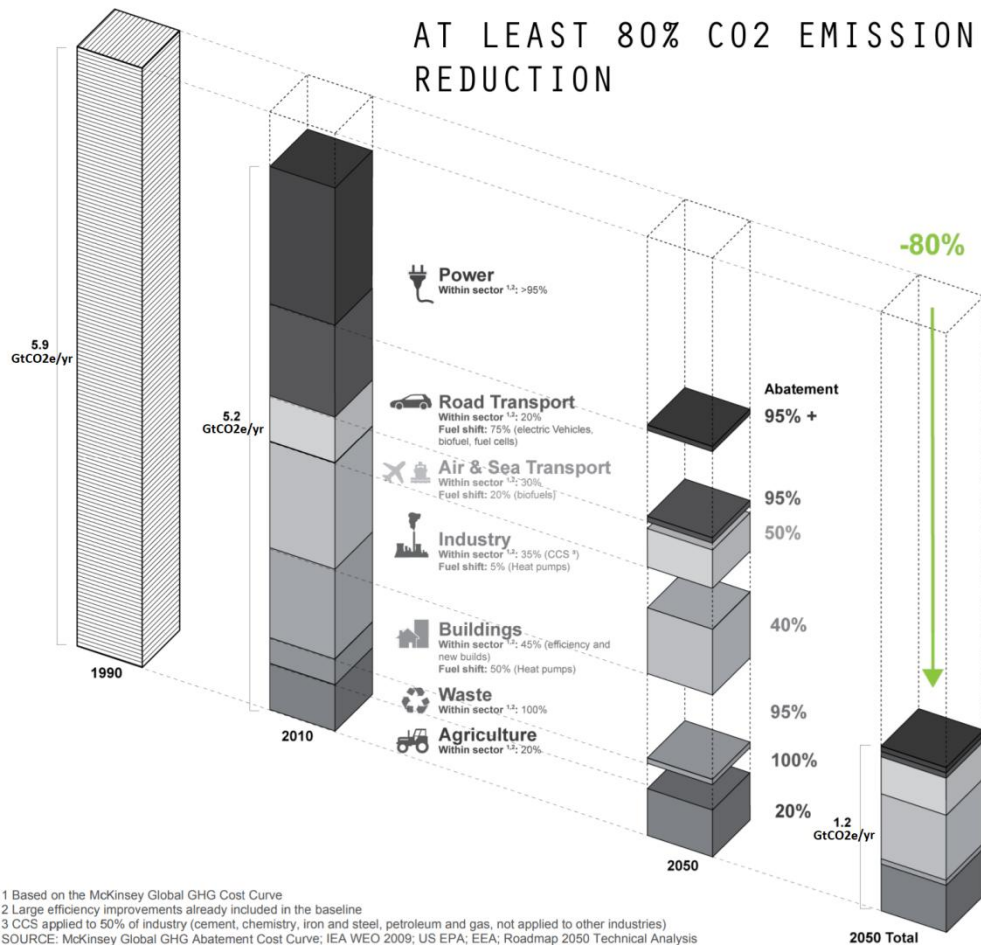


Figura 4: Riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> ed altri gas serra prevista dalla ROADMAP 2050 europea. In evidenza il dettaglio delle quote relative ai diversi settori.

## 1.2 Le caratteristiche di un futuro sistema elettrico decarbonizzato

Non esiste un'unica strada percorribile per ottenere un sistema elettrico quasi completamente decarbonizzato, ma diverse alternative realizzabili. La struttura del sistema elettrico con grande probabilità convergerà, sia per effetto delle politiche messe in atto dai diversi stati, che per le regole del mercato, alla configurazione che garantisce il costo di produzione dell'energia più basso.

È tuttavia possibile individuare dei tipi di tecnologie e delle caratteristiche che saranno presenti qualsiasi sia la configurazione di sistema che verrà a crearsi. Di seguito si cerca di dare una sintetica panoramica di tali elementi.

Come anticipato, la futura produzione di un sistema elettrico sarà basata quasi totalmente su tecnologie di produzione che non comportino l'emissione di anidride carbonica. All'interno di queste tecnologie ricade a pieno titolo la fissione nucleare, che ad oggi soddisfa una consistente quota della produzione di energia elettrica mondiale. Essa si dimostra essere un'alternativa economicamente sostenibile in molte regioni del mondo, e ciò è testimoniato dall'elevato numero di centrali nucleari a fissione attualmente in funzione ed in costruzione[5]. La tecnologia da fissione nucleare ha inoltre il vantaggio, diversamente dalla

quasi totalità delle fonti rinnovabili, di essere programmabile e di garantire una produzione di energia costante. Tuttavia tale tecnologia in molti scenari viene considerata solo di transizione, e alcuni paesi già oggi prevedono la graduale dismissione degli impianti a fissione nucleare esistenti, senza programmare l'installazione di nuove unità. Ciò è dovuto ad una percezione particolarmente avversa dell'opinione pubblica nei confronti di questa tecnologia, in particolare nei paesi occidentali. Essa dipende da una parte da una serie di incidenti "famosi" che hanno avuto grande impatto ambientale ed eco mediatica, e che hanno così creato grande preoccupazione nei confronti di possibili malfunzionamenti di tali impianti e della conseguente immissione in natura di materiale radioattivo, a prescindere dagli sviluppi tecnologici più recenti che ne hanno aumentato la sicurezza. Dall'altra il tema della gestione dei rifiuti radioattivi suscita paure analoghe e forti opposizioni all'idea della costruzione di depositi per il loro stoccaggio. Non bisogna poi trascurare che salvo lo sviluppo di versioni commercializzabili dei reattori cosiddetti "fertilizzanti", in grado di utilizzare con elevata efficienza le risorse di Uranio a nostra disposizione, i reattori nucleari a fissione si basano sullo sfruttamento di una risorsa (l'Uranio appunto) che ha quantità limitata, e che quindi non garantisce l'utilizzo illimitato nel tempo di tale tecnologia.

### ***1.2.1 La penetrazione di fonti di energia rinnovabile***

Tenendo conto degli aspetti presentati, è ragionevole assumere che in molte regioni del mondo la quasi totalità dell'energia prodotta dai sistemi elettrici futuri deriverà da impianti che sfruttano fonti di energia rinnovabile.

Esiste una varietà piuttosto estesa di tecnologie per lo sfruttamento di fonti di energia rinnovabili; tra di esse, alcune hanno già raggiunto piena maturità tecnologica, mentre altre sono in fase di sperimentazione. Se si esclude l'utilizzo dell'energia idroelettrica, già ampiamente sfruttata e con un limitato ulteriore potenziale sfruttabile, le due tecnologie più diffuse e su cui si prevede di basare consistenti quote della futura domanda elettrica sono la generazione di energia con turbine eoliche e la generazione di energia con impianti fotovoltaici.

Non soffermandosi sulle ovvie differenze che caratterizzano questi tipi di tecnologie, è possibile individuare alcuni aspetti comuni ad entrambe che influenzeranno sicuramente le scelte future di gestione e aggiornamento del sistema elettrico:

#### ***1.2.1.1 Non programmabilità***

La produzione da impianti eolici e fotovoltaici non può essere decisa in ragione della domanda elettrica oraria, ma è legata all'andamento dei fenomeni meteorologici. Salvo casi in cui la capacità installata di tali impianti sia estremamente bassa, le diverse ore dell'anno si divideranno in due condizioni: la condizione di "sovragerazione", in cui le fonti non programmabili garantiscono una produzione di potenza superiore alla domanda elettrica, e le ore di "sottogenerazione" in cui la produzione non risulta sufficiente a coprire interamente la domanda elettrica [Figura 5 e Figura 6].

#### ***1.2.1.2 Intermittenza***

Oltre a non poter controllare la produzione oraria di energia da tali impianti, non è garantito nemmeno di poter conoscere totalmente tale andamento orario. L'andamento della produzione viene stimato sulla base di previsioni meteorologiche, che possono essere tuttavia disattese, a causa di eventi meteorologici imprevedibili o di errori umani.



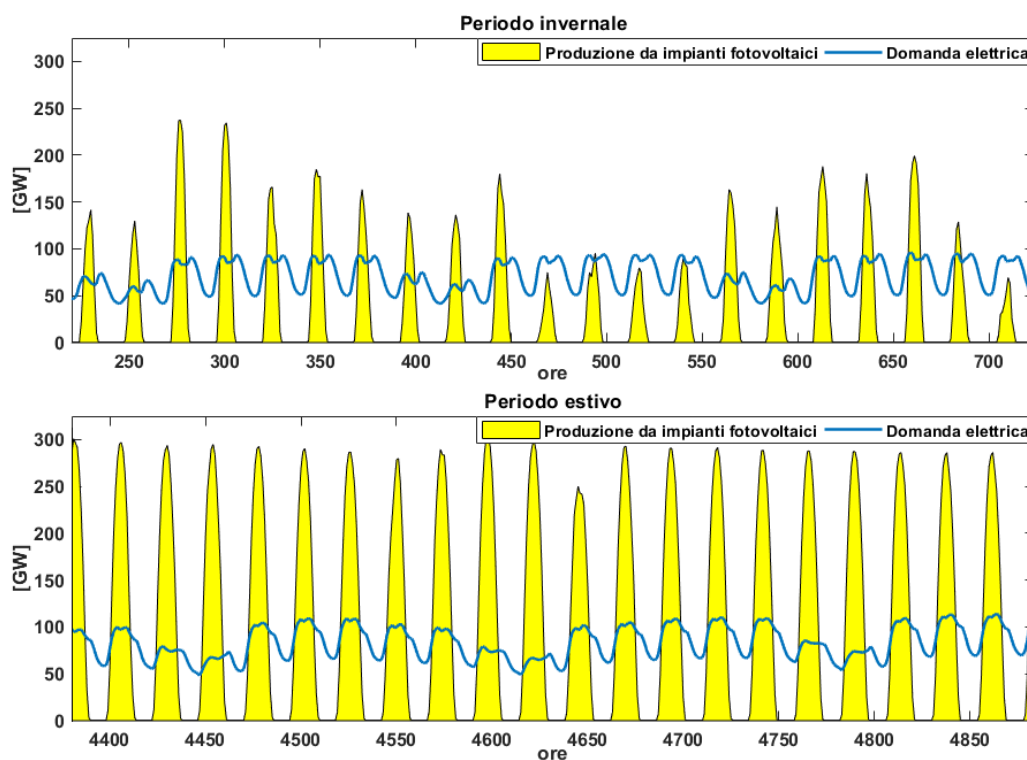


Figura 5: Confronto tra produzione da impianti fotovoltaici e domanda elettrica nel periodo invernale e nel periodo estivo in uno scenario con elevata produzione di energia solare (SUD\_EU - 100% RES, vedi capitolo 4).

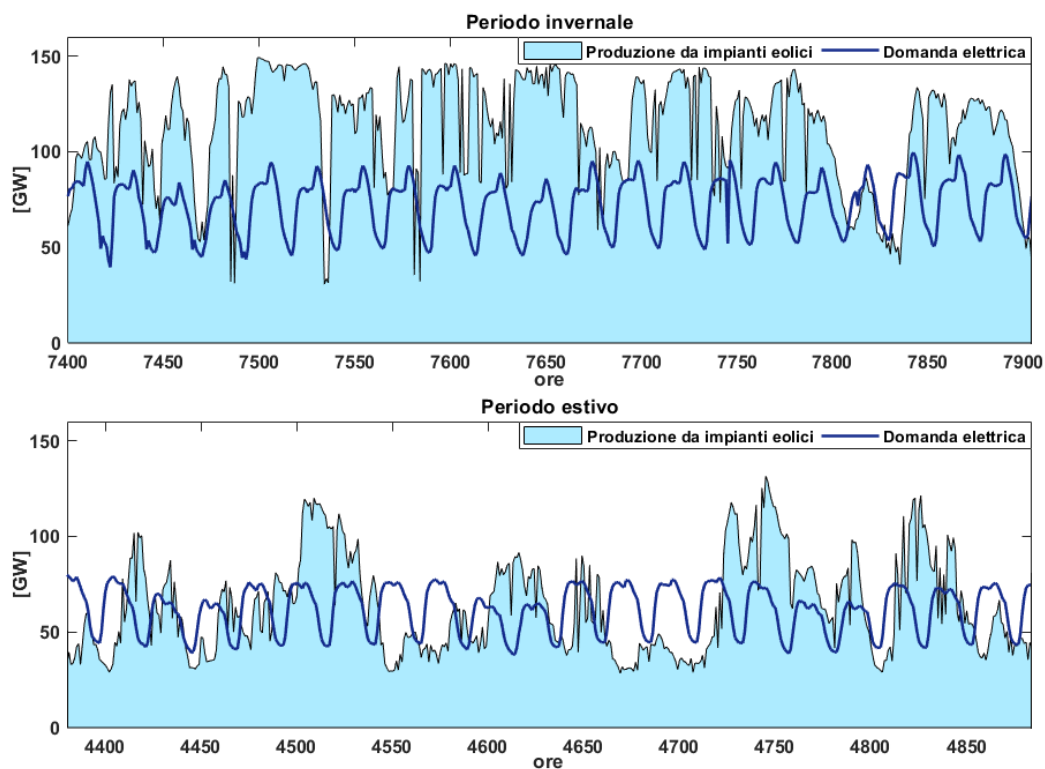


Figura 6: Confronto tra produzione da impianti eolici e domanda elettrica nel periodo invernale e nel periodo estivo in uno scenario con elevata produzione di energia eolica (NORD\_EU - 100% RES, vedi capitolo 4).

### 1.2.1.3 Stagionalità

Oltre alla variazione che caratterizza l'andamento della produzione ora per ora si possono individuare delle nette differenze stagionali nella produzione da impianti eolici e fotovoltaici. I dati aggregati sulla produzione mensile mostrano chiaramente come nei mesi invernali la produzione degli impianti eolici sia molto superiori a quella durante i mesi estivi. Viceversa gli impianti fotovoltaici producono molta più energia durante i mesi estivi (Figura 7).

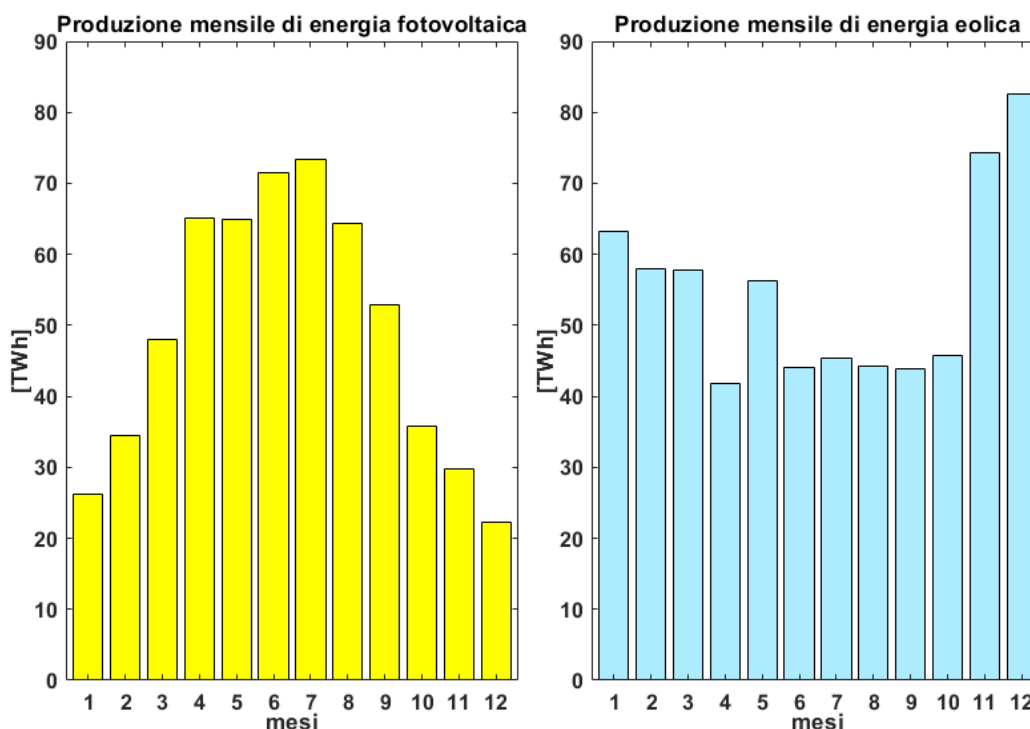


Figura 7: Dati di produzione mensile di energia rinnovabile per gli stessi casi utilizzati come esempio nelle Figura 5 e Figura 6.

### 1.2.1.4 Collocazione geografica

Oltre a non poter decidere la produzione oraria di queste tecnologie, non se ne può decidere in modo totalmente arbitrario nemmeno la collocazione. Infatti solo alcuni siti sono idonei alla produzione di energia eolica e, se pure in misura meno marcata, ciò vale anche per quella fotovoltaica, a seconda, rispettivamente, della ventosità e di intensità e durata dell'irraggiamento solare. Qualora tale collocazione differisca da quella dei principali centri di utilizzazione dell'energia, la rete elettrica deve essere in grado di sostenere un massiccio transito di energia su lunghi tratti di linee. In **[Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.]** come esempio vengono riportati i casi di Italia e Germania. Vengono evidenziati da una parte la distribuzione del PIL, che permette di individuare quali siano le zone più produttive dei paesi, e quindi con buona approssimazione dove viene richiesta la quantità più consistente di energia. Dall'altra i potenziali per lo sfruttamento delle tecnologie rinnovabili di cui i due paesi dispongono maggiormente: energia eolica per la Germania ed energia solare per l'Italia. Si può notare come in entrambi i casi ci sia una distinzione piuttosto netta tra zone ad alto potenziale di produzione (Sud per l'Italia, Nord per la Germania) e zone con maggiore domanda (Nord per l'Italia, Sud per la Germania).

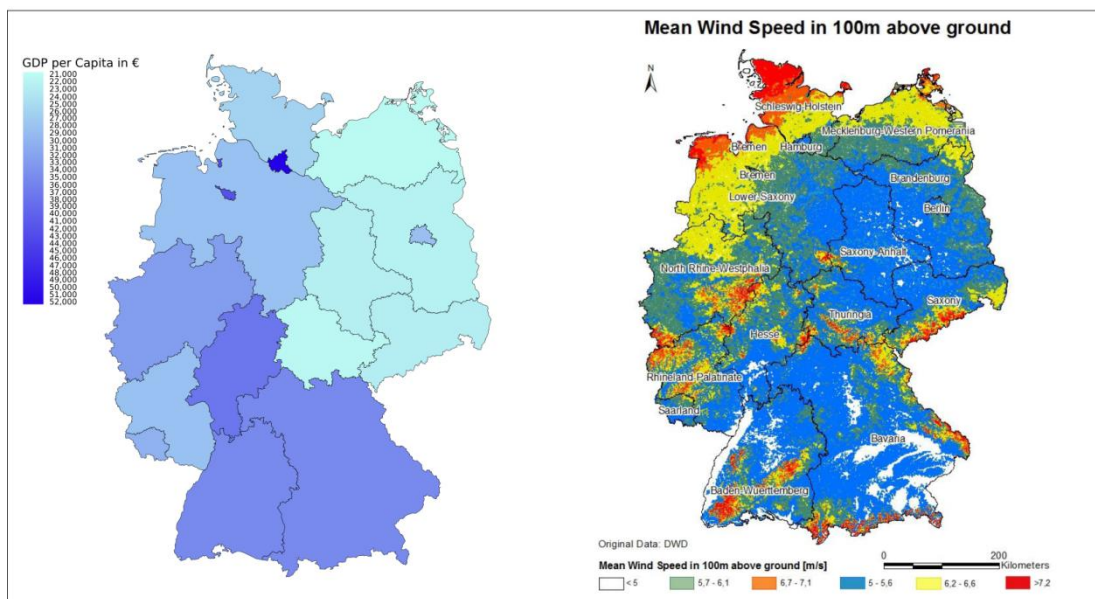
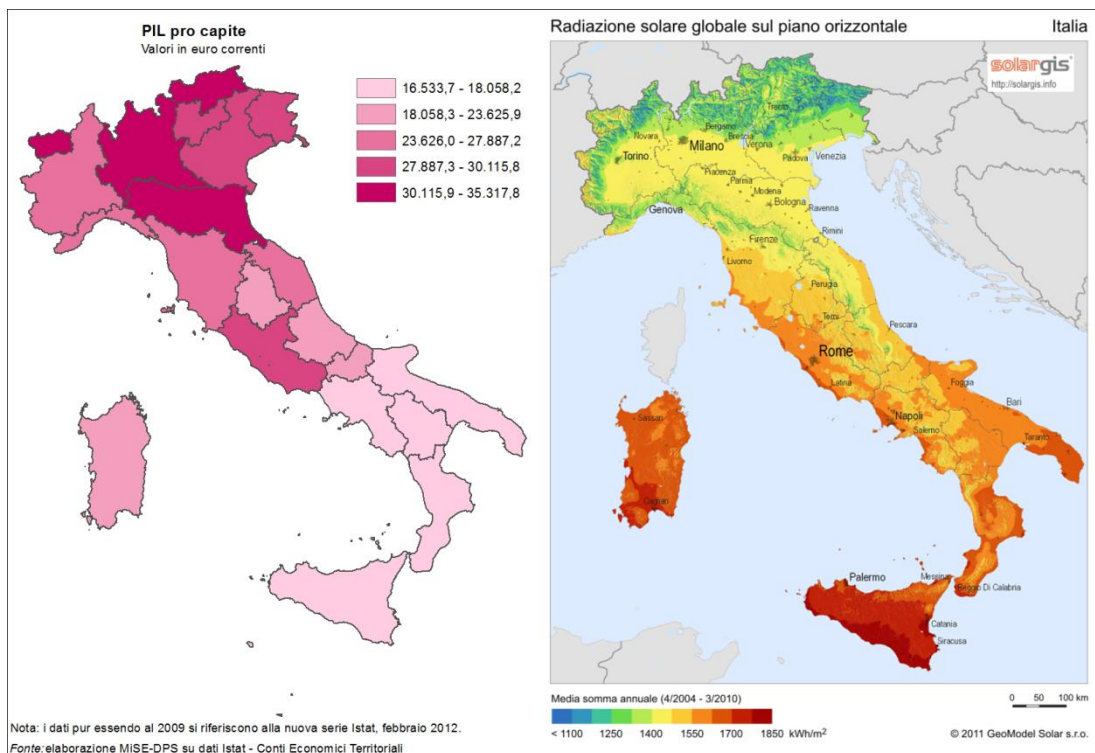


Figura 8: Confronto del PIL pro capite (utilizzato come indicatore delle zone a maggior produttività) e dei potenziali per lo sfruttamento di energia solare ed eolica, rispettivamente nel caso di Italia e Germania.

### 1.2.1.5 Esigenze di stabilità del sistema

La regolazione della frequenza di funzionamento della rete elettrica è stata fino ad oggi gestita sfruttando l'inerzia dei generatori rotanti del parco di produzione dell'energia elettrica. In un sistema in cui si prevede di ridurre al minimo la produzione di energia per mezzo di centrali "convenzionali" è necessario trovare nuove strategie per garantire il corretto funzionamento della rete di trasmissione e distribuzione.

### **1.2.2 I sistemi di accumulo energetico**

Un altro elemento che avrà con molta probabilità un ruolo centrale nei sistemi elettrici sono i sistemi di accumulo energetico, come testimonia la presenza in bibliografia di studi sulla loro futura utilità ed integrazione nei sistemi elettrici nazionali [6,7,8]. L'utilizzo più intuitivo dei sistemi di accumulo energetico è l'accumulo di energia prodotta da fonti non programmabili durante periodi di sovrapproduzione, per il successivo utilizzo nei momenti in cui, al contrario, la produzione non è tale da soddisfare pienamente la domanda [Figura 5 e Figura 6]. Considerando questa modalità di impiego i sistemi di accumulo possono essere utilizzati in due modalità:

- 1) **Accumulo giornaliero:** utilizzare i sistemi di accumulo per erogare l'energia immagazzinata dopo un tempo relativamente breve rispetto a quanto è stata assorbita. Questo è l'utilizzo più intuitivo di un sistema di accumulo. Per questo tipo di servizio sono già commercializzati sistemi basati su batterie o sull'accumulo idroelettrico a pompaggio, che ad oggi vengono utilizzati principalmente per immagazzinare energia durante ore in cui è disponibile a prezzi contenuti, per poi rivenderla quando le condizioni di mercato sono più favorevoli.
- 2) **Accumulo stagionale:** utilizzare i sistemi di accumulo per immagazzinare l'energia prodotta durante mesi o stagioni [Figura 7] in cui viene prodotta in quantità nettamente superiori a quella richiesta e mantenerla accumulata, anche per lunghi periodi di tempo, fino a che non risulti necessaria per soddisfare efficacemente la domanda. Per questa applicazione i sistemi basati sulle tecnologie menzionate in precedenza non sono adatti, ed è necessario indagare soluzioni differenti, come ad esempio lo sfruttamento della conversione PtG (Power to Gas) [9].

Oltre alla necessità di gestire i surplus di energia durante i periodi di sovrapproduzione, l'utilizzo di sistemi energetici può risultare utile come supporto al funzionamento del sistema elettrico di trasmissione dell'energia elettrica. In contesti come quelli descritti in (1.2.1.4) una oculata collocazione di sistemi di accumulo energetico può risultare efficace per garantire un corretto funzionamento del sistema di trasmissione ed evitare, o mitigare, fenomeni di congestionamento delle linee [7].

### **1.2.3 I generatori modulabili per la garanzia di un corretto dispacciamento**

Ottenere un corretto dispacciamento significa far sì che la produzione di energia elettrica, al netto delle perdite di rete e delle esigenze di regolazione del sistema di trasmissione, eguagli esattamente la domanda elettrica, istante per istante. Una volta che si è pianificata la produzione di energia elettrica da generatori "convenzionali" in quantità tali da soddisfare quasi del tutto la domanda, la corrispondenza perfetta tra produzione e domanda viene ottenuta utilizzando i generatori chiamati "modulabili". A differenza dei generatori convenzionali, che presentano tempi di inerzia considerevoli nel variare il livello di potenza erogata e per essere accesi o spenti, i generatori modulabili sono caratterizzati da tempi di reazione molto più contenuti, il che li rende idonei ad "inseguire" la domanda in modo efficace, anche a fronte di variazioni impreviste di quest'ultima, di cui si prende atto con poco preavviso.

Attualmente gli impianti più idonei a questo tipo di servizio sono impianti basati sull'utilizzo di turbine a gas e gli impianti idroelettrici a bacino o a serbatoio. Come è evidente i primi non potranno essere utilizzati, se non in minima parte, in un futuro sistema elettrico

decarbonizzato. È necessario quindi interrogarsi sulle seguenti questioni, sulla base di considerazioni come quelle presentate in (1.2.1.1) e (1.2.1.2):

- La potenza a disposizione di impianti idroelettrici sarà sufficiente da sola a coprire il fabbisogno di produzione da generatori modulabili?
- In che misura, sia dal punto di vista della potenza installata che dell'energia prodotta, i futuri sistemi di produzione dell'energia elettrica dovranno fare affidamento su generatori modulabili a combustibile? Ed in che modo questi peseranno sul costo del sistema elettrico?
- Quale sarà la disponibilità di fonti rinnovabili(biogas) per alimentare tali impianti? Sarà sufficiente a coprirne il fabbisogno previsto o sarà necessario predisporre soluzioni alternative per la gestione del dispacciamento?

### 1.3 Uno sguardo al futuro: la fusione nucleare

La fusione nucleare è una tecnologia attualmente non disponibile, ma alla cui realizzazione è dedicata una vasta attività di ricerca a livello internazionale, che vede la collaborazione di Unione Europea, Russia, Cina, Giappone, Stati Uniti d'America, India e Corea del Sud. Essa presenta delle caratteristiche, che verranno sinteticamente presentate nel seguito[10], che la rendono una opzione desiderabile all'interno di un futuro parco di produzione dell'energia elettrica decarbonizzato. Tuttavia la grande complessità e le innumerevoli sfide tecnologiche legate alla sua realizzazione non consentiranno di utilizzarla prima della fine di questo secolo. Per questo motivo il processo di decarbonizzazione non sarà certamente attuato sfruttando la tecnologia da fusione: essa verrà semmai utilizzata in seguito per migliorare le caratteristiche del parco di produzione dell'energia elettrica.

#### 1.3.1 Il processo di fusione nucleare

Il processo di fusione nucleare consiste nella fusione di due nuclei di atomi leggeri che porta alla formazione di un nucleo più pesante, con conseguente rilascio di energia. Si può infatti notare che la massa del nucleo di qualsiasi specie atomica è minore della somma della massa dei nucleoni che lo compongono (protoni e neutroni); questa differenza deriva dal fatto che aggregandosi i nucleoni convertono parte della propria massa in energia di legame, secondo la nota relazione  $E = mc^2$ , che in questo caso è meglio indicare nella forma  $\Delta E = \Delta mc^2$ . Di conseguenza a partire da tale formula si può ricavare l'energia rilasciata dalla fusione di un certo numero di nucleoni per formare un certo nucleo atomico, o viceversa l'energia necessaria a scindere tale nucleo per separare i nucleoni che lo compongono.

Per fare un confronto dell'energia di legame di diverse specie atomiche risulta utile dividere la massa del nucleo dell'atomo per il suo numero atomico, ottenendo così la massa per nucleone che lo caratterizza: si nota allora che all'aumentare del numero di massa, e quindi partendo da neutrone, protone, fino ad arrivare ai nuclei pesanti, la massa per nucleone inizialmente diminuisce (salvo alcune irregolarità), tocca un minimo in corrispondenza dell'atomo di Ferro(**Fe**<sub>56</sub>), e in seguito aumenta nuovamente. Se si considera invece l'andamento dell'energia di legame per nucleone si ha un andamento speculare [Figura 9].

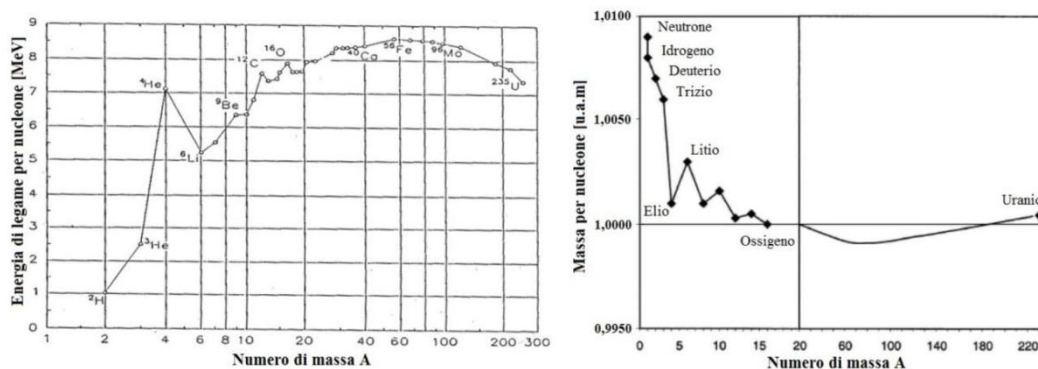


Figura 9: A sinistra l'energia di legame per nucleone al variare del numero di massa, a destra la massa per nucleone al variare del numero di massa.

La fusione tra due nuclei leggeri pertanto porta alla creazione di un nucleo caratterizzato da massa per nucleone minore, e quindi da energia di legame maggiore, con conseguente rilascio di energia. Analogamente la separazione di un nucleo pesante in due nuclei più leggeri porta alla creazione di due nuclei caratterizzati ancora da massa per nucleone minore, e quindi da energia di legame maggiore, portando anche in questo caso ad un rilascio di energia; tale fenomeno è noto col nome di fissione nucleare ed è al momento l'unico processo utilizzato a scopo pacifico per ricavare energia dalle reazioni nucleari, sfruttando la fissione dell'isotopo dell'Uranio  $U^{235}$ .

Perché due nuclei atomici, che presentano entrambi carica positiva, possano fondersi, è necessario che essi raggiungano una distanza sufficientemente piccola per far sì che le forze repulsive di tipo coulombiano siano sopraffatte dalle forze attrattive di tipo nucleare, ovvero devono possedere un'energia cinetica maggiore della cosiddetta "barriera coulombiana", che dipende dalla natura dei nuclei reagenti. In natura tali condizioni si manifestano solamente nelle stelle grazie a temperature, pressioni e densità estremamente elevate: nel nucleo del sole si ha la fusione di nuclei di Idrogeno con formazione di Elio, in un ambiente caratterizzato da una temperatura di circa 15.6 milioni di Kelvin, una pressione di centinaia di miliardi di atmosfere ed una densità pari a 150 volte quella dell'acqua.

### 1.3.2 La fusione termonucleare controllata

Con fusione termonucleare controllata si fa riferimento alla modalità con cui si mira ad ottenere energia da fusione nucleare sulla terra, facendo sì che i nuclei all'interno del plasma raggiungano l'energia cinetica necessaria a superare la barriera coulombiana riscaldandoli a temperature estremamente alte: tali temperature sono di molto superiori a quelle caratteristiche delle stelle, arrivando a superare i duecento milioni di Kelvin (per la precisione si arriva a temperature di  $20 \text{ keV} \approx 230.000.000 \text{ K}$ ).

Le condizioni fondamentali per la realizzazione dei processi di fusione con guadagno di energia sono poste su tre parametri: la temperatura, il tempo di confinamento del plasma e la densità. Più la temperatura è elevata e più è probabile che i nuclei superino la barriera coulombiana; più densità e tempo di confinamento sono elevati e più è probabile che i due nuclei si incontrino, rendendo possibile la reazione di fusione. Non essendo però possibile ottenere allo stesso tempo densità e tempi di confinamento equivalenti a quelli di un nucleo stellare, la temperatura deve risultare notevolmente maggiore. Ciò è messo in evidenza dal criterio di Lawson, dal nome dell'ingegnere che nel 1957 l'ha formulato, John D. Lawson: tale criterio afferma che per ottenere una reazione di fusione nucleare con guadagno di

energia  $Q$  sufficientemente alto ( $Q = 3$  secondo Lawson) il triplo prodotto di temperatura ( $T$  [keV]), densità ( $n$  [ $\text{m}^{-3}$ ]), e tempo di confinamento ( $\tau$  [s]) del plasma deve soddisfare la condizione:

$$T * n * \tau \geq 1,2 * 10^{21} [\text{keV} * \text{m}^{-3} * \text{s}] \quad (1.1)$$

Questa disuguaglianza vale in corrispondenza di una temperatura  $T \approx 20 \text{ keV}$ , per cui si ha un minimo nell'andamento del triplo prodotto, il che la rende di fatto la condizione per cui è più facile ottenere un guadagno di energia elevato.

La reazione su cui si intende basare i futuri reattori a fusione nucleare è quella di fusione tra un nucleo di Deuterio e uno di Trizio con la produzione di un nucleo di Elio ed un neutrone, dal momento che alle temperature attualmente raggiungibili ( $10 \div 20 \text{ keV}$ ) tale reazione è caratterizzata dalla sezione d'urto (proporzionale alla probabilità che la reazione avvenga) maggiore rispetto a tutte le altre prese in considerazione. La miscela di Deuterio e Trizio allo stato di plasma è contenuta all'interno di una camera di forma toroidale (*Vacuum Vessel*), dove viene confinata per mezzo di intensi campi magnetici prodotti da bobine di materiale superconduttore poste all'esterno della camera stessa. Il confinamento è un punto cruciale nella tecnologia alla base della fusione: il plasma non deve essere a contatto con le pareti della camera, in quanto se le toccasse, si avrebbe un rapido calo della temperatura data la trasmissione di energia per conduzione, oltre ad un alto livello di inquinamento della miscela stessa, dovuta all'erosione dei componenti direttamente affacciati al plasma a causa dell'impatto delle particelle ad alta energia (*sputtering*).

I reagenti alla base della reazione, Deuterio e Trizio, vengono ottenuti in modo radicalmente diverso: il Deuterio è un isotopo stabile dell'Idrogeno ed è estraibile dall'acqua marina, in cui è presente in quantità rilevanti, potendo quindi essere considerato una risorsa a disponibilità infinita. Il Trizio è invece un isotopo instabile dell'Idrogeno, con un tempo di dimezzamento di circa 12 anni, il che fa sì che la quantità di Trizio in natura sia irrilevante e che debba essere prodotto artificialmente. A tal fine si intende usare il Litio, contenuto anch'esso nell'acqua marina oltre che in giacimenti terrestri in quantità sufficientemente elevate da poter considerare, al pari del Deuterio, una risorsa inesauribile. La produzione di Trizio a partire dal Litio consiste in un processo di fertilizzazione, in cui si sfruttano i neutroni ad alta energia prodotti dalle reazioni di fusione per fissionare gli isotopi  $\text{Li}^6$  e  $\text{Li}^7$ , con produzione di un atomo di Elio e uno di Trizio. Tale processo ha luogo nei moduli del componente affacciato al plasma e ancorati all'interno della camera: il mantello fertilizzante (*Breeding Blanket*).

### 1.3.3 ITER e DEMO

Il prossimo passo nella ricerca sulla fusione termonucleare controllata sarà costituito dalla realizzazione dell'esperimento ITER, ovvero dalla costruzione di un reattore sperimentale che sia in grado di produrre una quantità di energia da fusione maggiore di quella richiesta per il sostentamento della reazione. ITER dovrà essere in grado di lavorare con plasmi simili a quelli prodotti all'interno di una futura centrale da fusione (sostenuti per tempi dell'ordine dei minuti): ciò permetterà lo studio del corretto funzionamento dei vari tipi di sistemi integrati al suo interno, delle interazioni del plasma con i materiali circostanti, del comportamento di moduli di prova per i futuri *blanket* triziogeni e della sicurezza della centrale. ITER sarà molto diverso da un reattore a fusione commerciale, visto che non genererà elettrica e la produzione di Trizio non avverrà nel *blanket*. Tuttavia sarà fondamentale per uno studio più approfondito di tutti i fenomeni fisici legati al

funzionamento di una centrale a fusione e per il test di materiali e componenti che saranno necessari in futuro, come i moduli del *blanket* o i materiali strutturali.

DEMO sarà invece un prototipo di centrale a fusione nucleare realizzato grazie alle conoscenze acquisite da ITER e avrà tutte le caratteristiche di una centrale per la produzione di energia elettrica basata sull'energia da fusione. Le ricerche attuali sono concentrate sullo studio di componenti di DEMO, come il *blanket*, che presentano più configurazioni possibili, in modo da avere a disposizione più varianti tra cui scegliere in futuro a seconda dell'avanzamento tecnologico e delle conoscenze acquisite negli attuali e futuri esperimenti.

#### ***1.3.4 I vantaggi dell'energia da fusione***

L'energia termica prodotta dalle reazioni di fusione nucleare va asportata per mezzo di un fluido termovettore, ceduta ad un fluido motore, ed utilizzata per azionare turbine allo scopo di produrre energia elettrica da immettere in rete. In tutto il processo pertanto non si ha produzione di anidride carbonica, rendendo la tecnologia da fusione nucleare una tecnologia *carbon free* (a parte le ovvie emissioni relative alla produzione dell'impianto) e quindi una risorsa inseribile in un futuro scenario energetico decarbonizzato. Il funzionamento di tali centrali non comporterà la produzione di scorie ad alto livello di radioattività, ma al più a medio livello, il che significa che avranno bisogno di tempi di stoccaggio dell'ordine delle decine di anni, e che quindi non saranno necessari depositi di tipo geologico ma basteranno siti di deposito temporaneo prima di poter passare allo smantellamento definitivo e al riciclo dei componenti in questione. Per quanto riguarda la sicurezza, durante il normale funzionamento della centrale i rischi sono minimi, visto che il trasporto di materiale radioattivo è estremamente ridotto: essendo il Trizio prodotto in loco infatti esso dovrebbe essere trasportato solamente all'attivazione della centrale. In caso di incidente invece non vi è la possibilità di un evento catastrofico, visto che, non essendo la fusione una reazione "a catena", il malfunzionamento di uno qualsiasi dei componenti del reattore a fusione verrebbe a compromettere le delicate condizioni di stabilità della reazione e porterebbe quindi allo "spegnimento" del reattore; d'altra parte la quantità di energia posseduta dal plasma in ogni momento non può destare preoccupazioni, essendo i singoli nuclei a temperatura estremamente elevata, ma la densità molto bassa, e quindi la quantità di combustibile presente nella camera molto ridotta (dell'ordine dei grammi). Infine un'importante caratteristica di questa tecnologia è la disponibilità dei reagenti di base: Deuterio e Litio sono abbondantemente presenti in natura e con una distribuzione piuttosto uniforme, a differenza di altre fonti energetiche primarie come Uranio e combustibili fossili. Una penetrazione di tale tecnologia nel mercato dell'energia tenderebbe a ridurre i conflitti e le tensioni legate all'approvvigionamento energetico. Si può pertanto concludere che la fusione nucleare sia una tecnologia tale da soddisfare a pieno condizioni di sostenibilità ambientale e sociale. Tuttavia, anche in questo caso bisogna dimostrare che sia una tecnologia economicamente sostenibile per poterla utilizzare al fine di perseguire uno sviluppo sostenibile, come descritto in precedenza.

#### ***1.3.5 Simulare un sistema che sfrutti la fusione nucleare***

Pur con i limiti dettati dal considerare un orizzonte temporale estremamente lungo come quello che va da oggi a fine secolo, l'inserimento della tecnologia da fusione all'interno di scenari energetici è uno strumento necessario per valutarne le possibilità di integrazione in futuri sistemi elettrici decarbonizzati. Queste analisi sono finalizzate a valutare se l'inserimento della tecnologia da fusione presenti dei vantaggi (tecnici e/o economici) rispetto all'utilizzo di altre tecnologie *carbon free*, ma anche a determinare quale configurazione di centrale sia la più adatta a tale compito, in modo da dare un'indicazione di



quali varianti di centrale, tra quelle tecnicamente fattibili, possano essere da privilegiare secondo i criteri di un efficace inserimento nel sistema di produzione dell'energia elettrica.

Pur in assenza di dati certi sulle caratteristiche dei componenti dei futuri reattori a fusione, si può comunque fare delle stime sui relativi costi, basandosi principalmente su due fattori: i dati relativi ai componenti realizzati per gli esperimenti di confinamento del plasma e per l'esperimento ITER, e le caratteristiche economiche delle centrali a fissione nucleare: nonostante il processo di generazione dell'energia sia radicalmente diverso, la struttura della centrale a valle dello "step" di cessione di energia termica al fluido vettore potrebbe essere con buona approssimazione lo stesso. Come nel caso della fissione nucleare infatti, la tecnologia a fusione sarà una tecnologia "*capital intensive*", ossia una tecnologia per cui la quota dei costi relativa all'investimento per la realizzazione dell'impianto sarà preponderante rispetto ai costi di esercizio ed ai costi del combustibile.



## Capitolo 2:

# Codici utilizzati per la simulazione di sistemi elettrici e l'analisi di scenari energetici

COMESE (COSto MEDio del Sistema Elettrico) è il codice utilizzato per lo studio degli scenari trattati in questa tesi, realizzato nell'ambito delle attività di ricerca sugli scenari energetici presso Consorzio RFX di Padova[11]. Al fine di ottenere un confronto per dei casi di riferimento, sono stati inoltre utilizzati altri due software: EnergyPLAN[12] e PLEXOS[13]. In questo modo è stato possibile valutare da un lato la validità dei risultati ottenuti, dall'altro la presenza di significative differenze nelle logiche utilizzate da strumenti alternativi a COMESE per la simulazione del funzionamento di un sistema elettrico su base oraria.

COMESE ed EnergyPLAN possono essere definiti come software di "simulazione" del sistema elettrico ed energetico rispettivamente. Essi infatti non prevedono la definizione, tramite un processo di ottimizzazione, di una configurazione "ottima" del sistema; acquisiscono invece le caratteristiche del sistema come dato di input, ed ottimizzano il suo funzionamento orario secondo criteri quali, ad esempio, la massimizzazione della Power Quality, minimizzazione delle emissioni di anidride carbonica, la minimizzazione del costo orario, etc.

In contrapposizione a modelli di questo tipo troviamo invece modelli basati su un approccio di "ottimizzazione": a partire da informazioni quali la disponibilità attuale e futura delle varie fonti energetiche, l'evoluzione dei costi e delle specifiche tecniche delle tecnologie a nostra disposizione, e considerati dei vincoli sulle caratteristiche desiderate dal sistema (e.g. limiti di emissioni) il software produce come output un sistema energetico ottimizzato (minimizzandone il costo) che soddisfa i vincoli imposti. Un esempio afferente alla seconda categoria è il codice TIMES[14], sviluppato all'interno dell'IEA-ETSAP (Energy Technology Systems Analysis Program): TIMES viene descritto come un "*technology rich, bottom-up model generator, which uses linear-programming to produce a least-cost energy system, optimized according to a number of user constraints, over medium to long-term time horizons*"[15].

Il primo approccio permette considerazioni più dettagliate sul funzionamento del sistema oggetto di studio e l'individuazione di limiti tecnici e tecnologici di operazione; tuttavia risente della necessità di costruire gli scenari da analizzare con un procedimento euristico. Il secondo approccio, viceversa, consente la definizione di uno scenario con una configurazione ottima attraverso un processo di ottimizzazione rigoroso, ma non permette di arrivare ad una conoscenza dettagliata del suo funzionamento: in questo modo, oltre a rinunciare a considerazioni di natura tecnica o tecnologica più avanzate, si rischia di tralasciare degli aspetti che possono invalidare il risultato ottenuto, dimostrandone l'infattibilità. Casi particolarmente soggetti a questo tipo di problemi sono quelli in cui si considerano scenari con elevata penetrazione di tecnologie rinnovabili intermittenti (in particolare energia da impianti eolici e solari). Il dato integrato su base annua dell'energia prodotta da queste tecnologie fornisce un'informazione estremamente parziale se non accompagnato dall'andamento orario della produzione, che può essere soggetto a forti irregolarità giornaliere e a stagionalità.

Date le caratteristiche dei diversi tipi di codici descritti, una strada per determinare uno scenario ottimo in base a criteri rigorosi, verificandone al contempo le caratteristiche di funzionamento e l'assenza di contraddizioni che lo invalidino, è quella di adottare un approccio ibrido: lo studio mediante un codice di simulazione delle caratteristiche di funzionamento di uno scenario definito con approccio di ottimizzazione. In questo modo si può avere la garanzia di studiare una configurazione di sistema elettrico o energetico nell'intorno della condizione ottima, in cui siano verificate l'effettiva realizzabilità e affidabilità. Tale approccio può essere applicato sia manualmente che in modo ricorsivo. È in questa categoria che ricade il codice PLEXOS: può essere utilizzato per valutare il funzionamento orario ottimale di un sistema predefinito, ma anche produrre un sistema energetico ottimizzato che soddisfi determinati vincoli di input, verificandone l'effettivo funzionamento attraverso una simulazione su base oraria.

## 2.1 COMESE

In questo paragrafo viene descritto il funzionamento del codice COMESE com'era strutturato all'inizio dello studio condotto. Parte del lavoro di tesi è consistito nel produrre una routine che modificasse l'approccio di COMESE nel determinare il funzionamento di alcune parti del parco di produzione dell'energia elettrica, alla luce di considerazioni nate dalle caratteristiche degli scenari oggetto di studio. Tali modifiche verranno presentate nel capitolo successivo.

COMESE è un software creato utilizzando il linguaggio di programmazione C++, il cui obiettivo è quello di studiare il funzionamento su base oraria del parco di produzione di un'area geografica (si usa tipicamente una risoluzione nazionale) nel soddisfare la domanda elettrica corrispondente. COMESE analizza la fase di dispacciamento, al fine di individuare eventuali manchevolezze che non permettono di garantirlo, calcolandone in fine il costo medio pesato di generazione. COMESE non è uno strumento di ottimizzazione economica, in quanto il calcolo del costo avviene a posteriori, e non influenza né le caratteristiche del sistema studiato, né i criteri di gestione applicati durante la simulazione del suo funzionamento; si presta tuttavia bene a processi di perfezionamento "manuale" guidati dalle considerazioni che si possono trarre studiando il funzionamento del sistema, grazie anche alla rapidità di elaborazione dei risultati (pochi secondi).

La logica di gestione delle varie tecnologie non si basa sulla simulazione delle dinamiche del mercato dell'energia elettrica; è determinata invece da un ordine di intervento delle varie tecnologie fisso e volto all'ottenimento di un sistema col minor costo medio ed un dispacciamento efficace. È uno strumento adatto allo studio di sistemi elettrici di qualsiasi natura, ma finalizzato in particolare all'analisi di scenari energetici con elevata penetrazione di generazione da fonti rinnovabili, condizione che rende fondamentale un'analisi oraria, in quanto permette di tenere debito conto dell'intermittenza e della non programmabilità della produzione da tali fonti.

L'intervallo di tempo rappresentato nella simulazione, così come la risoluzione temporale adottata, possono essere arbitrariamente decisi dall'utente, ma generalmente consistono in un intervallo di durata annuale con risoluzione oraria (corrispondenti alle caratteristiche dei dati di input resi disponibili dai TSO -Transmission System Operators- nazionali).

In COMESE il sistema elettrico è rappresentato in modo semplificato con impianti di generazione e accumulo, aggregati per tipologia e collegati ad un unico nodo a cui è connesso il carico che rappresenta la domanda elettrica finale. Con l'ipotesi di "copper plate" si trascurano le perdite di rete. I dati di input utilizzati dal codice consistono in:

- Andamenti orari di: domanda elettrica, produzione da fonti intermittenti e/o impianti convenzionali con un profilo di produzione specifico, import/export.
- Energia obiettivo (ossia quota della domanda annuale da soddisfare con una data tecnologia di produzione) relativa a ciascuna delle tecnologie di produzione classificate come impianti per servizio di base e impianti "Must Run" (impianti di produzione a cui viene data la precedenza di immissione rete per l'energia prodotta: tipicamente impianti di produzione che sfruttano fonti rinnovabili).
- Fattore di carico relativo a ciascuna delle tecnologie precedentemente menzionate.
- Capacità installata di impianti di accumulo di energia.
- Potenza installata di generatori modulabili.
- Massima energia producibile dagli impianti idroelettrici a bacino utilizzati come impianti modulabili.
- Dati economici relativi alle diverse tecnologie di produzione e accumulo utilizzate.

### 2.1.1 La simulazione del funzionamento del sistema

È possibile suddividere la simulazione del funzionamento del sistema effettuata da COMESE in 4 livelli: un livello preparatorio, che costruisce il sistema e le sue caratteristiche a partire dai dati di input e tre livelli di effettiva simulazione del funzionamento del sistema (ciascuno considera diversi tipi di tecnologie ed aspetti della gestione del sistema). Come sarà chiaro in seguito, in ragione del criterio di gestione scelto, in ciascuno dei livelli che simulano il funzionamento del sistema l'attivazione degli impianti considerati in una determinata ora dipende solamente dal funzionamento degli impianti trattati nei livelli precedenti. Questo significa che in ciascuno dei tre livelli è possibile determinare il funzionamento dei relativi impianti per tutta la durata dell'intervallo di simulazione (tipicamente un anno), per poi passare al livello successivo: il mix di produzione che soddisfa la domanda in una certa ora non viene stabilito in un singolo passaggio relativo a tale ora.

#### 2.1.1.1 Gestione dei dati di Input e costruzione del sistema

Per prima cosa il codice scala le curve di generazione delle varie tecnologie, relative all'anno di riferimento e basate sui dati registrati dal TSO, moltiplicandone ciascun valore per un fattore pari al rapporto tra l'energia obiettivo e l'integrale della curva in questione. Ne risulta una curva di generazione con il medesimo profilo dell'anno base (ipotesi semplificativa) tale da produrre, nel corso dell'anno, l'energia obiettivo. Analogamente viene scalata la curva oraria della domanda, in modo da ottenere una domanda annuale pari a quella specificata in input (Figura 10).

Successivamente vengono calcolate le potenze installate di tutte le tecnologie a cui è associata un'energia obiettivo, secondo la formula:

$$P_i = \frac{E_i}{\frac{FC_i}{100} * 8760} \quad (2.1)$$

Dove, relativamente all'i-esima tecnologia:

- $P_i$  = Potenza installata [GW]
- $E_i$  = Energia obiettivo [GWh]
- $FC_i$  = Fattore di carico [%]
- 8760 = Ore all'interno di un anno normale (non bisestile) [h]

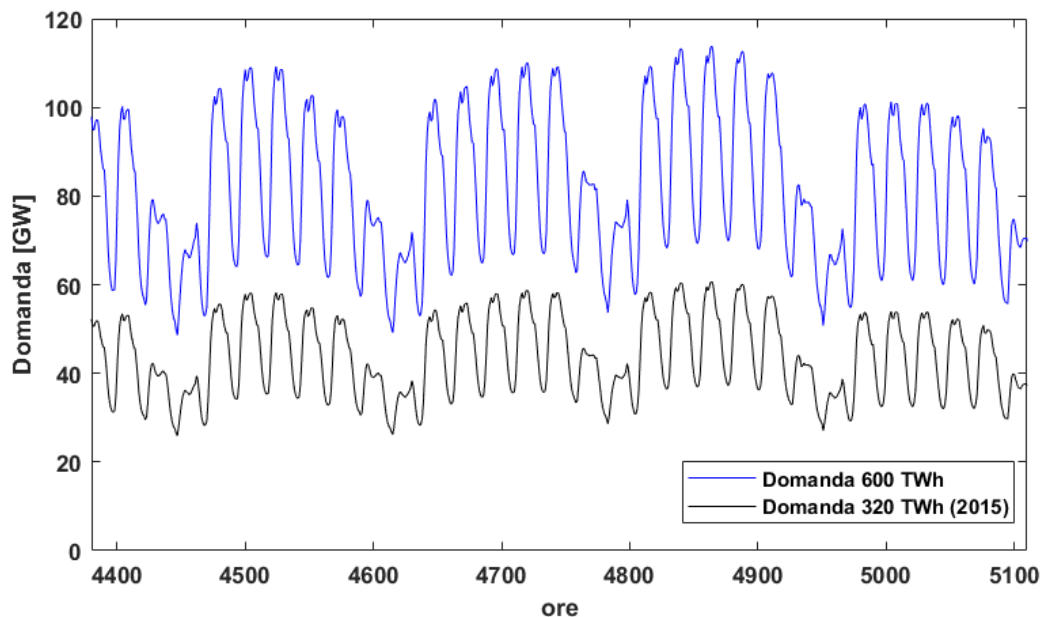


Figura 10: In nero la domanda elettrica italiana nel 2015 (Dati TERNA), di cui si è scelto di riprodurre l'andamento. In blu l'andamento orario ottenuto per la domanda in uno scenario con un fabbisogno energetico annuale ipotizzato di 600 [TWh]. Dati relativi al mese di Agosto.

### 2.1.1.2 Sfruttamento di impianti per il carico di base ed impianti "Must Run"

In questa sezione si confronta l'intera produzione oraria di impianti per il carico di base e di tecnologie "Must Run" con la domanda (Figura 11): sono quindi considerati tutti quegli impianti di cui ipotizziamo di non poter controllare ora per ora la potenza prodotta. Nel caso degli impianti per il carico di base, ciò è dovuto alle loro caratteristiche tecnologiche, ovvero alla scarsa flessibilità nel variare la potenza in uscita ed ai considerevoli tempi richiesti per l'attivazione/disattivazione dell'impianto. Per quanto riguarda le tecnologie *Must Run* invece, esse consistono negli impianti di produzione da fonti rinnovabili, a cui, specialmente nell'ottica di uno scenario decarbonizzato, si accorda la priorità dell'ingresso in funzione (da cui la definizione *Must Run*).

Sottraendo ora per ora dai valori così definiti di energia prodotta la domanda oraria, otteniamo un vettore caratterizzato da valori positivi e da valori negativi: i valori positivi rappresentano eccessi di produzione che si manifestano in ore in cui l'energia prodotta eccede la domanda. Gli intervalli continui di valori positivi consentono quindi di individuare così degli "intervalli di sovragerazione" durante i quali l'energia in eccesso deve essere o assorbita per mezzo di sistemi accumulo, o dissipata. I valori negativi rappresentano invece ore in cui la produzione degli impianti considerati non è sufficiente al soddisfacimento della domanda: in questo caso definiamo quindi degli "intervalli di sottogenerazione", in cui la quota non soddisfatta della domanda (domanda residua) dovrà essere fornita per mezzo di altre tecnologie (Figura 12).

Col termine "domanda residua" ci si riferirà alla quota di domanda che, dopo ciascuno dei passaggi di COMESE (ovvero dopo aver considerato un certo tipo di tecnologie), resta insoddisfatta, e quindi richiede l'intervento di tecnologie relative al passaggio successivo.

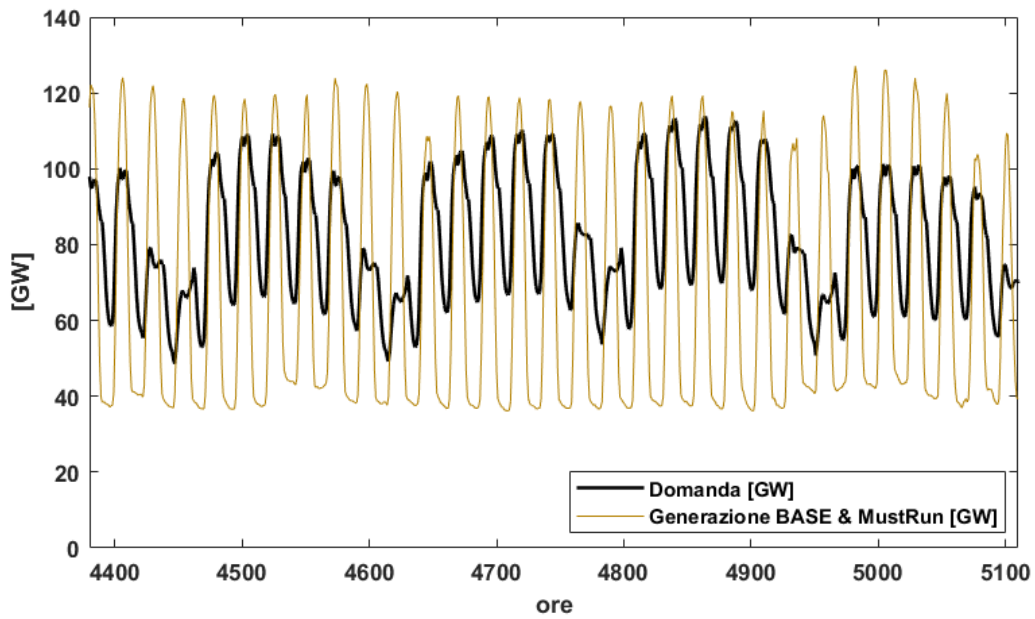


Figura 11: Confronto tra domanda elettrica oraria (nero) e produzione da impianti per carico di base e *Must Run* (arancione) nello scenario SUD\_EU - Fusione Costante (vedi capitolo 4), durante il mese di Agosto.

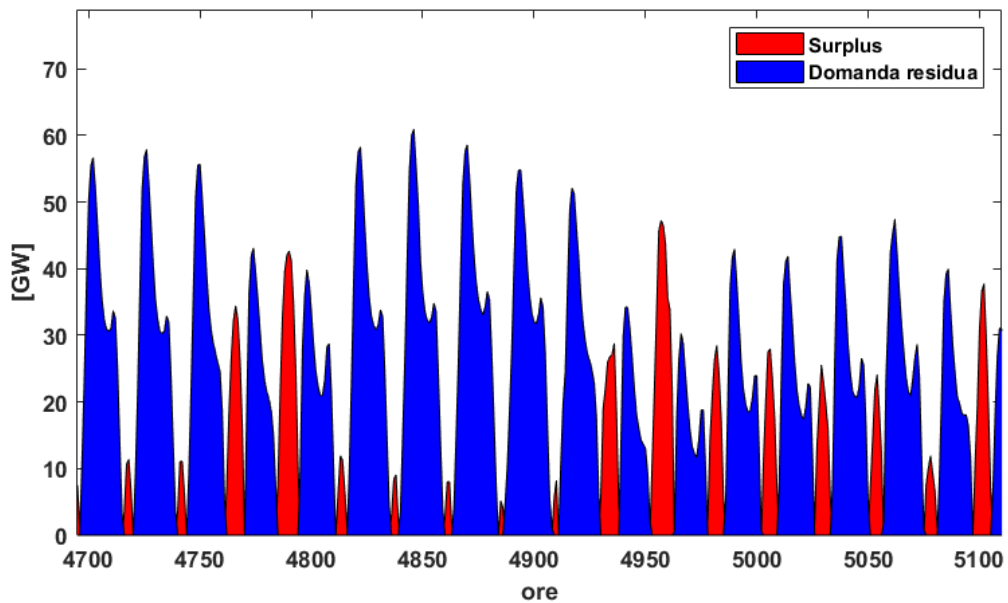


Figura 12: Confronto tra intervalli di sottogenerazione (blu) e intervalli di dovragerazione (rosso) durante le ultime due settimane di Agosto, nello stesso caso considerato per la figura precedente.

### 2.1.1.3 Sfruttamento di impianti di accumulo per la gestione di sovragerazione e sottogenerazione

Una volta definiti i gli intervalli di sovragerazione e quelli di sottogenerazione l'analisi oraria riprende dalla prima ora del periodo considerato, e procede a determinare l'utilizzo delle tecnologie di accumulo energetico come segue: durante le ore con surplus di generazione gli impianti vengono caricati il più possibile, con un ordine di precedenza fisso; questo indipendentemente dalle caratteristiche delle successive ore di surplus, con il solo vincolo di non eccedere la massima capacità disponibile dell'impianto. Nelle simulazioni effettuate sono stati considerati un sistema di accumulo idroelettrico ed uno a batterie, con il primo avente priorità di funzionamento rispetto al secondo. Questo ordine di intervento è stato scelto in funzione del numero di ore nominali di carica/scarica degli impianti considerati: il numero di ore nominali corrisponde al numero di ore necessarie a caricare completamente (partendo da energia immagazzinata nulla) o a scaricare completamente (partendo da sistema totalmente carico) il dispositivo di accumulo. Si sceglie di dare la precedenza di carica al sistema con maggior numero di ore nominali di carica/scarica in modo da massimizzare l'energia caricata complessivamente (Figura 13).

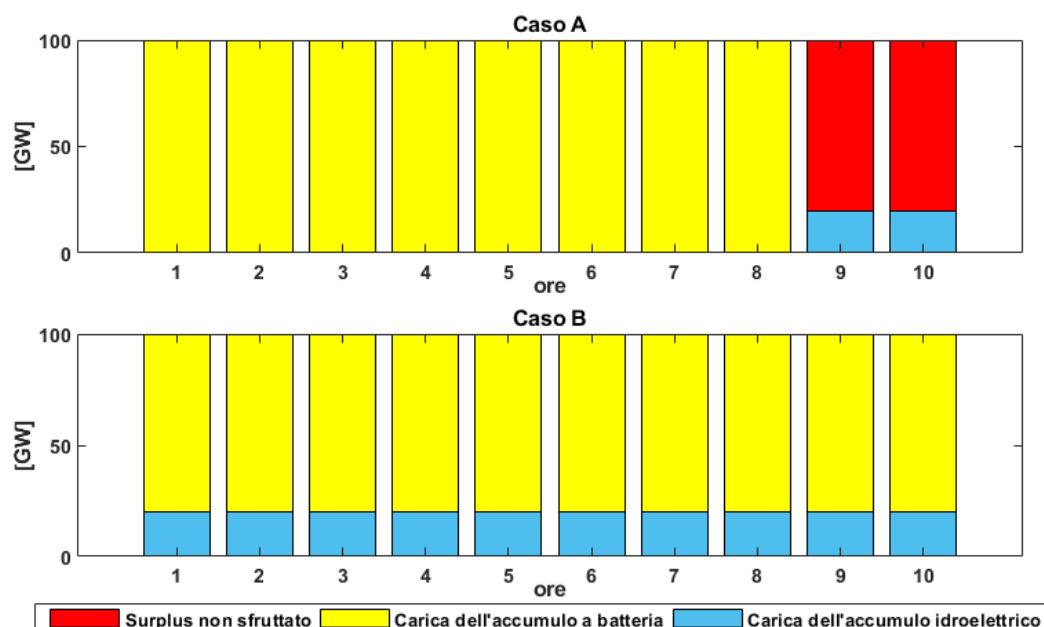


Figura 13: Esempio di differenti strategie di accumulo nella gestione di un surplus costante pari a 100 GW per dieci ore. Si considerano un sistema a batteria di capacità 800 GWh e potenza 100 GW ed un sistema di accumulo idroelettrico di capacità 200 GWh e potenza 20 GW. Il numero di ore nominali di carica è pari a 8 per il sistema a batterie e a 10 per il sistema idroelettrico. Si può notare facilmente come il caso B, in cui il sistema idroelettrico ha priorità di intervento, venga sfruttata una quota superiore dell'energia disponibile.

Per gli intervalli di sottogenerazione, dove gli impianti di accumulo vengono scaricati per soddisfare, o quantomeno ridurre, la domanda residua, l'approccio è invece differente: in questo caso non si considera la singola ora, ma l'intero intervallo di sottogenerazione, ovvero l'intervallo temporale compreso tra due ore di surplus non consecutive. Durante ogni intervallo caratterizzato da deficit di generazione, è possibile utilizzare l'energia immagazzinata all'interno dei sistemi di accumulo in corrispondenza dell'ora precedente all'inizio dell'intervallo considerato. Se l'energia accumulata, al netto dei rendimenti di scarica, è maggiore o uguale all'energia complessivamente richiesta durante l'intervallo di



sottogenerazione, la domanda viene soddisfatta in tutte le ore, con il solo vincolo di non superare la massima potenza in uscita dai sistemi di accumulo (il criterio in base al quale viene stabilita la priorità di scarica è il medesimo descritto per la priorità di carica: ha la precedenza l'impianto col minor numero di ore nominali di scarica).

Nel caso invece l'energia immagazzinata non sia sufficiente a coprire tutta la domanda residua, viene adottato il seguente criterio. Si calcola il rapporto  $K$  tra l'energia che è possibile erogare e l'energia totale richiesta durante l'intervallo considerato: durante ognuna delle ore dell'intervallo verrà soddisfatta una quota della domanda residua pari a  $K$  (Figura 14). In questo modo si ottiene un criterio di intervento che può essere definito "proporzionale" relativamente alla quota di domanda residua soddisfatta. Questo criterio è utilizzato al fine di ridurre l'entità della domanda residua sull'intera durata dell'intervallo, e di conseguenza la necessità di potenza installata sotto forma di generatori modulabili; un approccio "speculare" a quello di carica porterebbe infatti ad un soddisfacimento completo della domanda residua nella prima parte dell'intervallo, ma la lascerebbe invariata nelle ultime ore.

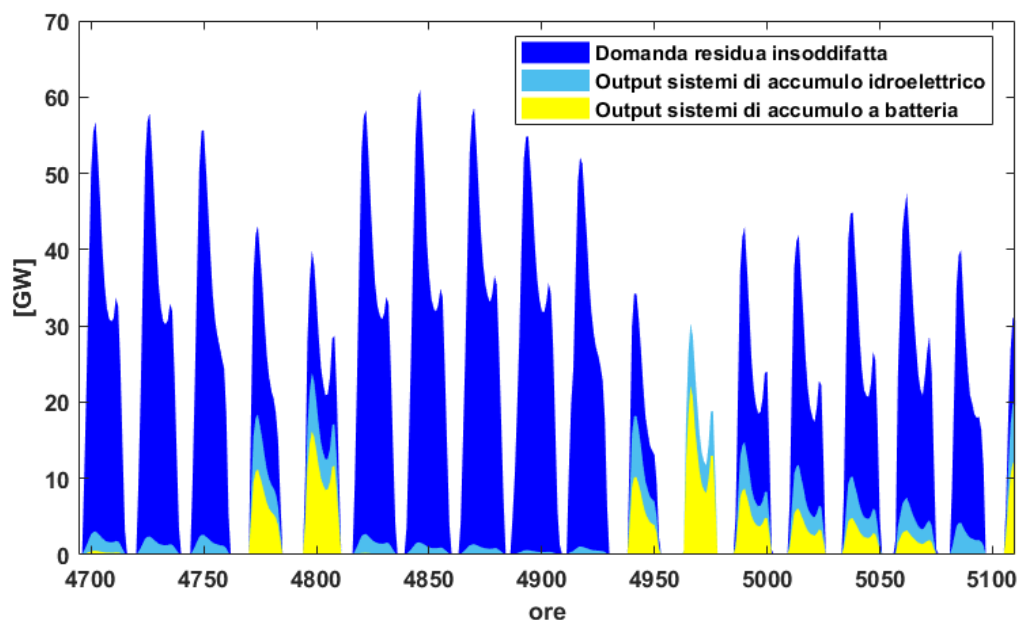


Figura 14: Azione degli impianti di accumulo nel ridurre la domanda residua delle ultime due settimane di Agosto. È possibile notare come nell'intorno dell'ora 4975 la domanda residua all'interno dell'intervallo venga completamente soddisfatta, mentre in tutti gli altri casi essa venga solamente ridotta, con il criterio di "riempimento proporzionale" descritto.

Il criterio adottato per l'utilizzo dell'energia immagazzinata nei sistemi di accumulo presuppone che in una certa ora (la prima ora dell'intervallo di sottogenerazione) si abbia piena conoscenza dell'andamento della domanda residua per tutta la durata dell'intervallo, il che significa conoscere l'andamento della domanda elettrica e della produzione da fonti intermittenti: equivale quindi ad avere a disposizione una previsione sul comportamento del sistema di estensione pari alla durata dell'intervallo considerato.

Il tema delle previsioni sul comportamento futuro del sistema sarà trattato più a fondo nel capitolo successivo, in quanto le principali modifiche applicate al funzionamento di COMESE si basano proprio su considerazioni riguardo a tali previsioni.

#### 2.1.1.4 Sfruttamento dei generatori modulabili per la gestione del dispacciamento

L'ultima sezione di COMESE prevede il soddisfacimento della domanda residua rimanente che i sistemi di accumulo non hanno potuto colmare mediante l'utilizzo di generatori modulabili, ovvero di impianti con caratteristiche di funzionamento idonee all'"inseguimento" della domanda, con variazioni anche repentine della potenza prodotta, al fine di garantire un corretto dispacciamento. Il criterio di utilizzo dei generatori modulabili è relativamente semplice: durante le ore caratterizzate da domanda residua insoddisfatta essi entrano in funzione producendo l'energia necessaria, col solo vincolo di non poter erogare più della potenza installata (dato di input). L'ordine con cui vengono attivati tali impianti viene stabilito come dato di input.

È necessario tuttavia concentrarsi su una tecnologia modulabile in particolare, il cui funzionamento è stabilito mediante un criterio differente da quello appena presentato: gli impianti idroelettrici a bacino.

Gli impianti idroelettrici a bacino sfruttano l'energia dei corsi d'acqua, permettendo, a differenza degli impianti ad acqua fluente, di immagazzinarne una consistente quantità e di rilasciarla nei momenti più idonei (per questo ricadono all'interno delle tecnologie modulabili). La quantità di energia utilizzabile non è tuttavia infinita, come nel caso di un generatore modulabile a combustibile, bensì dipende dall'apporto che i corsi d'acqua forniscono a tali impianti. È quindi fondamentale valutare quanta energia utilizzare ora per ora, al fine di sfruttarne la maggior quantità nel modo più efficace possibile, e di averla disponibile nei momenti in cui la domanda residua è più consistente: queste problematiche sono molto simili a quelle relative alla scarica dei sistemi di accumulo.

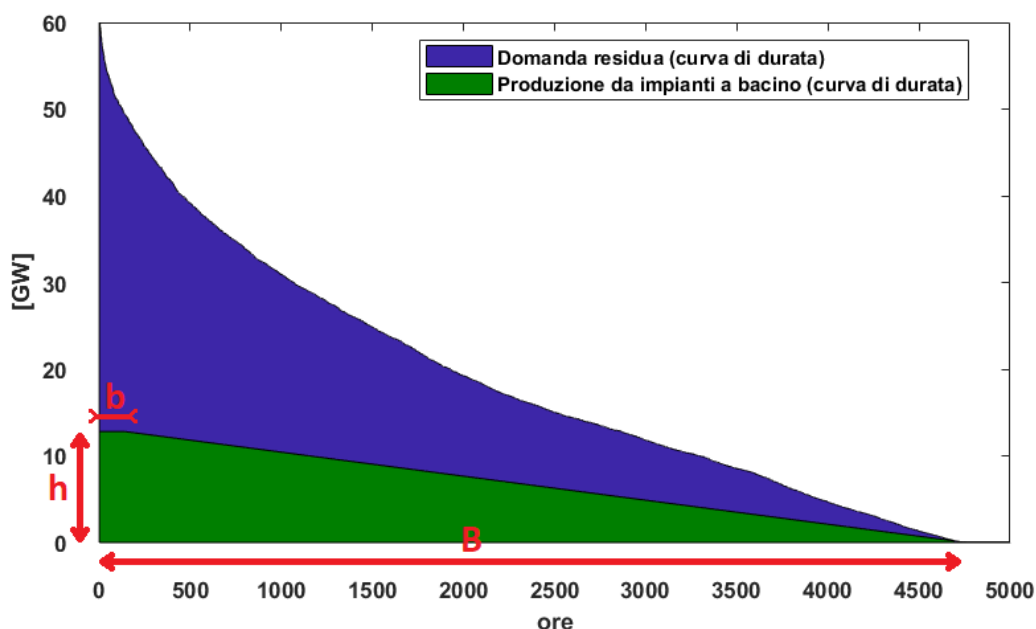


Figura 15: La curva di durata "trapezoidale" per la produzione da idroelettrico a bacino consente di ridurre la domanda residua nel modo più omogeneo possibile.

COMESE ottimizza l'utilizzo degli impianti idroelettrici a bacino basandosi sulla curva di durata della domanda residua. Nota la potenza installata degli impianti ( $h$ ) e il numero di ore totali in cui si presentano eventi di domanda residua ( $B$ ) si costruisce una curva di durata "trapezoidale" la cui area sia pari all'energia disponibile durante l'anno. Tale curva indica

quanta potenza deve essere fornita durante ogni specifico evento di domanda residua. L'estensione della base minore (**b**) indica il numero di ore in cui possiamo sfruttare l'impianto producendo energia al massimo della potenza; per le ore successive invece si produce a potenza inferiore, che decresce linearmente all'aumentare del numero di ore, fino a diventare nulla in corrispondenza dell'ultima ora caratterizzata da domanda residua (Figura 15). In questo modo si riesce ad usare l'impianto a massima potenza nelle ore con domanda più sostenuta, abbattendo al contempo la domanda residua in modo omogeneo durante tutta la durata dell'anno. In Figura 15 osserviamo un caso (sempre tratto dallo scenario SUD\_EU - Fusione Costante) in cui l'energia a disposizione viene interamente sfruttata durante l'anno; è possibile tuttavia che con questo approccio risulti impossibile sfruttare interamente l'energia a nostra disposizione: ciò si verifica quando il numero di ore di domanda residua è troppo ridotto, ed il trapezio rettangolo trovato con la procedura descritta in precedenza non ricade interamente all'interno della curva di durata della domanda residua.

È importante specificare che l'approccio appena descritto presuppone una conoscenza, o capacità di previsione, pari all'intera durata della simulazione, dal momento che si basa sull'utilizzo della curva di durata annuale della domanda residua. È quindi un'ipotesi molto forte quella di essere in grado di utilizzare la produzione da idroelettrico a bacino ottenuta in questo modo.

#### 2.1.1.5 Funzionamento orario: Output

Al termine dei passaggi descritti si ottiene l'andamento orario del funzionamento di tutti gli impianti (di produzione o di accumulo) utilizzati, da cui si può ricavare facilmente la totale energia prodotta, l'energia tagliata e l'eventuale domanda residua finale, ovvero dei deficit a cui il sistema non è stato in grado di far fronte, mancando l'obiettivo di un corretto dispacciamento. In quest'ultimo caso lo studio dimostrerebbe che il sistema di generazione preso in analisi non sarebbe affidabile, in quanto non in grado di soddisfare la domanda in ogni ora dell'anno. In Figura 16 si può vedere una rappresentazione del funzionamento del sistema calcolato da COMESE all'interno di un intervallo di tempo di due settimane.

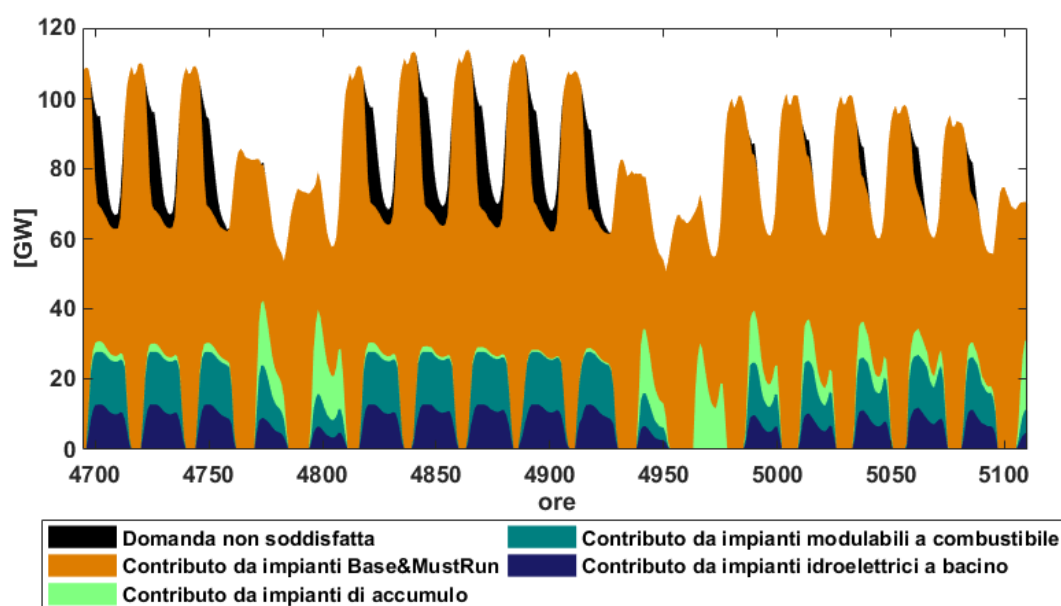


Figura 16: Comportamento complessivo del sistema nelle ultime due settimane di Agosto per la simulazione SUD\_EU - Fusione Costante. La potenza installata di generatori modulabili è stata ridotta al fine di mostrare il funzionamento di un sistema in cui non si ottiene un corretto dispacciamento.

### 2.1.2 Il calcolo del costo medio dell'energia elettrica

Una volta simulato il funzionamento orario del sistema, l'ultima sezione di COMESE prevede il calcolo del costo medio attualizzato dell'energia elettrica nello scenario considerato. A tale costo medio si dà il nome LCOTE (*Levelized Cost of Timely Electricity*) dove con "Timely" si intende specificare che i dati ottenuti ed utilizzati per il calcolo del costo tengono conto dell'effettivo funzionamento orario del sistema.

I valori di potenza installata e di energia prodotta, insieme ai costi associati alle varie tecnologie ed ai vari combustibili, vengono utilizzati per il calcolo del costo medio attualizzato dell'energia elettrica relativo a ciascuna delle  $N_p$  tecnologie di produzione, secondo la formula:

$$lcoe_i = \frac{\sum_{j=-k}^n I_j(1+a)^{-j} + \sum_{j=1}^n M_j(1+a)^{-j} + \sum_{j=1}^n F_j(1+a)^{-j}}{\sum_{j=1}^n E_j(1+a)^{-j}} \quad (2.2)$$

Dove, relativamente all'i-esima tecnologia:

- $a$  = Tasso di sconto
- $I_j$  = Investimenti effettuati nell'anno j-esimo
- $M_j$  = Costi di esercizio e manutenzione relativi all'anno j-esimo
- $F_j$  = Costo del combustibile consumato durante l'anno j-esimo
- $E_j$  = Energia prodotta durante l'anno j-esimo
- $lcoe_i$  = costo di generazione della tecnologia i-esima

Il costo medio LCOTE viene calcolato come la media degli  $lcoe$  ottenuti pesata sull'energia prodotta da ciascuna tecnologia, sommata al costo totale delle tecnologie di accumulo ripartito sulla totale quantità di energia assorbita dai carichi durante l'anno:

$$LCOTE = \frac{\sum_{i=1}^{N_p} (lcoe_i \times E_i) + \sum_{k=1}^{N_a} C_{acc_k}}{E_{load}} \quad (2.3)$$

$$C_{acc_k} = I_k \frac{a(1+a)^{n_k}}{(1+a)^{n_k} - 1} + M_k \quad (2.4)$$

Dove, relativamente alla k-esima tecnologia di accumulo:

- $a$  = Tasso di sconto
- $I_k$  = Costi di investimento
- $M_k$  = Costi di esercizio e manutenzione
- $n_k$  = Anni di vita dell'impianto

COMESE prevede anche la possibilità di un approccio stocastico al problema del calcolo dell'LCOTE: le voci di costo possono essere fornite al programma sia come valori deterministici, sia sotto forma di distribuzioni di probabilità. Nel secondo caso il programma utilizza il metodo Monte Carlo per generare un elevato numero di casi (arbitrariamente scelto come dato di input) in cui le voci di costo delle varie tecnologie vengono generate in modo casuale e coerente con la distribuzione di probabilità scelta. Con questo approccio è quindi possibile stimare una distribuzione di probabilità per l'LCOTE. Questo approccio risulta utile per due motivi: il primo è la difficoltà nello stabilire un valore univoco per le future voci di costo di una tecnologia, specialmente all'aumentare dell'orizzonte temporale dello scenario considerato. Il secondo è la possibilità di ottenere una serie di informazioni ricavabili dall'andamento della distribuzione di probabilità che vengono utilizzati nei processi decisionali e di calcolo del rischio per la pianificazione degli investimenti [16]; tali informazioni arricchiscono quindi le considerazioni sulla fattibilità economica di un futuro scenario energetico.

## 2.2 EnergyPLAN

EnergyPLAN è un software sviluppato dal gruppo ricerca per la pianificazione energetica sostenibile dell'Università di Aalborg, in Danimarca: è finalizzato allo studio di scenari energetici futuri, ed in particolare all'analisi di scenari con un elevato grado di penetrazione di fonti di energia rinnovabile. EnergyPLAN permette di simulare il funzionamento di un sistema energetico su base oraria, considerando sia il sistema elettrico che sistemi di Heating&Cooling, nonché il settore dei trasporti e quello industriale (Figura 17), al fine di mettere in evidenza e sfruttare possibili sinergie all'interno dei vari settori del sistema energetico di un territorio, sotto l'ipotesi di un elevato grado di integrazione e di una gestione "intelligente" di tale sistema. Permette tuttavia anche la simulazione di un solo settore del sistema energetico, ad esempio del solo sistema elettrico (modalità in cui è stato sfruttato in questo caso, Figura 18).

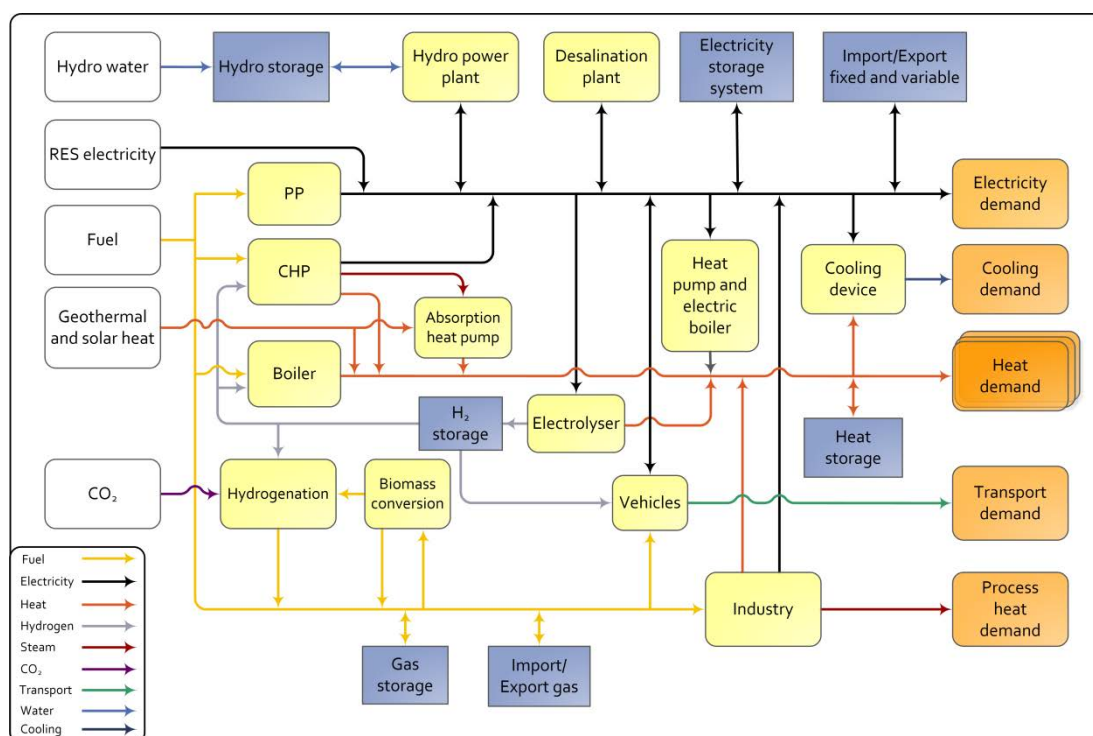


Figura 17: Il diagramma illustra i vari settori del sistema energetico ed i loro componenti, mettendo in luce le possibili interazioni che si possono ottenere nella simulazione del suo funzionamento.

I principali input di EnergyPLAN utilizzati nella simulazione del solo settore elettrico del sistema energetico consistono in:

- Andamenti orari di: domanda, produzione da fonti intermittenti, impianti con un profilo di produzione specifico, import/export.
- Capacità installata e caratteristiche (e.g. tipo di combustibile, efficienza) dei diversi tipi di tecnologie di produzione e di accumulo energetico.
- Capacità di interconnessione sfruttabile per import ed export.
- Costi associati alle varie tecnologie ed ai diversi combustibili.

I principali Output sono invece:

- Andamenti orari di: produzione da impianti convenzionali, potenza in input/output dei sistemi di accumulo, import per supplire a mancanza di capacità, export per la vendita di energia in eccesso.
- Valori annuali di: combustibili utilizzati, energia prodotta dalle diverse tecnologie, costo totale del sistema.

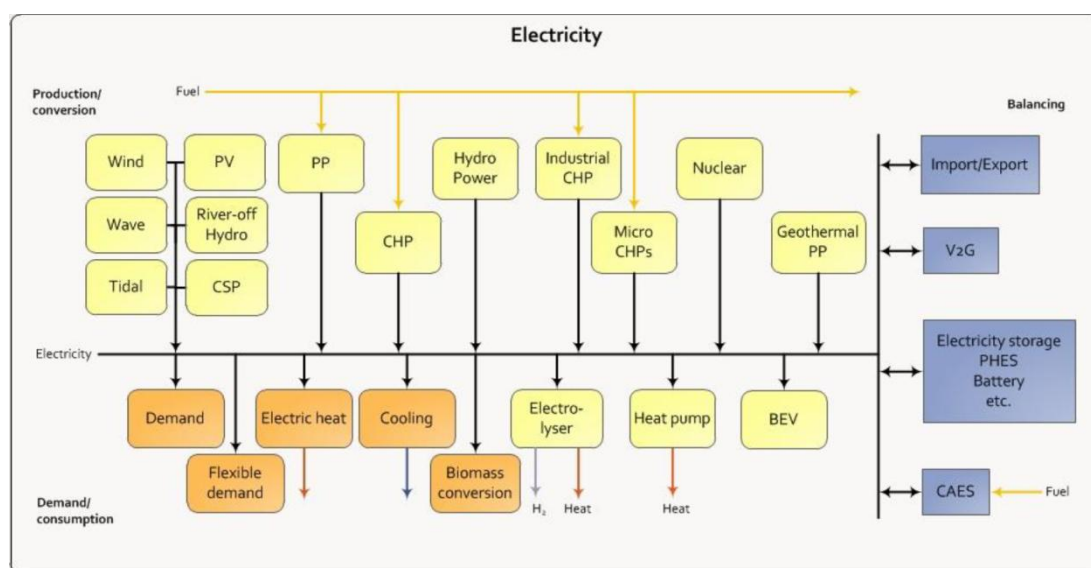


Figura 18: Diagramma relativo alle componenti del solo sistema elettrico modellabile in EnergyPLAN.

Il software cerca di utilizzare gli impianti a propria disposizione per soddisfare la domanda ora per ora, attivando le varie tecnologie con un ordine che dipende dal tipo di simulazione scelto: simulazione tecnica o simulazione di mercato. Nel caso della simulazione tecnica si può scegliere tra varie opzioni di "strategie", che consistono in una serie di ordini o criteri di intervento fissi, volti a massimizzare l'utilizzo di alcuni tipi di combustibile a discapito di altri o a verificare delle condizioni su parametri come il surplus di energia prodotta. Nel caso di simulazione di mercato invece le diverse tecnologie vengono fatte intervenire in base al loro costo marginale, simulando per l'appunto il funzionamento del mercato elettrico.

In questo modello non vengono tenute in considerazione e modellate le caratteristiche ed il funzionamento della rete elettrica: non vengono calcolati flussi di potenza, né viene valutata la stabilità della rete. E' possibile tuttavia definire la capacità delle interconnessioni con la rete estera e definire una quota addizionale della domanda elettrica dovuta a esigenze di stabilizzazione della rete. Per quanto riguarda invece il sistema simulato, tutti i tipi di tecnologie di produzione e utilizzazione vengono rappresentati come un singolo impianto, rispettivamente di capacità o domanda pari a quella complessiva, collegate direttamente ad un singolo nodo di interconnessione: la già descritta ipotesi di "copper plate".

Data la somiglianza nei fini e nell'approccio del codice allo studio degli scenari energetici, e la presenza di un buon numero di studi basati sul suo utilizzo [17], EnergyPLAN è stato ritenuto una valida scelta come strumento di confronto con COMESE.

## 2.3 PLEXOS

PLEXOS è un software commerciale realizzato dalla società Energy Exemplar, che permette di pianificare investimenti e simulare il funzionamento e la gestione di un sistema elettrico e di sistemi di distribuzione di acqua e gas. Anche in questo caso, come nell'utilizzo di EnergyPLAN, è stato modellato unicamente il funzionamento del sistema elettrico. PLEXOS presenta un ampio ventaglio di funzionalità, tra le quali, relativamente allo studio del sistema elettrico, troviamo[18]:

- 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 mix di generazione
- Gestione del rischio ed ottimizzazione stocastica

Le simulazioni di PLEXOS si articolano su tre livelli temporali: lungo, medio e breve termine. Nella simulazione a lungo termine si considera un periodo pluriennale (solitamente di alcune decine di anni) al fine di pianificare l'aggiornamento e l'espansione del sistema di trasmissione e del parco di produzione dell'energia elettrica. Il processo di ottimizzazione in questo caso è finalizzato alla minimizzazione dei costi totali del sistema, e prevede come dati di input la massima potenza installabile per ogni tipo di impianti di generazione o accumulo, dato che funge da vincolo nella definizione del sistema ottimizzato. Segue la simulazione di medio termine, in cui i principali vincoli al funzionamento del sistema (e.g. istruzioni per ottenere lo sfruttamento ottimale degli impianti idroelettrici a bacino) vengono tradotti in vincoli applicabili nei singoli passaggi della simulazione di breve termine. La simulazione a breve termine infine ottimizza il funzionamento temporale (tipicamente con risoluzione oraria, anche se potenzialmente sono utilizzabili intervalli temporali di estensione inferiore o superiore) all'interno di un intervallo di tempo di estensione arbitrariamente fissata, detto intervallo di ottimizzazione (e.g. un giorno, una settimana). Per determinare il funzionamento del sistema in questo intervallo, viene inizialmente simulato il funzionamento all'interno di un intervallo più esteso, che comprende un periodo detto di "*look-ahead*". Il funzionamento orario all'interno del periodo di "*look-ahead*" non viene mantenuto come dato di output, ma viene ricalcolato successivamente: è tuttavia fondamentale per non ottenere comportamenti del sistema poco coerenti al passaggio da un intervallo di ottimizzazione a quello successivo. L'estensione totale della simulazione, costruita a "blocchi" di intervalli di ottimizzazione, può essere scelta in modo arbitrario, e solitamente è pari ad un anno.

Oltre al rispetto di eventuali vincoli imposti (e.g. limiti sulle emissioni) PLEXOS simula una produzione oraria che riproduce il comportamento del mercato elettrico, stabilendo la priorità di intervento delle diverse tecnologie in base al loro costo, sotto il vincolo della realizzazione di un corretto dispacciamento (completo soddisfacimento della domanda elettrica, ora per ora).







## Capitolo 3:

### La nuova gestione di accumulo energetico e impianti modulabili in COMESE

In questo capitolo verrà descritto un approccio alternativo a quello appena presentato per la simulazione del funzionamento del parco di produzione dell'energia elettrica. La struttura "a livelli" di COMESE, descritta nel capitolo precedente, secondo la quale per ogni livello sono prodotti dei risultati parziali rappresentanti il funzionamento delle tecnologie considerate nello specifico livello, ha permesso di inserire nuove routines, sviluppate in ambiente MATLAB, per produrre una simulazione del funzionamento del sistema elettrico basata su un approccio alternativo a quello originariamente proposto. La scelta dell'ambiente MATLAB è stata dettata soprattutto dalla maggiore versatilità rispetto a C++, con cui risulta possibile, di volta in volta, analizzare (anche mediante rappresentazioni grafiche) il comportamento orario delle singole tecnologie: ciò risulta utile per rapide verifiche sull'efficacia dei criteri di intervento utilizzati. A meno che non sia esplicitamente specificato, quando in questo capitolo verrà menzionato COMESE, ci si riferirà alla versione iniziale del programma, descritta nel Capitolo 2.

#### Il ruolo delle tecnologie di accumulo in un sistema elettrico decarbonizzato

Nella quasi totalità degli scenari energetici basati su una massiccia produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile, è prevista anche una consistente capacità installata di sistemi di accumulo energetico. Ciò è dovuto principalmente a due aspetti [7,8]: l'intrinseca non programmabilità della generazione rinnovabile e la necessità di assicurare stabilità al sistema di trasmissione dell'energia elettrica.

La non programmabilità delle fonti rinnovabili, infatti, impone l'utilizzo di sistemi di accumulo energetico, che permettano di soddisfare la domanda durante momenti di scarsa produzione sfruttando l'energia accumulata durante le ore di sovrapproduzione. La capacità di sistemi di accumulo necessaria è massima nel caso il sistema sia dimensionato in modo da far coincidere, a meno dei rendimenti di carica e scarica, l'energia prodotta con quella consumata (ovvero di utilizzare interamente l'energia prodotta). Si può ridurre invece adottando la strategia del "*curtailment*" (letteralmente "taglio" o "riduzione"): in questo caso, installando una capacità di generazione maggiore, si avranno delle ore in cui parte dell'energia prodotta non potrà essere utilizzata, e quindi dovrà essere dissipata, ma al contempo si ridurrà la domanda residua durante le ore di sottogenerazione, riducendo la capacità richiesta per i sistemi di accumulo energetico, sia in termini di capienza che di potenza. È tuttavia improbabile una soluzione basata sul *curtailment* che non preveda per nulla l'utilizzo di sistemi di accumulo energetico. Risulterebbe del tutto impraticabile in scenari con una preponderante quota di domanda soddisfatta con produzione di energia solare che, indipendentemente dalla capacità installata, non è disponibile durante la notte.

La mancata corrispondenza geografica tra centri di consumo e centri idonei alla produzione rinnovabile (1.2.1.4), comune a più di uno stato, indipendentemente dalla fonte rinnovabile adottata, pone invece il problema della capacità di trasmissione della rete elettrica. Anche in quest'ottica i sistemi di accumulo energetico, adeguatamente collocati, possono essere d'aiuto per conseguire il corretto funzionamento del sistema.

## **L'integrazione dei sistemi di accumulo nella gestione dei generatori modulabili**

I sistemi di accumulo energetico e gli impianti di produzione classificati come modulabili presentano delle caratteristiche e delle finalità comuni: vengono entrambi utilizzati per soddisfare la domanda residua nelle ore in cui la produzione da rinnovabili non è sufficiente, e sono caratterizzati da un'elevata versatilità nel variare la potenza emessa, caratteristica necessaria per svolgere tale compito.

Le considerazioni che hanno guidato le modifiche al funzionamento di COMESE sono quindi state le seguenti: può risultare conveniente, in termini di costo, gestione e di fattibilità del sistema, considerare la possibilità di caricare i dispositivi di accumulo energetico per mezzo dei generatori modulabili? È possibile, come accade per le tecnologie rinnovabili, contenere la potenza installata di generatori modulabili mediante il time-shifting dell'energia, ovvero facendo sì che parte dell'energia da modulabili venga erogata dai sistemi di accumulo, essendo stata caricata in un periodo precedente alle ore in cui viene richiesta? Tali considerazioni possono essere riassunte nella ricerca di una logica di intervento che consenta un funzionamento sinergico delle tecnologie di accumulo e di produzione modulabile, al fine di minimizzare il loro contributo complessivo all'LCOTE del sistema, garantendo al contempo un corretto dispacciamento.

In quest'ottica è stato necessario inserire delle previsioni sul funzionamento futuro del sistema tra i criteri per stabilire l'intervento delle diverse tecnologie ora per ora: d'altra parte, previsioni sul funzionamento futuro del sistema vengono normalmente usate sia dal gestore della rete che dai singoli produttori, come testimonia anche il modo in cui si articola il mercato elettrico italiano[19], diviso in:

- Mercato del Giorno Prima - MGP
- Mercato Infragiornaliero - MI
- Mercato per il Servizio di Dispacciamento - MSD

Alcuni criteri di intervento basati su previsioni, già presenti nella versione iniziale di COMESE, sono stati descritti nel capitolo precedente (scarica dei sistemi di accumulo, intervento degli impianti idroelettrici a bacino). Oltre a introdurre questo strumento per gestire l'intervento di altre componenti del sistema, i criteri di intervento degli impianti che erano già basati sull'utilizzo di previsioni sono stati modificati in modo che l'estensione della previsione (ovvero la durata dell'intervallo all'interno di cui ipotizziamo di poter conoscere il futuro andamento di domanda e produzione da fonti non programmabili) risulti la medesima per tutte le tecnologie considerate.

### **3.1 La logica di intervento dei generatori modulabili a combustibile**

La prima modifica all'approccio di COMESE è stata limitata alle logiche di intervento dei soli generatori modulabili a combustibile, ed implementata all'interno di una routine a cui ci si riferirà con l'acronimo "DISPfw" (DISPatchable forward).

#### **3.1.1 Il tipo di previsione**

Sono stati considerati due possibili tipi di previsione che consentano di sfruttare la conoscenza del comportamento futuro del sistema elettrico per decidere l'intervento più opportuno, ora per ora, dei generatori considerati:

1. Previsione di tipo "*forward*": si basa sulla conoscenza, in una determinata ora  $i$ , dei dati orari sul funzionamento del sistema nelle  $h_{fw}$  ore successive (dove  $h_{fw}$  è l'estensione della previsione). Tali informazioni sono utilizzate al fine di decidere l'utilizzo più idoneo dei generatori modulabili e dei sistemi di accumulo energetico all'interno dell'ora  $i$ .
2. Previsione di tipo "*backward*": in presenza di una quota di domanda insoddisfatta nell'ora  $i$ , si valutano le modifiche al funzionamento dei sistemi di accumulo e dei generatori modulabili in tutte le  $h_{fw}$  ore precedenti all'ora considerata, per far sì che il sistema arrivi all'ora  $i$  nelle condizioni adatte a soddisfare interamente la domanda elettrica.

La previsione di tipo "*forward*" è stata scelta in quanto ritenuta più simile a quello che sarebbe l'effettivo processo decisionale di un ipotetico gestore del sistema elettrico nell'adottare la strategia studiata.

### **3.1.2 Lo sfruttamento dei generatori modulabili in sinergia con gli impianti di accumulo**

La routine "DISPfw" perfeziona il dispacciamento risultante da COMESE valutando, ora per ora, la seguente opportunità: è possibile ottenere una quantità di energia immagazzinata nei sistemi di accumulo superiore a quella inizialmente stabilita, al fine di renderla disponibile nelle ore successive ed evitare che in tali ore si manifestino dei deficit? Un risultato di questo tipo si può ottenere in due modi:

1. Evitando che i sistemi di accumulo erogino una quota dell'energia inizialmente stabilita, facendo sì che siano invece i generatori modulabili a fornirla per soddisfare correttamente la domanda.
2. Caricando i sistemi di accumulo energetico con energia prodotta da generatori modulabili.

Il primo approccio viene utilizzato nelle ore in cui la produzione da impianti per il carico di base e da fonti rinnovabili (di seguito "Base&MustRun") è inferiore alla domanda: in queste condizioni infatti COMESE utilizza certamente una quota dell'energia immagazzinata per soddisfare la domanda residua, come spiegato in (2.1.1.3). Il secondo approccio può essere utilizzato o nelle ore di surplus, per caricare i sistemi di accumulo con una quota di energia addizionale rispetto a quella resa disponibile dal surplus della produzione da impianti Base&MustRun, o nelle ore caratterizzate da domanda residua, qualora si arrivi a sostituire l'intera energia erogata dai sistemi di accumulo con energia prodotta da generatori modulabili, ma si stimi che è necessario accumularne un'ulteriore quantità.

### **3.1.3 Il sistema di accumulo unico**

In questa fase i sistemi di accumulo, il cui principio di funzionamento è stato presentato in 2.1.1.3, sono stati aggregati al fine di ottenere il profilo di carica e scarica di un unico sistema di accumulo, i cui dati nominali (capacità e potenza) sono uguali alla somma dei dati nominali dei due sistemi originari (accumulo idroelettrico ed accumulo a batteria). Il rendimento di carica e scarica è stato assunto pari a quello dei sistemi a batteria ( $\eta_{storB} = 0.92$ ) in quanto la capacità di questi ultimi in tutti gli scenari studiati è decisamente superiore a quella dei sistemi idroelettrici, ed in ogni caso si differenzia di poco dal rendimento considerato per gli impianti idroelettrici ( $\eta_{storHy} = 0.90$ ):

$$\left\{ \begin{array}{l} C_{storU} = C_{storHy} + C_{storB} \\ \eta_{storU} = \eta_{storB} \\ (P_{in}^{MAX})_{storU} = (P_{in}^{MAX})_{storHy} + (P_{in}^{MAX})_{storB} \\ (P_{out}^{MAX})_{storU} = (P_{out}^{MAX})_{storHy} + (P_{out}^{MAX})_{storB} \end{array} \right.$$

Il sistema di accumulo unico così definito viene affiancato da un sistema di accumulo "virtuale" che tiene conto, ora per ora, dell'energia addizionale immagazzinata per far fronte ai deficit futuri. Alla fine della simulazione, l'andamento aggiornato dell'energia immagazzinata nei sistemi di accumulo sarà rappresentato dalla somma dell'energia immagazzinata nel sistema di accumulo unico e di quella immagazzinata nel sistema di accumulo virtuale. Dal momento che nella routine "DISPfw" si considera solo la possibilità, ora per ora, di caricare ulteriormente i sistemi di accumulo, o di scaricarli di meno, il valore aggiornato dell'energia immagazzinata sarà sempre maggiore o uguale a quello calcolato nella versione originaria di COMESE.

### 3.1.4 La modifica del funzionamento orario

Analogamente a quanto avviene nei diversi livelli di COMESE l'orizzonte temporale della simulazione viene analizzato, ora per ora ed in ordine cronologico, al fine di modificare il comportamento dei generatori modulabili secondo i criteri espressi in precedenza e di aggiornare coerentemente il funzionamento dei sistemi di accumulo.

Per una determinata ora  $i$ , si stabilisce se nel funzionamento previsto da COMESE sia presente un deficit: in questo caso, qualora nel sistema di accumulo virtuale sia presente dell'energia, essa viene utilizzata per far fronte a tale deficit. Se l'energia immagazzinata non è sufficiente a soddisfare tale deficit essa verrà interamente utilizzata, e la rimanente quota di domanda insoddisfatta sarà considerata come deficit finale insoddisfatto; in caso contrario l'energia contenuta nel sistema di accumulo virtuale verrà decurtata della quota utilizzata ed il deficit annullato. Successivamente, viene calcolata l'entità del deficit futuro previsto, ovvero la somma di tutti i deficit che compaiono nelle  $h_{fw}$  ore(dato di input) successive all'ora  $i$ , secondo quanto indicato nell'output della routine originaria di COMESE. Per valutare la quantità di energia addizionale che si vuole ottenere immagazzinata nei sistemi di accumulo, al deficit futuro previsto si sottrae l'energia presente nel sistema di accumulo virtuale, che è già predisposta al soddisfacimento di tale deficit. Se nell'ora  $i$  viene rilevato un deficit futuro, e i generatori stanno erogando una potenza inferiore a quella massima, allora la potenza erogata sarà incrementata come esposto in (3.1.2). Tuttavia ciò è sempre possibile solo se nell'ora  $i$  vi è un surplus di produzione, poiché in tali condizioni la domanda viene soddisfatta interamente già dalla produzione da impianti Base&MustRun; se invece in  $i$  è presente un deficit, la capacità di produzione modulabile potrebbe già essere interamente impegnata a soddisfare la domanda residua, e quindi non risultare disponibile. Con un approccio ricorsivo, una volta fissata la capacità dei sistemi di accumulo utilizzati, è possibile diminuire la potenza installata di generatori modulabili fino ad ottenere il minimo valore necessario per garantire un corretto dispacciamento.

In Figura 19 viene riportato il diagramma di flusso che illustra l'approccio utilizzato per la correzione del funzionamento dei generatori modulabili e dei sistemi di accumulo con le modalità descritte finora. A seguire dei grafici che illustrano la variazione del funzionamento orario delle tecnologie considerate in uno degli scenari studiati. Nel caso illustrato dalle Figura 20, Figura 21, Figura 22 e Figura 23, ovvero il caso "SUD\_EU - Fusione Costante", la routine "DISPfw" consente di ottenere un corretto dispacciamento con una potenza modulabile pari a 21.62 GW, invece dei 49.15 GW ottenuti con l'approccio originario.

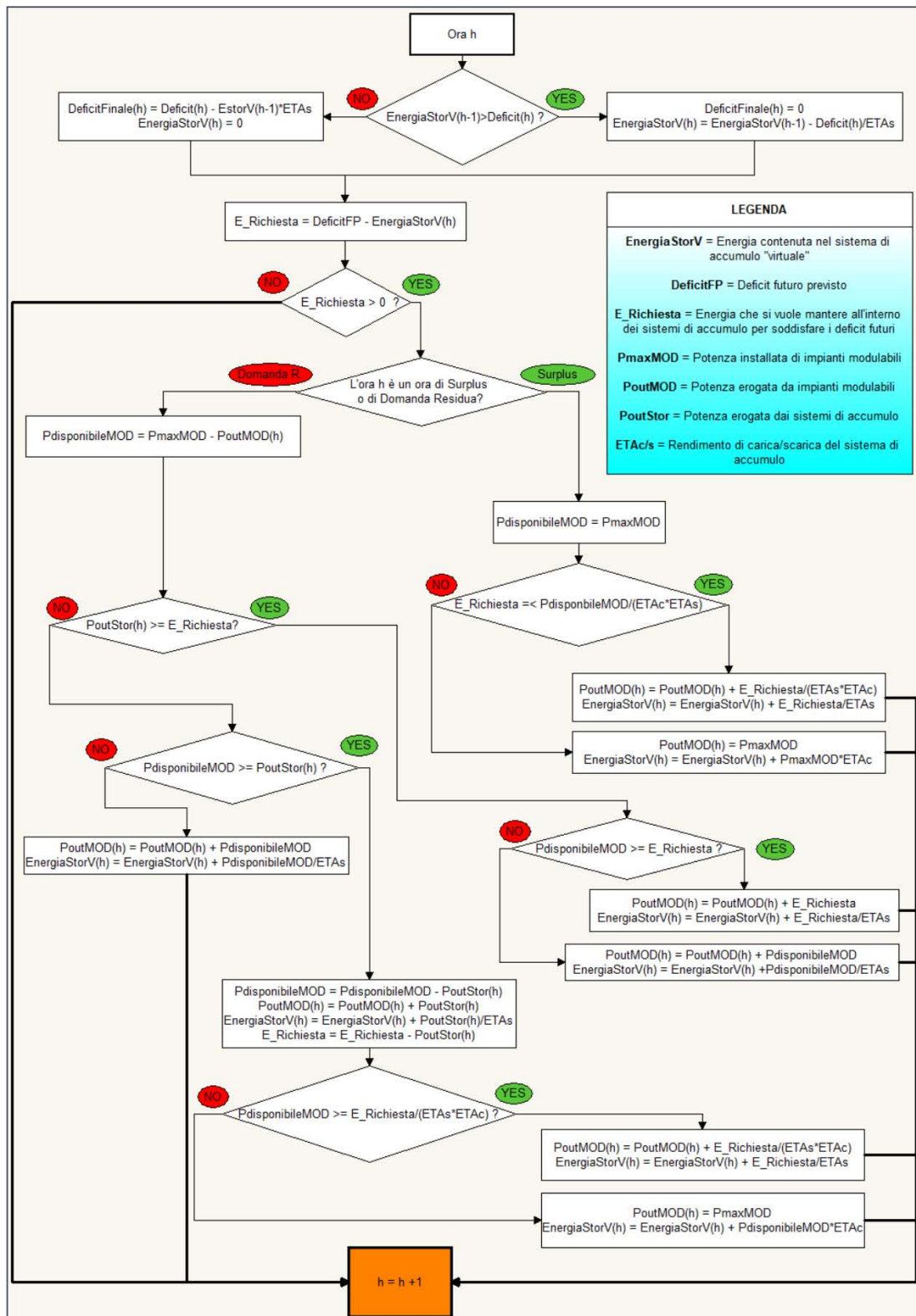


Figura 19: Diagramma di flusso per la gestione ottimizzata di sistemi di accumulo energetico e generatori modulabili all'interno della routine "DISPfw". Per alleggerire il diagramma non sono riportate le correzioni della potenza assorbita ed erogata dai sistemi di accumulo, ma solo la quantità di energia immagazzinata e la potenza erogata dai generatori modulabili.

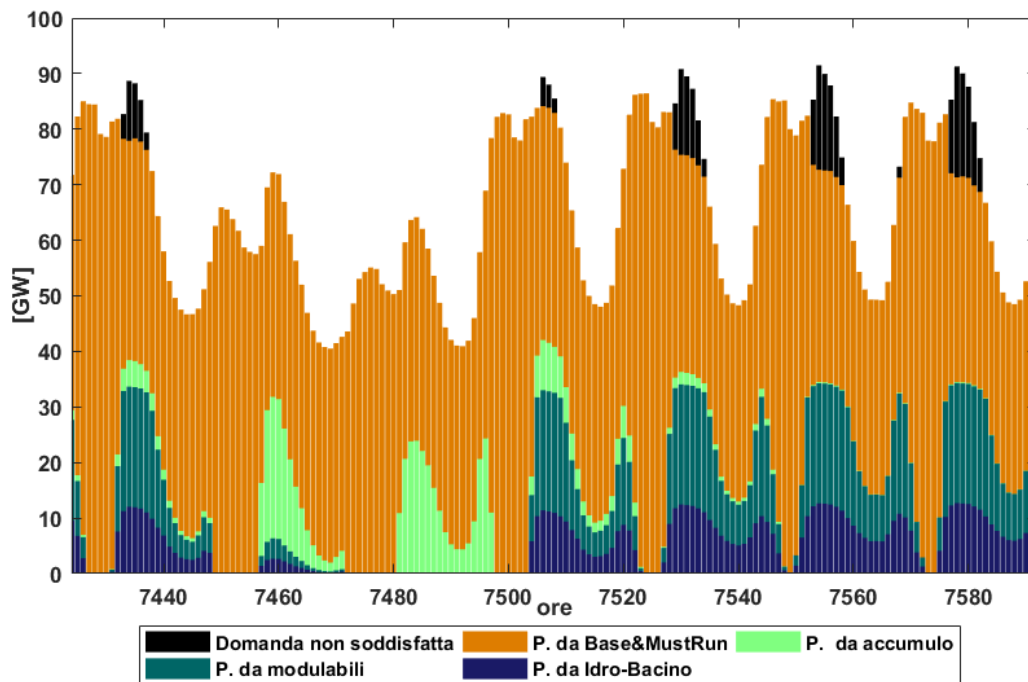


Figura 20: Funzionamento del sistema come calcolato originariamente da COMESE. Seconda settimana di novembre (scenario SUD\_EU - Fusione Costante). Si può notare la presenza di domanda residua insoddisfatta (in nero).

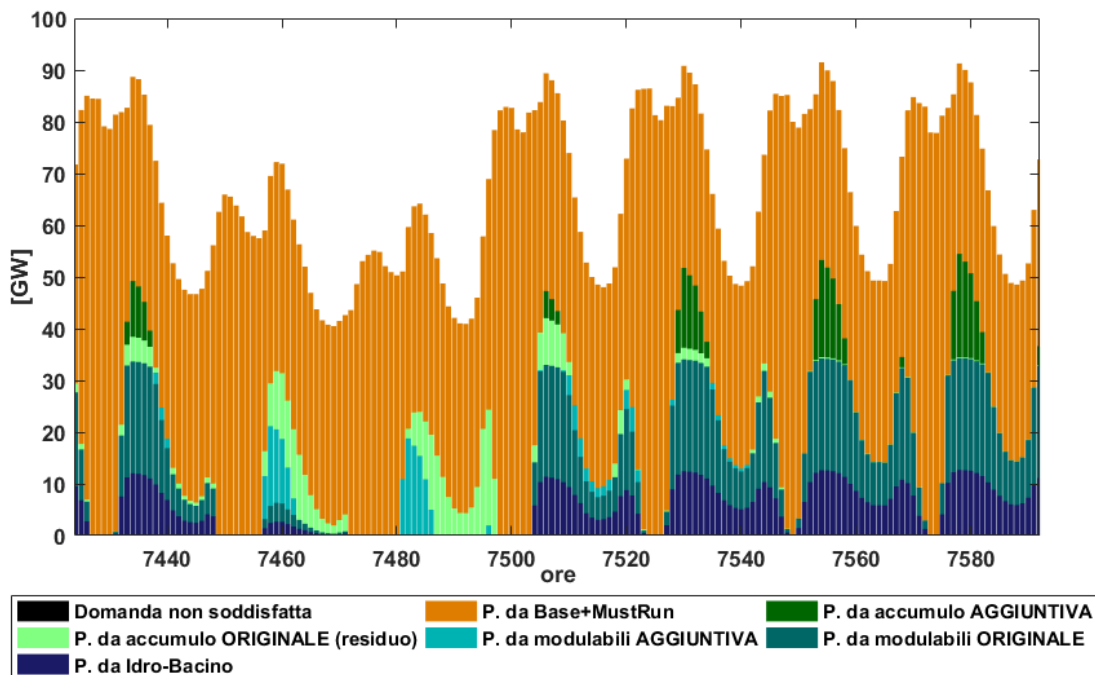


Figura 21: Funzionamento del sistema ottenuto implementando la routine "DISPfw" nello stesso caso di Fig.20. "P. da modulabili ORIGINALE" rappresenta la potenza erogata secondo l'approccio originale, già rappresentata in Fig.20. "P. da modulabili AGGIUNTIVA" rappresenta invece in che occasioni i generatori modulabili vengono utilizzati per erogare un'ulteriore quota di potenza al fine di sostituirsi ai sistemi di accumulo, e così facendo mantenere immagazzinata più energia. "P. da accumulo AGGIUNTIVA" rappresentata la quota addizionale di potenza erogata dagli impianti di accumulo, che permette di colmare i deficit evidenziati in precedenza grazie alla maggior quantità di energia mantenuta al loro interno.



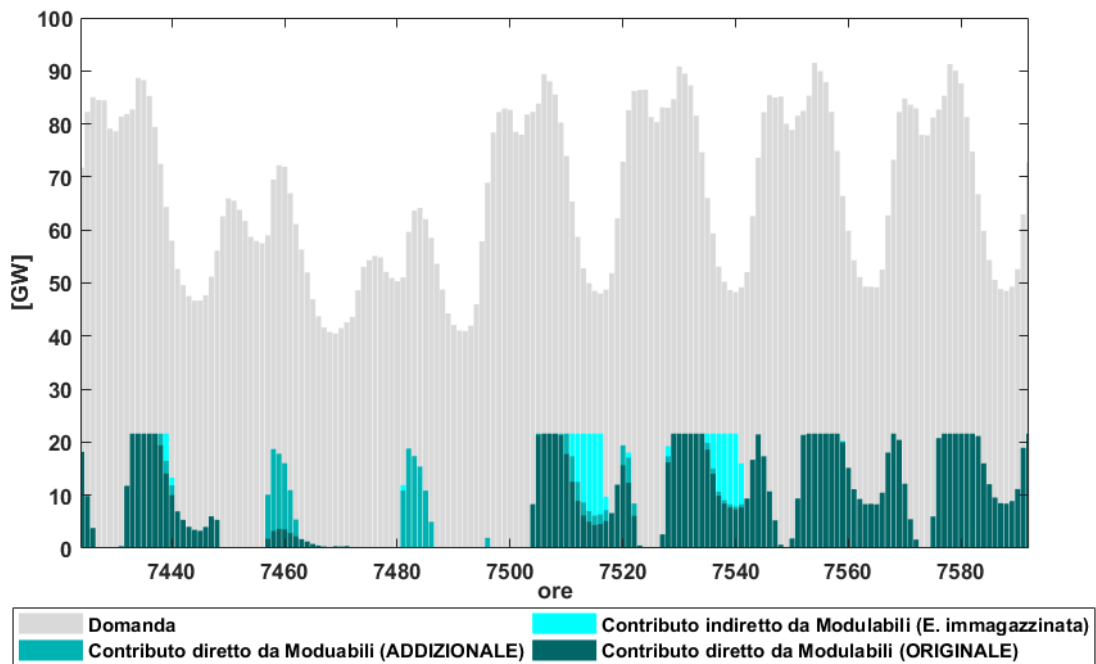


Figura 22: Funzionamento aggiornato dei generatori modulabili nello stesso caso di Fig.21. "Contributo diretto ORIGINALE" rappresenta la potenza erogata stabilita inizialmente da COMESE. "Contributo diretto ADDIZIONALE" rappresenta la potenza aggiuntiva erogata per soddisfare direttamente una quota della domanda elettrica al posto dei sistemi di accumulo, in modo da mantenere in questi ultimi immagazzinata più energia. "Contributo indiretto" rappresenta invece la potenza aggiuntiva erogata al fine di caricare ulteriormente i sistemi di accumulo.

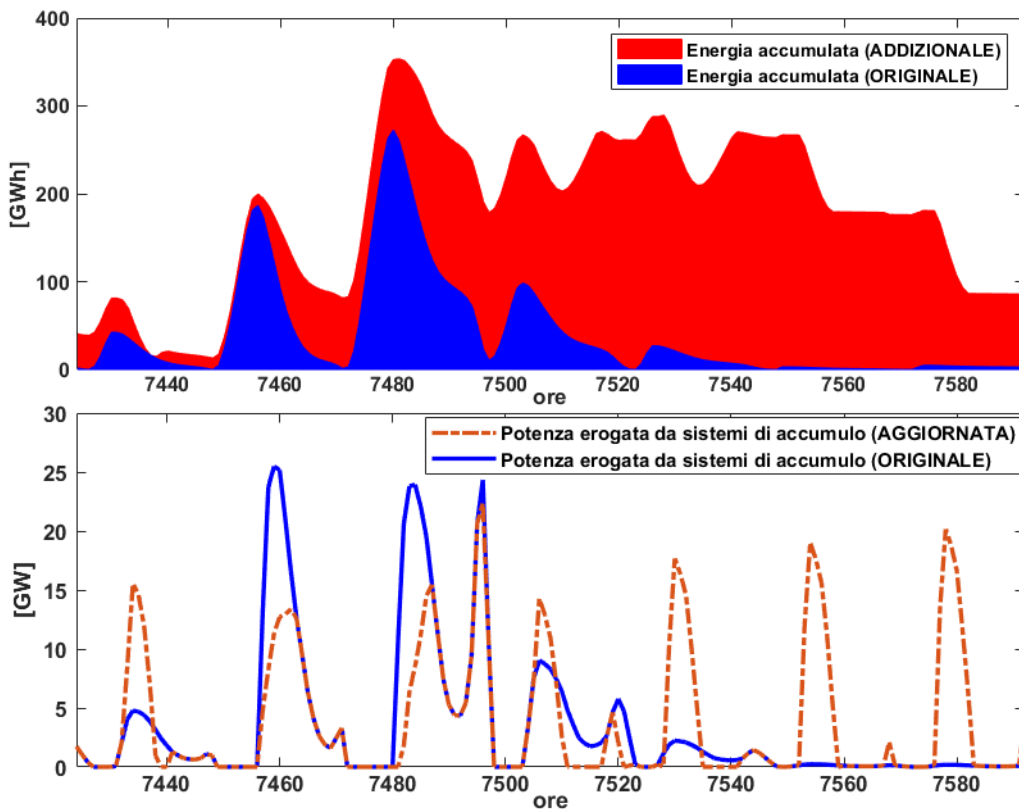


Figura 23: Funzionamento aggiornato dei sistemi di accumulo. Si può osservare la modifica della potenza erogata e del livello di energia immagazzinata nello stesso caso illustrato in Fig.21.

### **3.1.5 Efficacia della routine "DISPfw"**

La routine "DISPfw" è stata testata su quattro scenari energetici del sistema elettrico italiano nell'anno 2050. È importante specificare che di questi scenari solo uno è stato studiato approfonditamente (Scenario SEN\_2050, vedi Capitolo 4), in quanto utilizzato come riferimento nella definizione degli scenari all'anno 2080 (vedi Capitolo 5). Gli altri tre scenari, marcatamente differenti, sono stati scelti per avere conferma che la gestione proposta per l'intervento dei generatori modulabili portasse a miglioramenti analoghi anche se applicata ad altri sistemi e che i risultati ottenuti non fossero frutto di una configurazione del sistema particolarmente "adatta" al suo utilizzo. Di seguito le caratteristiche degli scenari in questione (Tabella 1) ed i risultati ottenuti (Figura 24):

#### *3.1.5.1 Scenario 1: SEN2017\_2050*

Questo scenario viene presentato all'interno del documento "SEN - Strategia Energetica Nazionale" [20] del 2017, presentato dal Ministero dello Sviluppo Economico e dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare. Esso verrà trattato in modo approfondito nel Capitolo 4. Le caratteristiche principali di questo scenario sono:

- Un'elevata quota di energia fornita da impianti fotovoltaici (250 TWh, il 63% della produzione interna).
- La presenza di una quota di energia soddisfatta sfruttando il gas naturale (22.5 TWh, il 6% della produzione interna).
- Un'ipotesi piuttosto conservativa sulla produzione idroelettrica (41 TWh).
- La presenza di una quota di energia importata (22 TWh, il 5 % della produzione interna).

#### *3.1.5.2 Scenario 2: SOL-EL\_2050*

Gli aspetti distintivi di questo scenario sono:

- L'ipotesi di una consistente penetrazione elettrica, testimoniata dall'entità della domanda elettrica (572 TWh).
- Un'elevata quota di energia fornita da impianti fotovoltaici (417 TWh, il 73% della produzione interna).
- L'ipotesi di una crescita molto consistente della produzione idroelettrica (69 TWh).

- Una quota di energia molto limitata relativa ad impianti modulabili, ovvero gas naturale (0 TWh) e bioenergia(26 TWh).

#### *3.1.5.3 Scenario 3: Deloitte\_2050*

Lo scenario in questione è stato presentato dall'azienda Deloitte-Touche-Tohmatsu, all'interno dello studio "A Sustainable Energy Model for Italy 2050" del 2017. Le caratteristiche principali di questo scenario sono:

- Un'elevata quota di energia fornita per mezzo di impianti eolici (122 TWh, il 27% della domanda), prodotta installando un vasto parco di impianti off-shore.
- Una quota di energia prodotta da impianti fotovoltaici di molto minore rispetto agli altri scenari (166 TWh, il 37% della produzione interna).
- Una consistente quota di energia prodotta da impianti modulabili (89 TWh, il 20% della produzione interna, di cui 44 TWh da gas naturale e 45 TWh da bioenergia).
- L'ipotesi di una crescita molto consistente della produzione idroelettrica (67 TWh).

#### *3.1.5.4 Scenario 4: WWF\_2050*

Il quarto scenario è stato proposto all'interno dello studio "Obiettivo 2050 - Per una roadmap energetica al 2050: rinnovabili, efficienza, decarbonizzazione"[21] prodotto da REF-E su commissione di WWF Italia. Le sue peculiarità sono:

- Una consistente quota di energia fornita per mezzo di impianti eolici on-shore (63 TWh, il 14% della produzione interna).
- Un'elevata quota di energia fornita da impianti solari (210 TWh, il 48% della produzione interna), parte della quale prodotta da impianti CSP, oltre che da impianti fotovoltaici.
- Una consistente quota di energia prodotta da impianti modulabili (91 TWh, il 21% della domanda, interamente prodotti da bioenergia).
- Un'ipotesi piuttosto conservativa sulla produzione idroelettrica (45 TWh).

**Tabella 1: Caratteristiche degli scenari utilizzati per studiare l'efficacia della nuova logica di intervento dei generatori modulabili, mediante l'implementazione della routine "DISPfw".**

|                       | SEN2017           |        | SOL-EL |       | Deloitte |       | WWF  |       |      |
|-----------------------|-------------------|--------|--------|-------|----------|-------|------|-------|------|
|                       | [GW]              | [TWh]  | [GW]   | [TWh] | [GW]     | [TWh] | [GW] | [TWh] |      |
| Carbone               | 0                 | 0      | 0      | 0     | 0        | 0     | 0    | 0     |      |
| Gas naturale          | 26.3*             | 22.5** | 0      | 0     | 26.9*    | 44**  | 0    | 0     |      |
| Petrolio              | 0                 | 0      | 0      | 0     | 0        | 0     | 0    | 0     |      |
| Eolico                | On-shore          | 23.7   | 45     | 24.2  | 46       | 25.6  | 48.6 | 35    | 63   |
|                       | Near-shore        | 2.7    | 6.8    | 0     | 0        | 29    | 73   | 0     | 0    |
| Solare PV             | Tetti (industrie) | 99     | 118    | 163   | 196      | 65    | 78   | 62    | 74   |
|                       | Tetti (case)      | 25     | 30     | 42    | 50       | 16    | 20   | 16    | 19   |
|                       | A terra           | 69     | 103    | 142   | 171      | 45    | 68   | 43    | 65   |
| Solare CSP            | 0                 | 0      | 0      | 0     | 0        | 0     | 12   | 52    |      |
| Energia idroelettrica | Bacino            | 12.8   | 20.8   | 12.8  | 31.4     | 12.8  | 31.5 | 12.8  | 33   |
|                       | Fluente           | 5.2    | 20.2   | 9     | 37.6     | 7.8   | 32.5 | 3     | 12   |
| Bioenergia            | RSU               | 0.43   | 3      | 0.43  | 3        | 0.43  | 3    | 0.43  | 3    |
|                       | Modulabile        | 22.6*  | 19.4** | 74*   | 26**     | 27.5* | 45** | 49.1* | 91** |
| Geotermico            | 1.2               | 9.3    | 1.4    | 11    | 0.89     | 7     | 2.9  | 23    |      |
| Totale                |                   | 399    |        | 572   |          | 450   |      | 435   |      |
| Import(+)/ Export(-)  |                   | 22     |        | 0     |          | 0     |      | -21   |      |

\* La potenza installata di generatori modulabili (escluso l'idroelettrico a bacino) varia a seconda della durata di previsione utilizzata, come mostrato in seguito. Nella tabella viene riportato il valore ottenuto nel caso di riferimento, ovvero senza l'utilizzo della nuova logica basata sulla previsione.

\*\* Si è scelto di verificare le quote di energia proposte in ogni scenario, incrementando unicamente l'energia prodotta da impianti generatori modulabili a combustibile (Gas naturale o Biomassa) nel caso ciò fosse necessario per soddisfare correttamente la domanda. Nella tabella sono riportati i valori ipotizzati nello scenario. Nel caso degli scenari 3 e 4 si trova conferma con buona approssimazione delle quote di energia previste, mentre per gli scenari 1 e 2 se ne utilizza rispettivamente il 43% in più ed il 130% in più. I valori ottenuti non sono stati riportati, anche perché variano (seppur minimamente) a seconda del tempo di previsione utilizzato, poiché aumentando gli eventi di intervento "addizionale" degli impianti modulabili aumenta anche l'energia dissipata a causa dei rendimenti di carica e scarica.

### 3.1.5.5 Risultati

Il funzionamento di ciascuno degli scenari descritti è stato simulato facendo ricorso a previsioni di quattro diverse durate: 24, 48, 96 e 192 ore (ovvero 1,2,4 e 8 giorni):

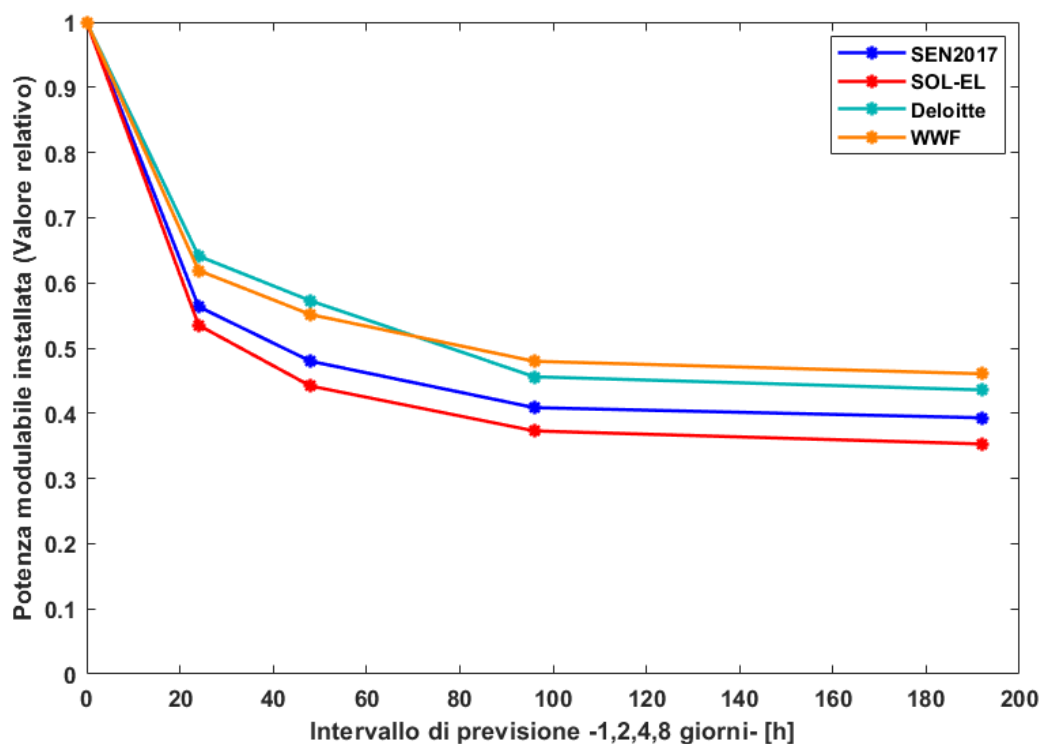


Figura 24: Efficacia del metodo studiato. Per i quattro intervalli di previsione studiati si riporta il valore della potenza di generatori modulabili a combustibile installata necessaria a consentire un corretto dispacciamento. Tale valore è riportato in termini relativi rispetto a quello trovato senza sfruttare la previsione, ossia come descritto in (2.1.1.4).

I risultati ottenuti, mostrati in Figura 24, portano alle seguenti considerazioni:

1. L'utilizzo del sistema di gestione sinergica di generatori modulabili e sistemi di accumulo basato sulla previsione del funzionamento futuro del sistema elettrico risulta efficace in tutti gli scenari considerati, senza significative differenze tra di essi.
2. L'efficacia di questo sistema di gestione cresce all'aumentare della durata della previsione, ma tende a convergere ad un valore costante per previsioni di durata superiore ad una settimana.
3. Il nuovo approccio permette di contenere in modo consistente la potenza modulabile necessaria: si rileva la possibilità di ridurre la potenza installata di generatori modulabili di una quota che va dal 35-45% per una previsione di 24 ore al 55-65% per una previsione di 192 ore. Non ha quindi senso solo in un'ottica di ottimizzazione, ma introduce la possibilità di compiere scelte radicalmente diverse nella definizione di un sistema elettrico funzionante.

È importante rimarcare che i sistemi previsti in questi scenari non sono stati oggetto di studi finalizzati a valutarne la fattibilità: in particolare tutti gli scenari prevedono l'installazione di sistemi di accumulo energetico con capacità estremamente elevata, che in due casi ne fanno aumentare il costo oltre valori che sia ragionevole considerare. Si è comunque scelto di mantenerli poiché l'utilizzo di tali sistemi di accumulo risulta l'unico modo per verificare le ipotesi sui bilanci energetici presentate in tali scenari.

L'utilizzo della routine "DISPfw" permette di utilizzare il criterio di intervento basato sulla previsione nella gestione dei soli generatori modulabili a combustibile (si escludono quindi gli impianti idroelettrici a bacino). Tale approccio, per quanto dimostri di essere efficace, risulta limitante per i seguenti motivi:

1. Porta ad una gestione dei sistemi di accumulo parzialmente vincolata, poiché, come descritto in (3.1.3), basata su un funzionamento orario "di primo tentativo", determinato con i criteri descritti in (2.1.1.3).
2. Non consente l'utilizzo degli impianti idroelettrici a bacino col medesimo criterio; il loro funzionamento resterebbe quindi vincolato ad una previsione fin troppo "ottimistica", come descritto in (2.1.1.4).

È stata quindi realizzata una ulteriore routine che includesse, oltre al criterio descritto in (3.1) per i generatori modulabili a combustibile, dei criteri di intervento basati sulle previsioni effettuate anche per i sistemi di accumulo (3.2) e per gli impianti idroelettrici a bacino (3.3). A tale routine ci si riferirà col nome di "LOOKfw" (LOOK forward) per indicare che al suo interno tutte le tecnologie (eccetto gli impianti Base&MustRun) entrano in azione seguendo un criterio che si basa sulla previsione del futuro funzionamento del sistema elettrico.

La routine "LOOKfw" utilizza come input i dati prodotti dal secondo livello di COMESE (2.1.1.2), ovvero la distinzione, seguita all'intervento degli impianti Base&MustRun, di ogni ora dell'anno in ora di sottogenerazione o sovragerazione. Al suo interno, la previsione sul funzionamento futuro del sistema avviene in questo modo: in corrispondenza di ogni ora viene simulato il funzionamento del sistema nelle successive  $h_{fw}$  ore. In questa fase l'intervento dei generatori modulabili in una data ora è finalizzato unicamente al soddisfacimento della domanda in tale ora. Una volta visto l'esito di questa previsione, viene valutata la possibilità di mantenere immagazzinata nei sistemi di accumulo una quota ulteriore di energia sfruttando gli impianti modulabili (3.1.2-3.4) nel caso in cui dalla previsione risulti la presenza di quote di domanda insoddisfatta nelle  $h_{fw}$  ore future.

I dati sul funzionamento stabilito per il sistema nelle  $h_{fw}$  ore di previsione vengono utilizzati solo per valutare l'intervento delle diverse tecnologie all'interno dell'ora corrente: passando all'ora successiva si mantiene solo il funzionamento stabilito per tale ora, mentre i dati sul funzionamento nell'intervallo di previsione vengono ricalcolati.

## 3.2 La logica di intervento dei sistemi di accumulo

Il primo passaggio della routine "LOOKfw" consiste nella previsione del funzionamento dei sistemi di accumulo, sia in fase di carica che in fase di scarica, all'interno delle  $h_{fw}$  ore di previsione considerate, secondo i criteri che verranno ora presentati.

I criteri di intervento proposti per i sistemi di accumulo, di seguito presentati, mirano ad un utilizzo "ottimale" nel gestire l'energia immagazzinata disponibile all'ora considerata e quella che si prevede di caricare all'interno dell'intervallo di previsione, sfruttando i surplus di produzione da impianti Base&MustRun. Ovvero si cerca di minimizzare il picco massimo di domanda residua all'interno del periodo di previsione, al fine di ottenere un andamento della domanda residua aggiornata il più costante possibile (coerentemente con i vincoli sulla massima potenza erogabile dai sistemi di accumulo). Tuttavia, qualora alla fine della previsione (dopo aver considerato il funzionamento di tutte le tecnologie a disposizione) risulti la necessità di ottenere una quantità superiore di energia immagazzinata nei sistemi di accumulo rispetto a quella ottenuta con un utilizzo "ottimale", il funzionamento di tali sistemi sarà adeguatamente modificato, in relazione all'intervento dei generatori modulabili. Questa modifica non va intesa come una logica di intervento propria dei sistemi di accumulo, ma piuttosto come la conseguenza delle logiche di intervento degli impianti modulabili.

### 3.2.1 Fase di carica dei sistemi di accumulo

Durante le  $h_{fw}$  ore considerate vengono analizzati tutti gli intervalli di sovragerazione e prevista la carica dei sistemi di accumulo secondo un criterio finalizzato ad immagazzinare la maggior quantità di energia possibile: viene mantenuta la priorità di intervento basata sul numero di ore nominali di carica descritto in (2.1.1.3) e in Figura 13, ma viene aggiunto un ulteriore accorgimento: a parità di energia caricabile nel sistema di accumulo con priorità di intervento si predilige la carica durante le ore con surplus più consistente. Con questo approccio, senza dover ridurre l'energia caricata nel primo sistema, si tende a caricare più energia nel secondo sistema di accumulo (esempio in Figura 25).

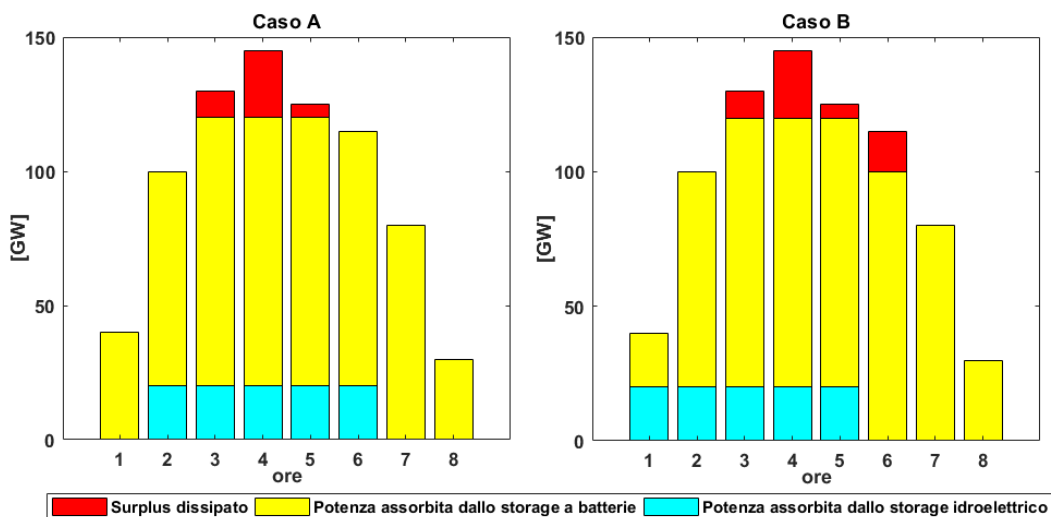


Figura 25: Esempio di sfruttamento ottimale di un surplus per la carica di sistemi di accumulo. Ipotizziamo di voler gestire il surplus in figura con lo stesso sistema dell'esempio riportato in Figura 13. Utilizziamo quindi un sistema a batterie di capienza pari a 800 GWh e massima potenza in ingresso pari a 100 GW ed un sistema idroelettrico di capacità pari a 200 GWh e massima potenza in ingresso pari a 20 GW. Ipotizziamo inoltre che il sistema idroelettrico sia parzialmente carico, e che possa assorbire un massimo di 100 GWh. Si vede come nel

caso A, in cui si predilige la carica del sistema idroelettrico nelle ore con surplus più consistente, l'energia dissipata risulta minore rispetto al caso B, in cui questo accorgimento non viene considerato.

La conoscenza dell'energia immagazzinabile durante gli intervalli di sovragerazione non è solamente fine a se stessa, ma è necessaria anche per la seguente considerazione: nel caso in una data ora si intenda, in previsione di deficit futuri, utilizzare degli impianti modulabili al fine di mantenere (o caricare) più energia nei sistemi di accumulo, bisogna assicurarsi di non arrivare all'inizio di un periodo di sovragerazione con un'energia che, sommata a quella caricabile, ecceda la capienza massima di tali impianti: in questo caso ci si troverebbe a dissipare inutilmente una quota caricabile di energia prodotta da impianti Base&MustRun, fornendola invece per mezzo di generatori modulabili.

### 3.2.2 Fase di scarica dei sistemi di accumulo

L'energia caricabile durante un intervallo di sovragerazione può essere utilizzata in tutti gli intervalli di sottogenerazione successivi, e non solo in quello immediatamente consecutivo come illustrato in Figura 26. In questo caso è tuttavia necessario dedicare una parte della capienza degli impianti di accumulo alla conservazione dell'energia dal momento di carica fino a quello di scarica, riducendo la capacità di carica nei periodi di sovragerazione che si trovano tra questi eventi.

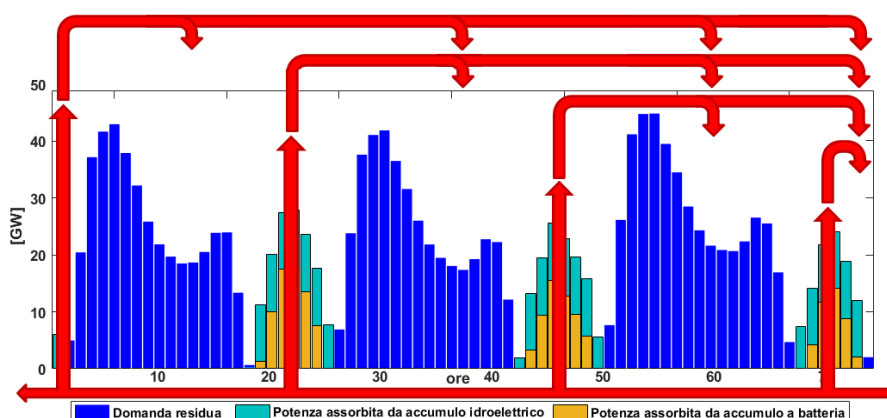


Figura 26: Ridistribuzione dell'energia immagazzinata negli intervalli di sovragerazione (previsione di 72 ore). Le frecce rosse indicano come, partendo dalla fine della previsione, l'energia immagazzinata in ogni intervallo di sovragerazione possa essere utilizzata in tutti gli intervalli di sottogenerazione successivi.

Anche per quanto riguarda la fase di scarica, come già previsto nell'approccio originale, gli impianti con maggior numero di ore di scarica nominali hanno la priorità di intervento. L'approccio originale, descritto in (2.1.1.3), prevedeva l'erogazione di una quantità di energia proporzionale all'entità della domanda residua in una certa ora: riduceva quindi la domanda residua in modo più consistente in corrispondenza delle ore in cui presentava valori maggiori, ma non verificava la condizione di funzionamento "ottimo" definita in precedenza. In Figura 28 viene riportata, per l'ora 4985, e nell'ipotesi di una previsione di 72 ore, la previsione del funzionamento futuro del sistema di accumulo basata sul criterio di intervento proposto. Per poter fare un confronto viene riportato anche il funzionamento degli impianti di accumulo secondo il criterio originale nelle ore da 4985 a 5057, ovvero nello stesso periodo considerato nel caso precedente (Figura 27). I grafici fanno sempre riferimento allo scenario "SUD\_EU - Fusione Costante" (vedi Capitolo 4).



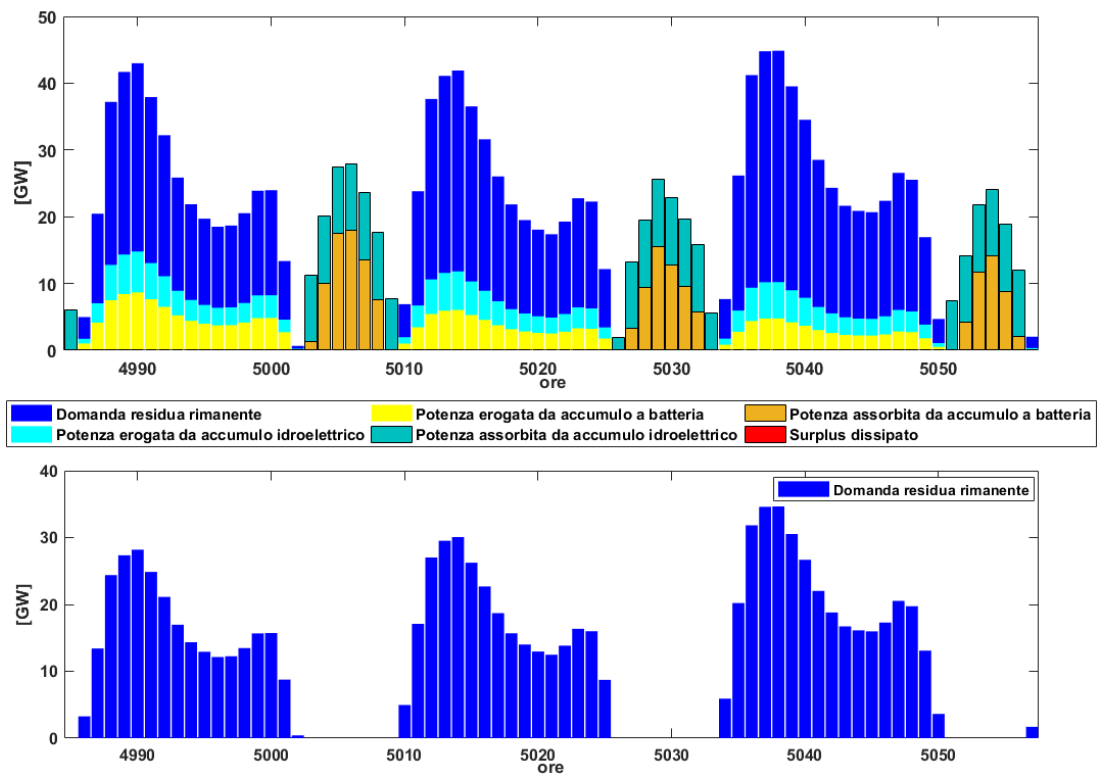


Figura 27: Funzionamento dei sistemi di accumulo con il criterio di intervento originale.

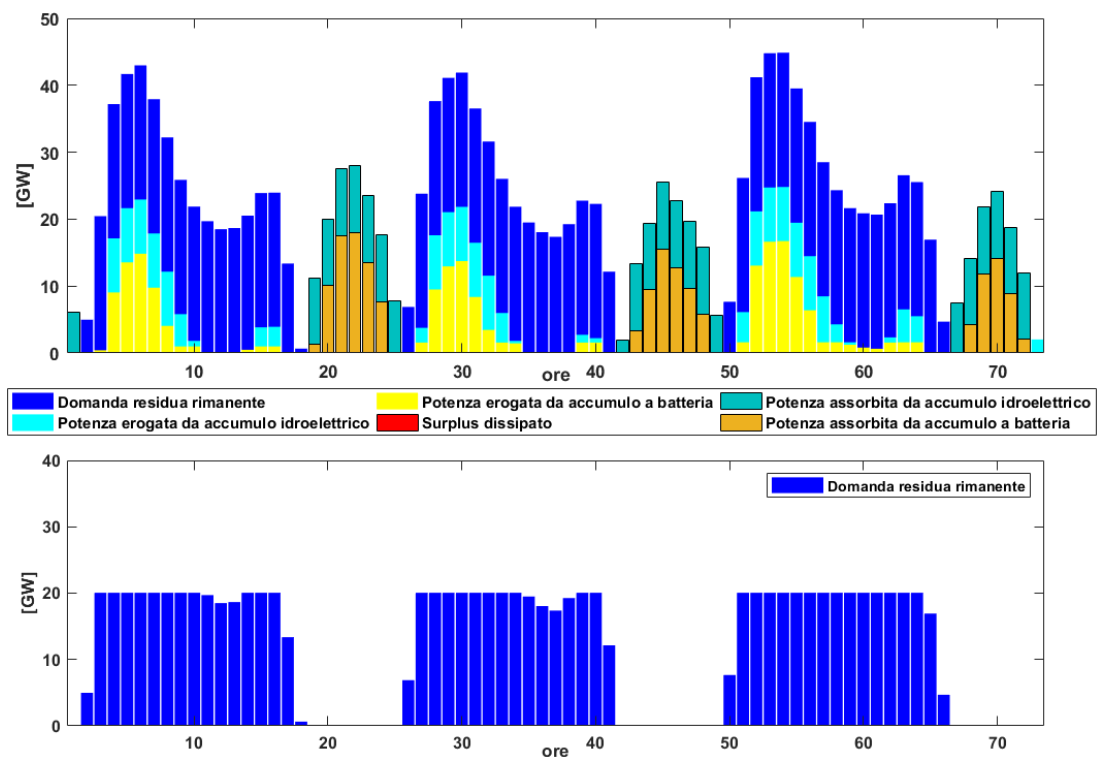


Figura 28: Funzionamento dei sistemi di accumulo previsto in base al nuovo criterio di intervento. La potenza erogata si concentra nelle ore di massima domanda residua, riducendola ad un andamento più omogeneo.

### **3.3 La logica di intervento di impianti idroelettrici a bacino e di generatori modulabili con limiti sull'energia prodotta**

Gli impianti idroelettrici a bacino presentano delle caratteristiche, espresse in (2.1.1.4), che ne impediscono la gestione secondo un criterio analogo a quello presentato per i generatori modulabili a combustibile. Infatti al momento di decidere quanta potenza erogare sfruttando questi impianti bisogna tenere conto di due aspetti:

1. La quantità di energia erogabile in una data ora o in un dato periodo è soggetta al vincolo dell'energia immagazzinata, che dipende a sua volta dall'afflusso d'acqua agli impianti.
2. La quantità di energia che si stabilisce di erogare influenza (riducendola) la quantità di energia che si avrà a disposizione nei periodi successivi.

Si presenta quindi la necessità di una valutazione che tenga conto del comportamento del sistema su base annua, per valutare quanta energia sia possibile e opportuno destinare al soddisfacimento della domanda all'interno di un certo intervallo temporale (l'intervallo di previsione). Se trascuriamo il vincolo sulla stagionalità dell'afflusso d'acqua, questo può essere anche il caso di uno scenario in cui si voglia rispettare un vincolo sulla quantità di emissioni su base annua, che quindi si traduce in un limite sulla quantità di energia prodotta da un tipo di generatori alimentati a combustibile.

All'interno della routine "LOOKfw", per una data ora, dopo la previsione sull'utilizzo degli impianti di accumulo, vengono considerati gli impianti idroelettrici. Il criterio di intervento è molto simile a quello presentato per i sistemi di accumulo: la distribuzione oraria della potenza erogata deve essere tale da minimizzare il picco della domanda residua, rendendo quest'ultima la più omogenea possibile. Come appena spiegato è però necessario formulare un criterio per stabilire la quantità di energia che è opportuno utilizzare all'interno del periodo di previsione. Non potendo fare ricorso a dati orari si è scelto di fare ricorso a dati mensili aggregati sul funzionamento del sistema: essi vengono calcolati sfruttando i profili utilizzati nella simulazione, ma non rappresentano altro che una possibile valutazione fatta da un ipotetico gestore sulla base di dati storici e previsioni di lungo termine.

#### **3.3.1 La stima dell'energia utilizzabile**

Non esiste un unico modo di gestire i dati mensili per prevedere l'utilizzo più idoneo dell'energia idroelettrica a nostra disposizione, poiché i momenti in cui è più opportuno utilizzarla sono determinati dalle caratteristiche del sistema e dal tipo di fonti intermittenti che ne fanno parte. Di seguito si riporta il criterio utilizzato negli scenari studiati. Esso è stato ideato ed utilizzato per scenari in cui la produzione da impianti fotovoltaici sia quella preponderante tra le fonti rinnovabili. Si è scelto quindi di considerare i seguenti dati mensili:

- La domanda elettrica decurtata dell'energia prodotta dagli impianti per il carico di base.
- La produzione da impianti fotovoltaici.

La differenza delle due curve, nei mesi in cui la domanda eccede la produzione, è risultata molto simile all'energia erogata da impianti idroelettrici a bacino nel caso di utilizzo "ottimale", stabilito da COMESE come descritto in (2.1.1.4). In virtù di questa somiglianza

(Figura 29) è stata costruita una curva che assegna ad ogni ora dell'anno una quota di energia "disponibile" che riproduca l'andamento della stima su base mensile (Figura 30).

Dato che l'utilizzo di dati mensili tende a "mascherare" possibili anomalie su base oraria, la curva ottenuta inizialmente viene corretta, assegnando una minima quantità di energia anche ai mesi in cui non se ne prevede l'utilizzo. Tale quantità di energia è più limitata nei mesi in cui il surplus è netto, mentre è più consistente nei mesi in cui il surplus è più contenuto (in Figura 30, a sinistra, si può notare come ai mesi 4, 5, 6, 7 e 8, caratterizzati da surplus sostenuto, venga assegnata una quota di energia inferiore rispetto al mese 9, dove invece il surplus è molto contenuto).

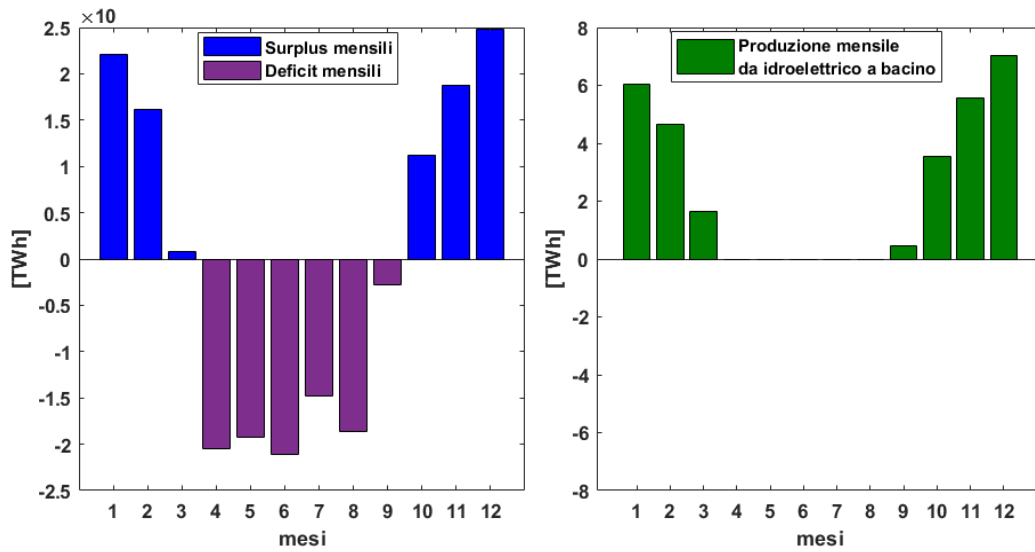


Figura 29: A sinistra viene riportata la previsione ottenuta utilizzando i dati mensili su domanda e produzione da impianti fotovoltaici. A destra l'andamento ottimizzato degli impianti a bacino basato sulla curva di durata della domanda residua, ovvero il criterio di intervento utilizzato nella versione originaria di COMESE. Entrambi i grafici fanno riferimento allo scenario SUD\_EU-100% RES (vedi Capitolo 4).

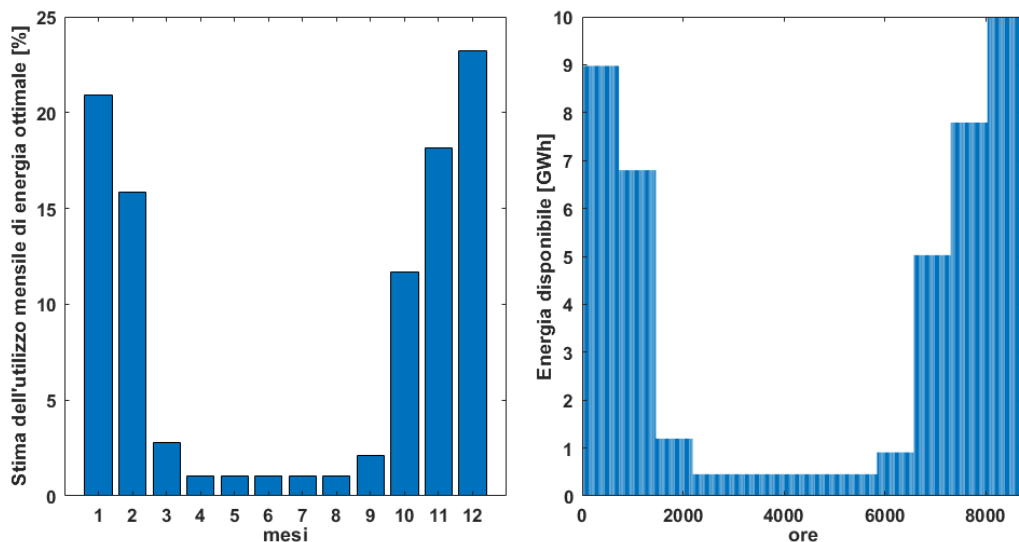


Figura 30: A sinistra la previsione dell'energia utilizzabile su base mensile per sfruttare al meglio l'impianto. A destra la traduzione del vincolo così definito sotto forma di energia disponibile per ogni ora dell'anno.

Come menzionato in precedenza, questa previsione sarebbe uno strumento sufficiente per gestire al meglio i generatori modulabili a combustibile con un limite sull'energia prodotta. Tuttavia, dovendo gestire degli impianti idroelettrici a bacino, la previsione mensile, e di conseguenza quella oraria, devono essere aggiornate alla luce dei dati sulla portata dei corsi d'acqua nei vari periodi dell'anno: qualora, seguendo la valutazione appena descritta, in un dato periodo si intenda utilizzare più energia di quella che si stima essere disponibile, la curva verrà corretta, ridistribuendo l'energia inutilizzabile in momenti dell'anno in cui è effettivamente disponibile.

### 3.3.2 L'intervento degli impianti idroelettrici a bacino nella routine "LOOKfw"

Come anticipato, gli impianti idroelettrici vengono attivati dopo l'intervento dei sistemi di accumulo col medesimo criterio, ovvero quello di ridurre la domanda residua nel modo più omogeneo possibile. L'energia utilizzabile viene calcolata come la somma dell'energia oraria disponibile (Figura 30) all'interno dell'intervallo di previsione considerato. In questo modo si garantisce che anche l'energia che formalmente risulta destinata ad ore di sovragerazione venga utilizzata per colmare la domanda.

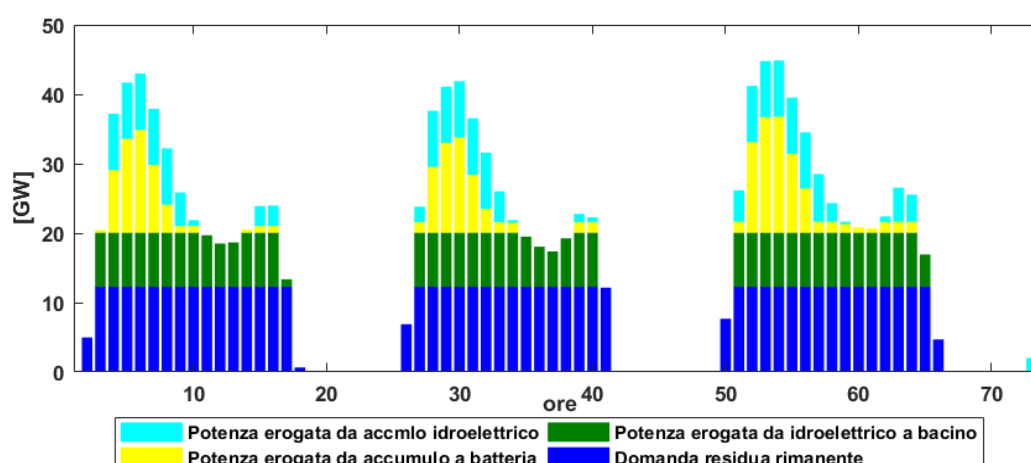


Figura 31: Riduzione della domanda residua a seguito dell'intervento degli impianti idroelettrici a bacino.

Se si segue questo approccio generalmente ci si troverà nella seguente condizione: alla fine di un'ora l'energia erogata da impianti idroelettrici a bacino differirà dall'energia oraria disponibile formalmente assegnata a tale ora (la differenza può essere sia positiva che negativa). Per evitare che su base annua ciò porti ad utilizzare una quantità di energia diversa da quella massima (eccedendola o utilizzandone di meno) la differenza tra l'energia oraria disponibile e quella effettivamente erogata viene ridistribuita sull'energia oraria disponibile di tutte le ore dell'anno rimanenti. In questo modo, al susseguirsi di ore di surplus e deficit, l'andamento dell'energia oraria disponibile rimane pressoché invariato, ma la quantità di energia totale disponibile non cambia.

L'ultimo passaggio relativo a questa fase consiste nella valutazione di quanta energia idroelettrica si prevede di usare effettivamente durante tutto l'intervallo di previsione: se tale quantità è inferiore alla totale energia resa disponibile per le  $h_{FW}$  ore in questione (secondo la stima descritta in (3.3.1)), la rimanente quota di energia viene resa disponibile per l'eventuale carica (o minor scarica) dei sistemi di accumulo in vista di deficit futuri, come descritto nella seguente sezione.

### 3.4 La carica addizionale dei sistemi di accumulo

La fase di previsione all'interno della routine "LOOKfw" si conclude con l'intervento dei generatori modulabili a combustibile, che vengono utilizzati per soddisfare la domanda residua all'interno delle ore di previsione col solo vincolo di non poter erogare una potenza superiore di quella installata.

Se a questo punto permangono delle ore in cui la domanda non è stata completamente soddisfatta, si procede a valutare l'intervento degli impianti modulabili secondo le modalità descritte in (3.1.2). Tuttavia all'interno della routine "LOOKfw", oltre all'utilizzo dei generatori modulabili a combustibile, è previsto anche l'utilizzo degli impianti idroelettrici a bacino, qualora sia presente una quota di energia idroelettrica rimasta inutilizzata, come spiegato in (3.3.2). Questo approccio permette di utilizzare la quasi totalità dell'energia idroelettrica a disposizione durante l'anno; al contrario, come spiegato in (2.1.1.4), con un intervento mirato al solo soddisfacimento della domanda in una data ora, la quantità di energia utilizzabile risulta vincolata alla curva di durata della domanda residua.

L'ordine di intervento delle tecnologie modulabili nel fornire energia addizionale in vista di deficit futuri è la medesima utilizzata nel soddisfacimento della domanda nell'ora considerata: per primi, se possibile, vengono utilizzati gli impianti idroelettrici a bacino, per poi passare ai generatori modulabili a combustibile.

Per quanto riguarda invece la correzione del funzionamento dei sistemi di accumulo, è necessario fare una distinzione:

- Se la correzione avviene in fase di scarica, ovvero se gli impianti modulabili vengono utilizzati per erogare energia al posto dei sistemi di accumulo, viene mantenuta immagazzinata per prima l'energia nei sistemi di accumulo a batteria, per essere coerenti con la priorità di intervento assegnata ai sistemi di accumulo idroelettrico.
- Se la correzione avviene in fase di carica, ovvero se gli impianti modulabili vengono utilizzati per erogare energia al fine di caricare attivamente gli impianti di accumulo, viene caricata prima energia all'interno dei sistemi di accumulo idroelettrico, sempre in accordo con la priorità a loro assegnata.

Come già menzionato in (3.2.1), l'intervento addizionale di impianti modulabili è subalterno alla valutazione della futura energia caricata: si evita di far intervenire gli impianti modulabili qualora tale intervento porti alla dissipazione di energia in surplus altrimenti utilizzabile.

#### 3.4.1 Diagramma di flusso del metodo "LOOKfw"

In Figura 32 e Figura 33 si mostra il diagramma di flusso della routine "LOOKfw". Non viene illustrato nel dettaglio il processo di intervento di impianti modulabili nel sostituire o caricare gli impianti di accumulo in previsione dei deficit futuri, poiché già illustrato nel diagramma di flusso di Figura 19. Il diagramma di flusso fa riferimento a "impianti modulabili con limite di produzione" per rappresentare il caso più generale possibile: nelle simulazioni che sono state effettuate e che verranno discusse nel Capitolo 4 e nel Capitolo 5 sotto tale categoria ricadono unicamente gli impianti idroelettrici a bacino.

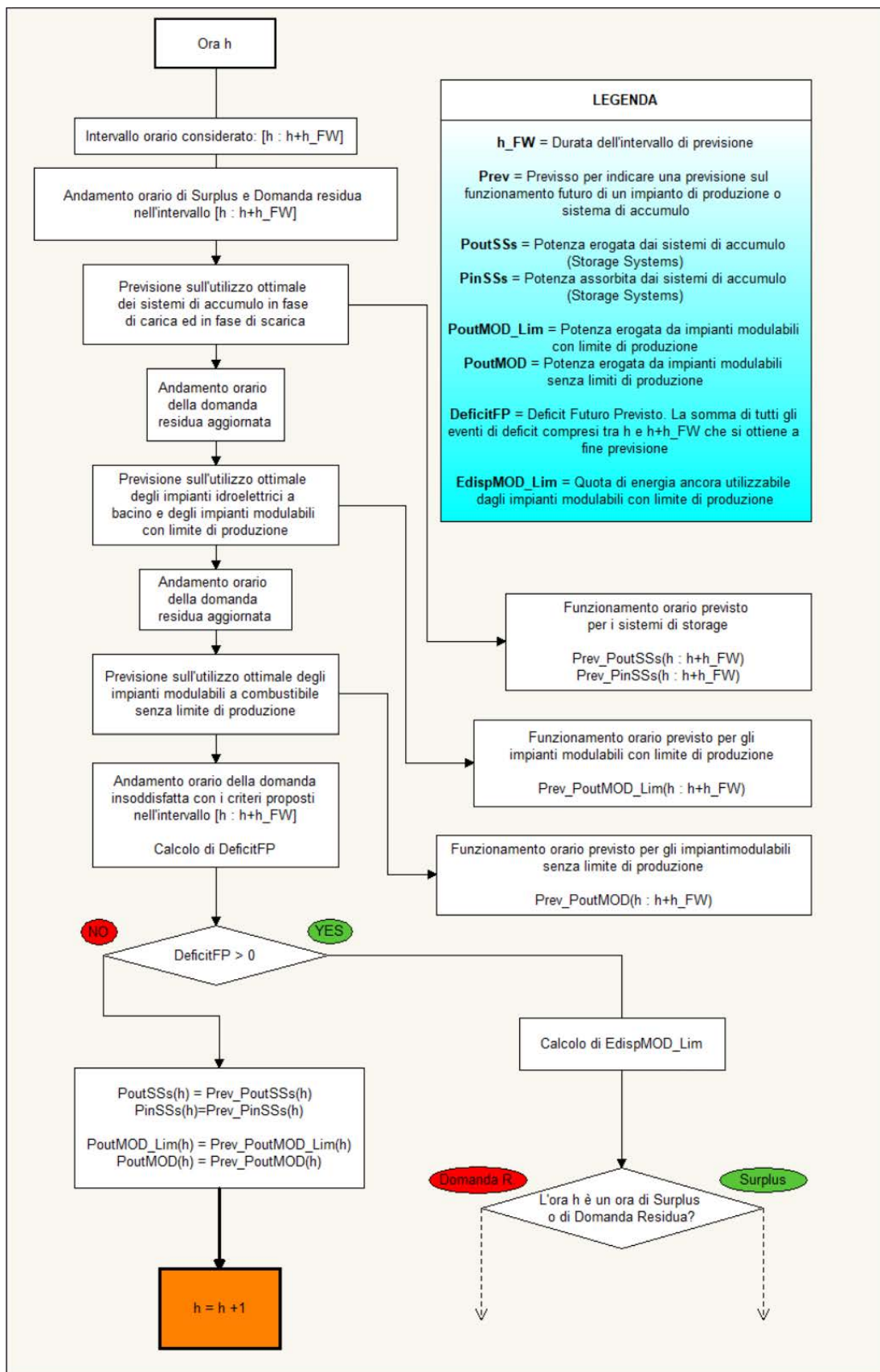


Figura 32: Prima parte del diagramma di flusso semplificato della routine "LOOKfw". Previsioni sul funzionamento del sistema nell'intervallo di previsione  $[h : h+h_{FW}]$ .

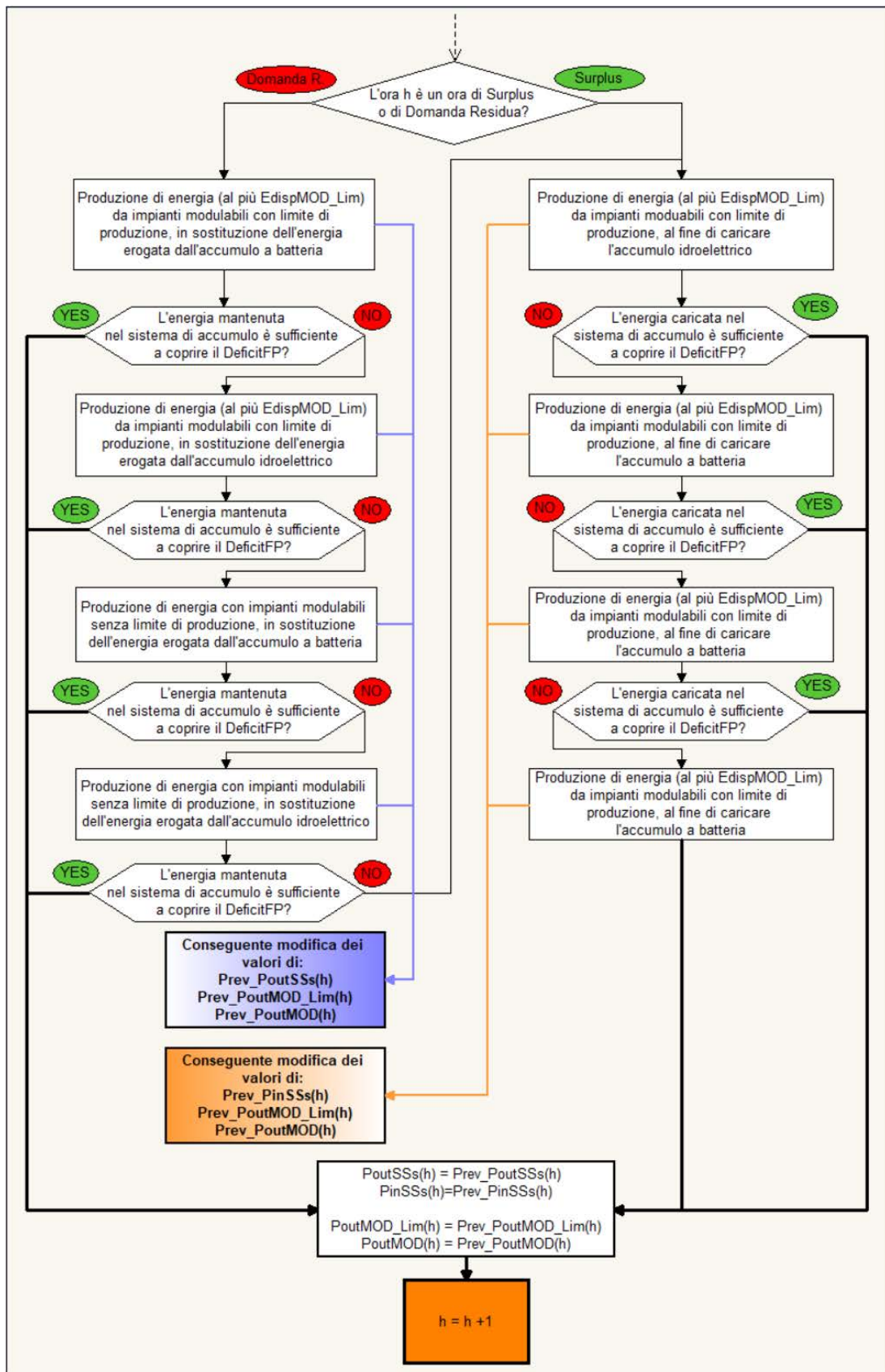


Figura 33: Seconda parte del diagramma di flusso semplificato della routine "LOOKfw". Correzione del funzionamento degli impianti di accumulo al fine di mantenere immagazzinata più energia.





## Capitolo 4:

### Lo studio del sistema elettrico delineato dagli scenari della Strategia Energetica Nazionale

In questo capitolo verranno presentati alcuni esempi di mix elettrico, analizzati con il codice COMESE, nel quale si è tenuto conto dei criteri di intervento dei generatori modulabili e dei sistemi di accumulo descritti nel Capitolo 3. I casi considerati fanno riferimento al sistema elettrico italiano all'anno 2030 ed all'anno 2050, secondo gli scenari presentati nel documento "SEN - Strategia Energetica Nazionale" [20], del 2017. Nel Capitolo 5 verranno poi analizzati con identico approccio alcuni scenari orientativamente all'anno 2080 per lo studio dell'integrazione della tecnologia da fusione all'interno di parchi di produzione dell'energia elettrica completamente decarbonizzati.

Per simulare l'andamento orario della domanda elettrica e della produzione da impianti basati su fonti non programmabili ci si è basati su dati orari di domanda e produzione messi a disposizione da TERNA, relativi al funzionamento del sistema elettrico italiano nell'anno 2015.

Per l'applicazione dei criteri di intervento dei generatori modulabili e dei sistemi di accumulo descritti nel Capitolo 3 si è ipotizzato di poter fare affidamento su una previsione a 72 ore della domanda e della generazione da fonte non programmabile.

#### 4.1 Gli scenari della Strategia Energetica Nazionale

La Strategia Energetica Nazionale, elaborata dal Ministero dello Sviluppo Economico in collaborazione con il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, nasce dall'esigenza di dotare l'Italia di un piano integrato per energia e clima, in risposta alle direttive Comunitarie del *Clean Energy Package* del 2016. Essa stabilisce obiettivi strategici al 2030 ed individua le tendenze al 2050, definendo le misure che dovrebbero consentirne il raggiungimento in modo economicamente competitivo. Alla definizione della SEN hanno concorso numerosi studi, condotti da enti quali RSE, ENEA, ISPRA, GSE, etc. che in molti casi hanno elaborato scenari ad hoc.

Lo scenario energetico SEN\_2030, elaborato con modelli consolidati ed utilizzati per la definizione di scenari europei, consente il raggiungimento su base annua di un certo numero di obiettivi, condivisi con un vasto gruppo di organizzazioni di rappresentanza di portatori di interesse, quali associazioni imprenditoriali e ambientaliste, gruppi di esperti, ecc. Di seguito vengono riportati in modo sintetico tali obiettivi:

- Riduzione dei consumi finali di energia del 27% entro il 2030, rispetto ai livelli del 2005, coerentemente con gli obiettivi in materia di efficienza energetica stabiliti in sede europea con la definizione delle *policy* EUCO<sup>2</sup>.
- Copertura del 28% dei consumi finali lordi al 2030 da fonti rinnovabili: per il settore elettrico tale percentuale ammonta al 55% dei consumi interni lordi di elettricità.

---

<sup>2</sup> EU Council - General Secretariat: Working Paper 1976/2016 REV 1: Revised technical report on Member State results of the EUCO policy scenarios - Gennaio 2017

- Eliminazione completa del ricorso al carbone nel settore della generazione elettrica entro il 2025.
- Attuazione dello sviluppo delle infrastrutture di trasporto e logistica definito nel DEF 2016<sup>3</sup>.
- Attuazione del piano strategico nazionale della mobilità sostenibile<sup>4</sup>.
- Realizzazione di un'infrastruttura per i combustibili alternativi<sup>5</sup>.

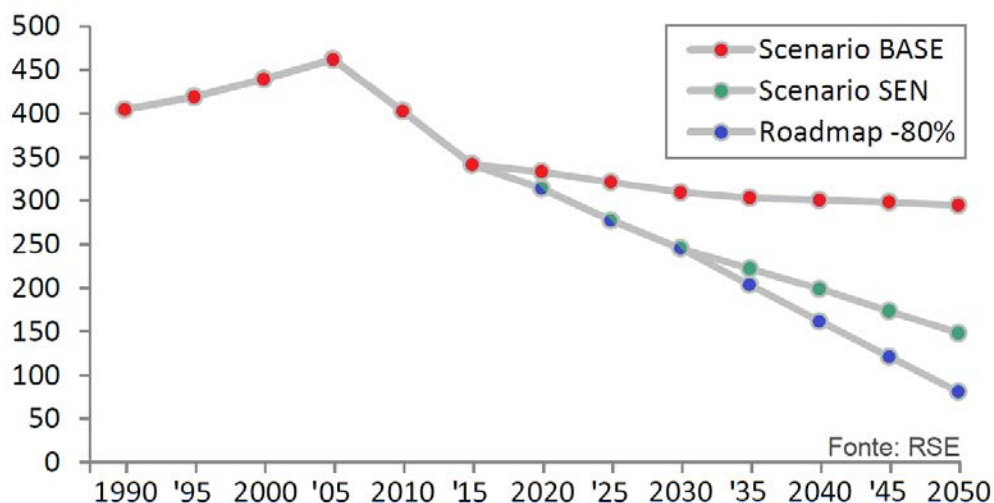
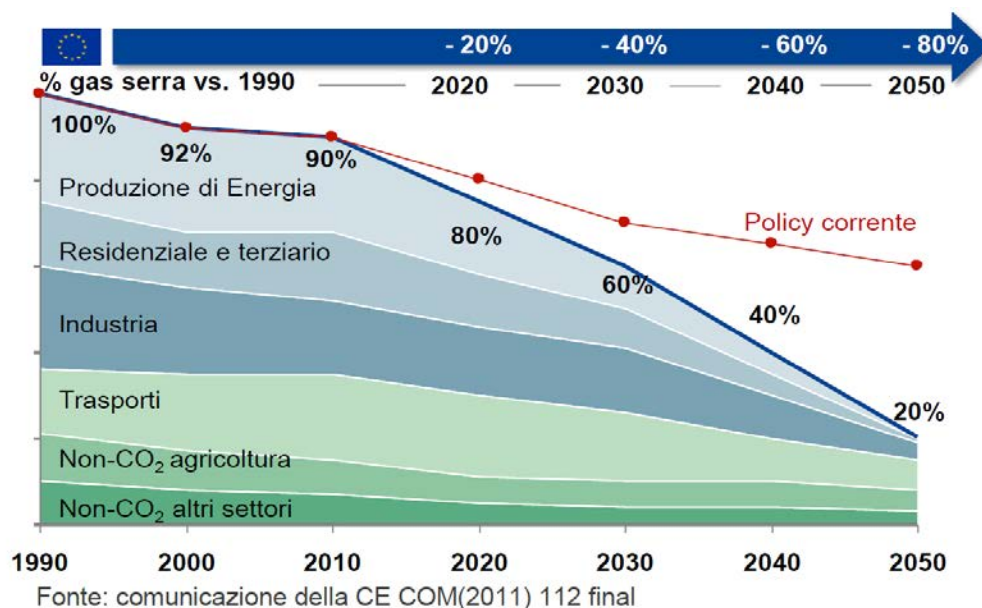


Figura 34: Evoluzione delle emissioni di CO2 del settore energetico. Obiettivi della ROADMAP europea al 2050 confrontata con lo scenario BASE e lo scenario SEN per il caso Italiano

<sup>3</sup> Strategie per le infrastrutture di trasporto e logistica (Ministero dei Trasporti), allegato al Documento Economia e Finanza 2016.

<sup>4</sup> Legge 232/2016

<sup>5</sup> decreto legislativo 257/2016 sull'attuazione della direttiva 2014/94/UE

Lo scenario SEN\_2050 è invece uno scenario tendenziale che si delinea al 2050, ovvero lo scenario energetico che si avrebbe al 2050 ipotizzando di mantenere inalterate le politiche alla base della Strategia Energetica Nazionale. La logica della SEN è quella di individuare politiche e misure in grado di raggiungere gli obiettivi al 2030 prima elencati e di mostrare che oltre a soddisfare tali obiettivi, esse sono coerenti anche con gli obiettivi europei fissati al 2050 [4]. Infatti gli scenari al 2030 soddisfano pienamente gli obiettivi di riduzione delle emissioni di gas serra, mentre quelli al 2050 mostrano che le misure adottate portano ad una consistente riduzione anche negli anni successivi, evidenziando al contempo che sarà necessario un aggiornamento delle politiche in questione al fine di verificare pienamente gli obiettivi al 2050. In **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.** si può vedere l'andamento previsto per le emissioni di gas serra da oggi al 2050 secondo le politiche della SEN, e confrontarlo con l'andamento di riferimento, delineato dalle politiche attuali in materia energetica, e gli obiettivi della ROADMAP europea al 2050.

I sistemi elettrici degli scenari SEN\_2030 e SEN\_2050 sono stati simulati con il codice COMESE, e per verificare l'efficacia dei criteri di gestione dei generatori modulabili e dei sistemi di accumulo, il sistema è stato simulato sia senza far ricorso alla gestione sinergica di impianti modulabili e sistemi di accumulo energetico, sia utilizzandola. Per praticità nel seguito il primo caso sarà indicato come "Backup Convenzionale", mentre il secondo come "Backup Integrato".

## 4.2 La simulazione del sistema elettrico nello scenario SEN\_2030

Il mix di generazione elettrica dello scenario SEN\_2030 [19, pag. 53] è sinteticamente riportato in Figura 35, con riferimento all'energia elettrica prodotta su base annua dalle diverse fonti, per un totale di 304 TWh. Il resto della domanda interna, che ammonta a 333 TWh, è fornito dalle importazioni nette, che si suppone siano pari a 29 TWh. Della produzione interna si ipotizza che il contributo di generatori alimentati a gas naturale sia pari al 39%, mentre si suppone nullo il contributo da generatori a carbone (la SEN ipotizza che tutte le centrali a carbone vengano arrestate entro il 2025). La generazione da fonti rinnovabili ammonta al 61% della produzione interna (ovvero il 55% del totale dei consumi elettrici): in particolare il 24% della domanda è soddisfatto da generatori fotovoltaici, il 17% da generatori eolici, il 13% da generatori idroelettrici ed il restante 7% da generatori geotermici e generatori alimentati a biomassa.

Per la simulazione di questo scenario con il codice COMESE, nel caso delle fonti non programmabili, la potenza dei generatori installati è stata calcolata a partire dall'energia totale da produrre su base annua, tenendo conto dei dati medi di producibilità (o fattore di carico) delle varie tecnologie registrate da TERNA per l'anno 2015. Per gli impianti di generazione per il carico di base la potenza installata è calcolata sempre a partire dall'energia totale prodotta, ipotizzando potenza erogata costante ed una producibilità tipica degli impianti considerati. Di questa categoria fanno parte i generatori alimentati a petrolio e quelli per lo smaltimento del Rifiuto Solido Urbano (RSU), per cui si ipotizza un fattore di carico dell'80% (ed un contributo rispettivamente pari allo 0.2% ed allo 0.5% dei totali consumi elettrici), gli impianti per la generazione geotermica, a cui si attribuisce un fattore di carico del 90% (ed un contributo pari al 2% della domanda) ed i generatori idroelettrici ad acqua fluente, per cui si assume un fattore di carico pari al 45% (ed un contributo pari al 6.5% della domanda elettrica, ovvero la metà dell'intera energia idroelettrica prodotta). Per il calcolo della potenza installata di tutte le tecnologie di generazione menzionate si fa quindi riferimento alla formula (2.1). Inoltre anche l'energia importata dall'estero viene simulata come una fonte di produzione per il carico di base, ipotizzando che contribuisca a soddisfare

la domanda in modo costante per tutte le ore dell'anno, con potenza pari a 3.3 GW e venendo acquistata ad un costo di 5 c€/kWh.

Per calcolare la potenza installata dei generatori modulabili a combustibile (gas naturale e biomassa), così definiti per distinguerli dagli impianti idroelettrici a bacino utilizzati con funzione di modulazione, è stato invece necessario considerare l'analisi oraria del funzionamento del sistema: la potenza installata deve essere tale da garantire il corretto dispacciamento durante l'intero arco temporale in cui viene simulato il funzionamento del sistema elettrico. Tali potenze sono state quindi ottenute come output delle simulazioni con il codice COMESE.

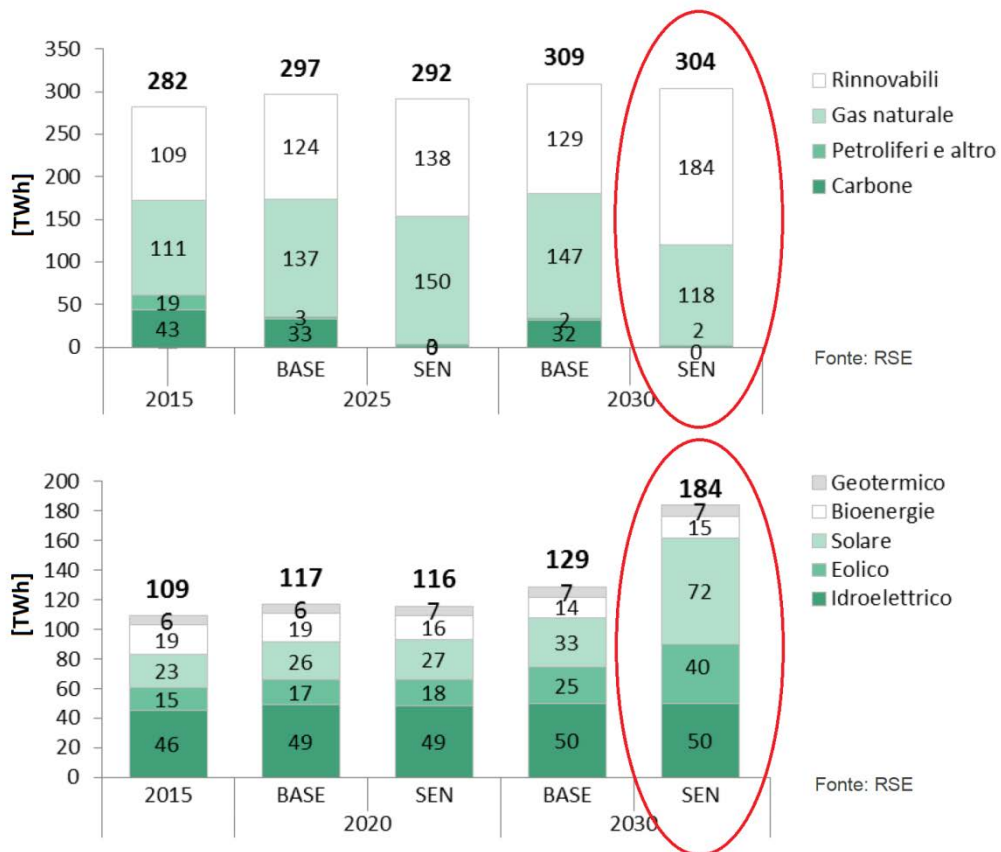


Figura 35: Produzione interna di energia elettrica per fonte dal 2015 al 2030, confronto tra scenario SEN e scenario BASE. In evidenza i dati al 2030 relativi allo scenario SEN.

Il sistema elettrico è stato dotato anche di sistemi di accumulo energetico, col duplice fine di immagazzinare energia elettrica durante le ore di sovrapproduzione e di consentire la gestione dei generatori modulabili in sinergia con i sistemi di accumulo presentata nel Capitolo 3, con conseguente riduzione della potenza installata degli stessi generatori. All'interno della SEN le tecnologie di accumulo energetico vengono più volte menzionate come una risorsa strategica per sostenere la decarbonizzazione del settore elettrico e la penetrazione della generazione da fonti rinnovabili. Tuttavia non viene approfondito in che misura tali sistemi debbano essere utilizzati per verificare le ipotesi di produzione presentate.

Nelle simulazioni effettuate con COMESE sono stati considerati due tipi di sistemi di accumulo: accumulo idroelettrico mediante impianti di pompaggio e batterie. La taglia

complessiva degli impianti idroelettrici a pompaggio è stata assunta di poco superiore a quella attualmente installata<sup>6</sup> (capacità di 80 GWh e potenza di 7.4 GW), in base a stime<sup>7</sup> che ritengono possibile un accrescimento futuro molto contenuto per questo tipo di impianti (capacità di 100 GWh e potenza di 8.1 GW al 2050). La capacità installata di impianti di accumulo a batteria è stata invece scelta con i seguenti criteri:

- 1) Nelle simulazioni basate sulla logica di Backup Convenzionale si è scelto di installare la capacità di sistemi di accumulo a batteria tale da ottimizzare lo sfruttamento delle risorse a disposizione del sistema (accumulo dell'energia prodotta durante le ore di sovrapproduzione e suo utilizzo per ridurre la domanda residua durante gli eventi di sottogenerazione) ed ottenere in questo modo il minor LCOTE possibile (vedi **2.1.2**).
- 2) Nelle simulazioni con Backup Integrato si è scelto di installare la combinazione di impianti di accumulo a batteria e di generatori modulabili tale da minimizzare l'LCOTE del sistema. In questo caso potrebbe accadere che la capacità installata di impianti di accumulo sia superiore a quella ottenuta nel caso 1, e che quindi comporti un costo addizionale, ma che il risparmio dovuto alla riduzione della potenza installata di generatori modulabili sia superiore al maggior costo delle batterie e per questo l'effetto complessivo sia di ottenere una diminuzione dell'LCOTE.

Per individuare la taglia degli impianti di accumulo a batteria in base ai criteri appena descritti non è stata utilizzata una vera e propria routine di ottimizzazione, ma si è valutato quale fosse la taglia più adatta nel range [0 ÷ 100 GWh], variando il valore ad intervalli di 10 GWh. Questa finestra è stata individuata con approccio euristico, col fine di non considerare capacità troppo basse per riuscire ad accumulare una quota consistente dell'energia in surplus o troppo alte per avere un guadagno dall'ulteriore quantità di energia immagazzinata.

Come per la potenza installata, anche l'energia prodotta dai generatori appartenenti alla categoria "Base&MustRun", ovvero i generatori per il carico di base e quelli che sfruttano fonti intermittenti, risulta un dato di input: essa risulta quindi automaticamente pari ai valori riportati nello scenario SEN\_2030. La quota di energia prodotta da generatori modulabili è invece un risultato della simulazione. Ci si aspetta che tale valore sia, entro un certo margine, uguale a quello indicato per tali fonti nella SEN, ma è possibile che considerando l'effettivo funzionamento orario del sistema risulti necessaria una quota addizionale di energia. Nel caso tale eventualità si verifici si è scelto di adottare il seguente approccio: non accrescere la produzione prevista per gli impianti che sfruttano il gas naturale, in quanto questo non sarebbe coerente con il criterio in base a cui sono stati definiti gli scenari, ovvero la verifica degli obiettivi di riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub>. Qualora nella simulazione si riscontri la necessità di produrre più energia modulabile per soddisfare correttamente la domanda, essa sarà generata da impianti a biomassa.

Per il calcolo del costo medio dell'energia elettrica sono state utilizzate le stime sull'evoluzione delle caratteristiche tecniche ed economiche delle diverse tecnologie di produzione ed accumulo contenute nei documenti [22] e [23].

---

<sup>6</sup> Dati statistici TERNA

<sup>7</sup> Comunicazione privata RSE

#### **4.2.1 Risultati dell'analisi oraria e dell'analisi economica dello scenario SEN\_2030**

Simulando il funzionamento del sistema avvalendosi delle due logiche di Backup presentate, si ottengono i bilanci energetici ed i valori di potenza (per i generatori) e capacità (per gli impianti di accumulo) riportati in Tabella 2. Dai risultati delle simulazioni effettuate con COMESE emergono le seguenti considerazioni:

1. In entrambi i casi le quote di energia per fonte previste nella SEN vengono sostanzialmente verificate. Risulta necessario un aumento della produzione da biomassa del 18% utilizzando la logica di Backup Convenzionale e del 21% utilizzando il Backup Integrato, rispettivamente pari allo 0.85% e allo 0.95% della domanda totale.
2. Non si riscontra un consistente taglio di energia prodotta da fonti intermittenti: si verificano infatti solo 665 ore di surplus durante tutto l'anno. Ciò è dovuto al fatto che le quote di fonti non programmabili (fotovoltaico, eolico e idroelettrico fluente) non sono molto diverse tra di loro e nemmeno troppo elevate nel complesso (in tutto equivalgono al 41% della domanda).
3. In entrambi i casi non risulta economicamente conveniente installare impianti di accumulo a batteria, dal momento che gli impianti di accumulo idroelettrico presenti riescono a gestire da soli la maggior parte del surplus: vengono assorbiti infatti 3.62 TWh su un totale di 4.25 TWh in eccesso. I rimanenti 0.63 TWh sono prodotti durante ore con picchi di potenza in eccesso molto consistente (fino a 24 GW): è quindi ragionevole che installare una potenza così elevata di impianti a batteria per aumentare di così poco l'energia immagazzinata non risulti conveniente.
4. L'andamento della distribuzione di probabilità dell'LCOTE è molto simile nei due casi studiati [Figura 38]. La moda risulta pari a 7.44 c€/kWh utilizzando la logica di Backup Convenzionale, mentre utilizzando la logica di Backup Integrato risulta 7.24 c€/kWh: col secondo approccio si ottiene quindi una riduzione dell'LCOTE pari al 2.8%.
5. Nonostante la contenuta riduzione dell'LCOTE, si può constatare una consistente riduzione della capacità installata di generatori modulabili a gas, a seguito dell'introduzione della logica di Backup Integrato: la capacità totale passa infatti da 32.2 GW a 21.4 GW, ovvero una riduzione pari al 33.4%. Gli impianti a biomassa, pur essendo in generale modulabili, in realtà forniscono in entrambi i casi servizio per il carico di base (con fattore di carico medio circa pari a 90%) con una potenza installata che rimane pressoché invariata.
6. Per quanto riguarda gli impianti a gas, si può osservare che utilizzando la logica di Backup Integrato essi funzionano con un fattore di carico medio pari al 63% (e potenza installata pari a 21.4 GW, come detto sopra), mentre utilizzando la logica di Backup Convenzionale il fattore di carico medio risulta pari al 42% (e la potenza installata pari a 32.2 GW) [Figura 36 e Figura 37].

Tabella 2: Bilancio energetico, potenze e capacità installate negli scenari SEN\_2030 studiati con la logica di Backup convenzionale e quella di Backup Integrato.

|  |                   | SEN2030<br>Backup Convenzionale |       | SEN2030<br>Backup Integrato |       |
|--|-------------------|---------------------------------|-------|-----------------------------|-------|
|  |                   | [GW]                            | [TWh] | [GW]                        | [TWh] |
| Gas naturale                             |                   | 32.2                            | 118.1 | 21.4                        | 118.1 |
| Petrolio                                 |                   | 0.09                            | 0.6   | 0.09                        | 0.6   |
| Eolico                                   | On-shore          | 18.9                            | 35.9  | 18.9                        | 35.9  |
|  | Off-shore         | 1.6                             | 4     | 1.6                         | 4     |
| Solare PV                                | Tetti (industrie) | 28.1                            | 33.7  | 28.1                        | 33.7  |
|  | Tetti (case)      | 7.2                             | 8.6   | 7.2                         | 8.6   |
|  | A terra           | 19.6                            | 29.4  | 19.6                        | 29.4  |
| Energia idroelettrica                    | Bacino            | 12.8                            | 25.1  | 12.8                        | 25.1  |
|  | Fluente           | 6.4                             | 25.1  | 6.4                         | 25.1  |
| Bioenergia                               | RSU               | 0.23                            | 1.6   | 0.23                        | 1.6   |
|  | Modulabile        | 2.02                            | 16.20 | 2.07                        | 16.55 |
| Geotermico                               |                   | 0.9                             | 7.1   | 0.9                         | 7.1   |
| Totale                                   |                   | \                               | 304   | \                           | 304   |
| Import(+)/Export(-)                      |                   | \                               | 29    | \                           | 29    |
| Energia tagliata                         |                   | \                               | 0.64  | \                           | 0.64  |
| Accumulo energetico (Capacità - Potenza) |                   | [GW]                            | [GWh] | [GW]                        | [GWh] |
| Accumulo Idroelettrico                   |                   | 7.7                             | 95    | 7.7                         | 95    |
| Accumulo a batteria                      |                   | 0                               | 0     | 0                           | 0     |

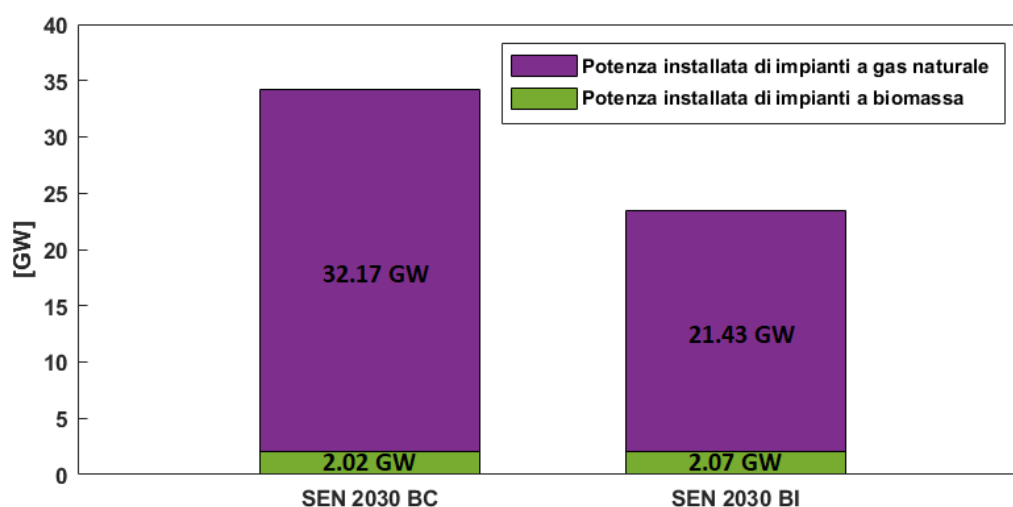


Figura 36: Capacità installata di impianti alimentati a gas naturale ed impianti alimentati a biomassa a seconda della logica di Backup utilizzata. Scenario SEN2030. Si trova riscontro di quanto affermato ai punti 5) e 6), ossia della consistente riduzione della potenza installata di generatori modulabili a gas e della potenza sostanzialmente costante di generatori a biomassa per il carico di base.

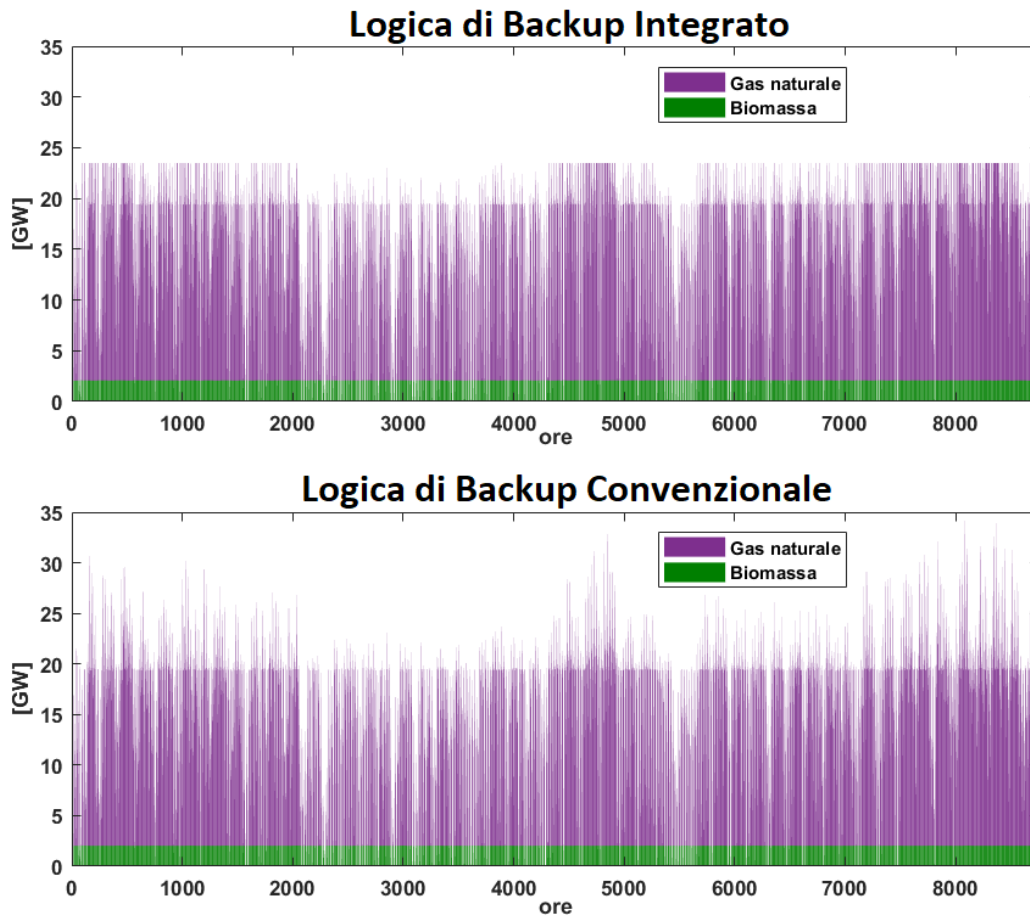


Figura 37: Funzionamento orario degli impianti di produzione alimentati a gas naturale e a biomassa nello scenario SEN2030 utilizzando le due logiche di Backup considerate. È facile notare come, utilizzando la logica di Backup Convenzionale, il numero di ore durante le quali gli impianti erogano più potenza di quella necessaria col la logica di Backup Integrato sia molto limitato.

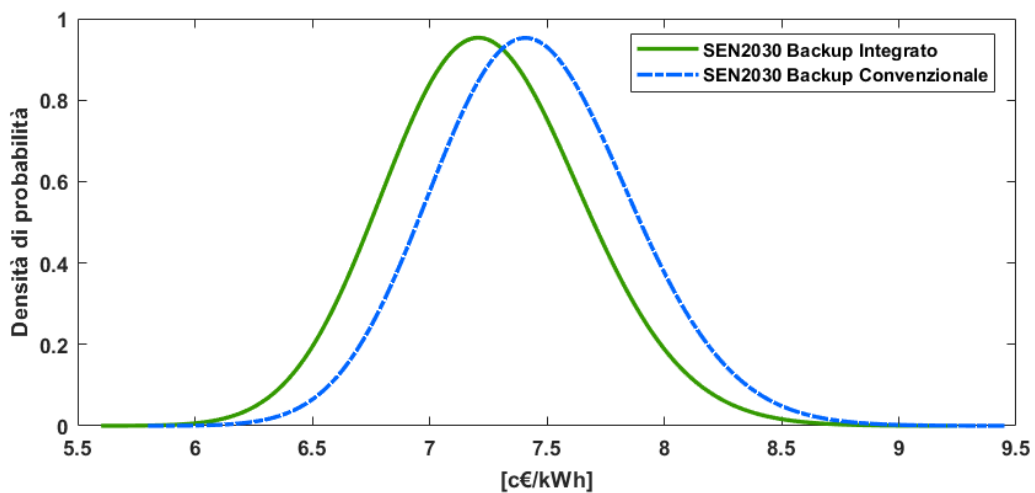


Figura 38: Densità di probabilità dell'LCOTE per lo scenario SEN\_2030 studiato con le due logiche di Backup considerate. Le curve risultano molto simili poiché, utilizzando il Backup Integrato, l'unica sostanziale differenza tra i due casi è la minore potenza installata di generatori modulabili alimentati a gas, cui segue una riduzione dell'LCOTE di circa 0.2 c€/kWh e la conseguente traslazione della curva.



### 4.3 La simulazione del sistema elettrico nello scenario SEN\_2050

Il mix di generazione elettrica dello scenario SEN\_2050 [20, pag. 57] è sinteticamente riportato in Figura 39, con riferimento all'energia elettrica prodotta su base annua dalle diverse fonti, per un totale di 400 TWh. Informazioni di maggior dettaglio sullo stesso scenario sono state cortesemente fornite da RSE [24]. Il resto della domanda interna, che ammonta a 420 TWh, è fornito dalle importazioni nette, pari a 20 TWh.

Si può notare che rispetto allo scenario SEN\_2030, la produzione da fonti rinnovabili è preponderante, dal momento che si ipotizza di produrre solo 22.5 TWh (circa il 6% della produzione interna) con generatori alimentati a gas naturale, mentre si suppone ancora nullo il contributo da generatori a carbone. Cresce inoltre lo sbilanciamento tra le quote delle diverse fonti di energia rinnovabile utilizzate: si prevede di soddisfare con la sola energia solare circa il 63% della produzione domestica, aumentandone la produzione del 350% rispetto al 2030. La produzione complessiva da generatori eolici, idroelettrici, geotermici e a biomassa cresce invece solo del 20% rispetto al 2030, mentre il contributo percentuale di ciascuna di queste tecnologie alla produzione interna rimane sostanzialmente invariato rispetto al 2030, fatta eccezione per l'energia idroelettrica, per cui viene ipotizzata una contrazione del 20%: l'energia eolica rappresenta il 16% della produzione interna, quella idroelettrica il 10%, quella geotermica il 2% e quella da biomassa il 6%.

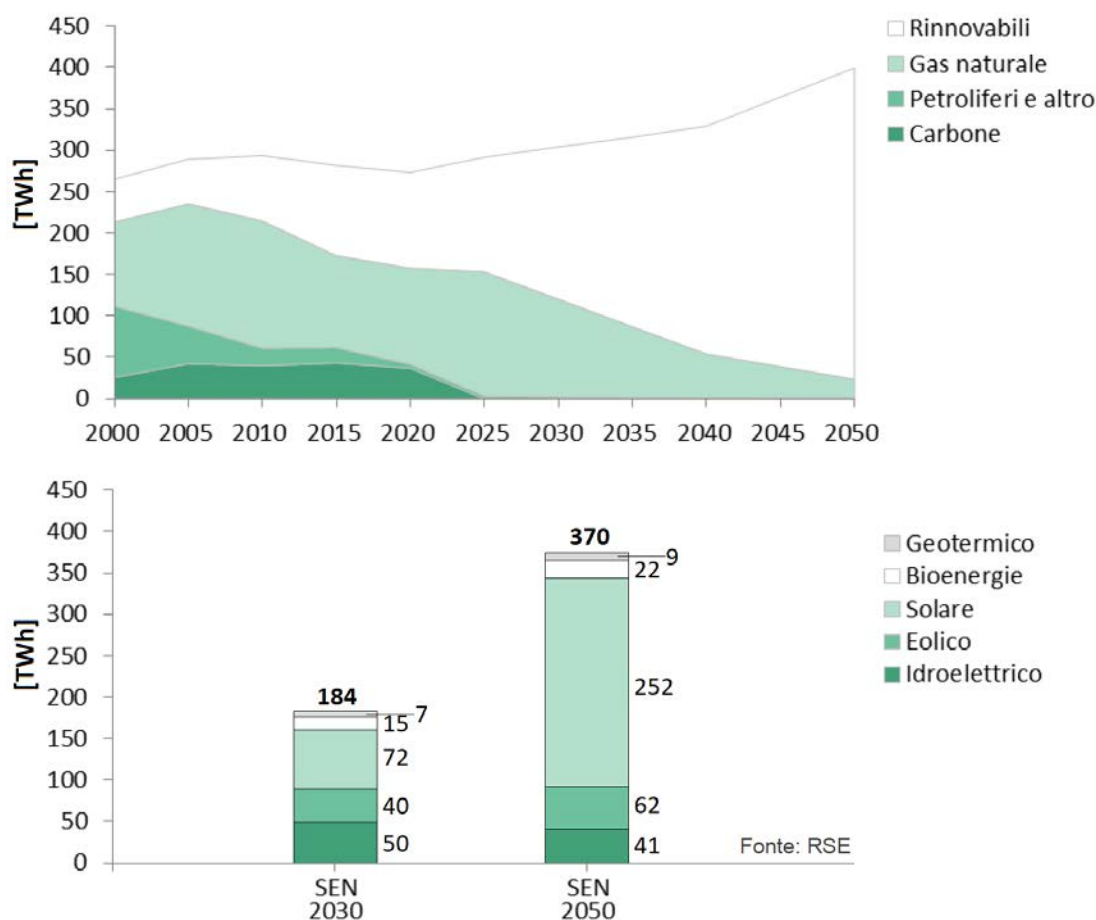


Figura 39: Produzione interna di energia elettrica per fonte al 2050 (in alto) e dettaglio dei contributi delle diverse fonti rinnovabili, secondo la proiezione dello scenario SEN.

Per la definizione dei dati di input della simulazione effettuata con il codice COMESE è stato seguito lo stesso approccio descritto in (4.1.1) per lo scenario SEN\_2030. Anche in questo caso si è seguito il criterio di fornire l'eventuale energia mancante facendo ricorso a generatori alimentati a biomassa, per non aumentare la quota di generazione a gas e di conseguenza il limite alle emissioni di CO<sub>2</sub> imposte dallo scenario. Per quanto riguarda invece gli impianti di accumulo energetico, si è considerato di sfruttare al massimo il limitato aumento previsto per l'accumulo idroelettrico (ovvero capacità di 100 GWh e potenza nominale di 8.1 GW), mentre per l'accumulo a batteria si è valutato quale fosse la taglia più adatta all'interno dell'intervallo [200 ÷ 600 GWh] variandone il valore ad intervalli di 50 GWh. Anche in questo caso questo range è stato individuato con approccio euristico, col fine di non considerare capacità troppo basse per riuscire ad accumulare una quota consistente dell'energia in surplus o troppo alte per avere un guadagno dall'ulteriore quantità di energia immagazzinata, col fine ultimo di garantire la gestione del parco di produzione a nostra disposizione in modo da ottenere il minor costo dell'energia.

#### **4.3.1 Risultati dell'analisi oraria e dell'analisi economica dello scenario SEN\_2050**

Simulando il funzionamento del sistema avvalendosi, come per lo scenario SEN\_2030, delle due logiche di Backup presentate (Convenzionale e Integrato), si ottengono i bilanci energetici ed i valori di potenza (per i generatori) e capacità (per gli impianti di accumulo) riportati in Tabella 3. Dai risultati delle simulazioni con COMESE emergono le seguenti considerazioni:

1. A causa dell'elevata quota di fonti non programmabili, ed in particolare della consistente produzione da impianti fotovoltaici, simulando con COMESE lo scenario SEN\_2050 senza modificare né la potenza installata né l'energia prodotta da ciascuna tecnologia, nel corso dell'anno si verificano 2682 ore di surplus rispetto alla domanda, per un totale di 118 TWh, e 6078 ore di deficit di generazione, per un totale di 173 TWh (Figura 40 e Figura 41). L'accumulo di tutti i 118 TWh per il successivo riutilizzo nelle ore di deficit, ovvero il così detto accumulo stagionale, richiederebbe l'installazione di 7500 GWh di batterie e renderebbe inaccettabile il valore dell'LCOTE; pertanto risulta economicamente più conveniente tagliare 24 TWh di surplus (circa il 6% della domanda totale) e produrre l'equivalente energia di deficit con generatori modulabili addizionali.
2. Con entrambe le modalità di backup (Convenzionale e Integrato) prese in considerazione, le quote di energia per fonte previste dallo scenario SEN\_2050 non consentono di soddisfare efficacemente la domanda elettrica. Ciò dipende dalla necessità di tagliare parte dell'energia prodotta durante gli intervalli di sovrapproduzione, come spiegato al punto 1. In entrambi i casi, secondo la logica per cui si soddisfa l'eventuale energia mancante facendo ricorso a generatori alimentati a biomassa, risulta necessario aumentare la produzione di tali impianti del 170%, ovvero dai 22 TWh previsti originariamente dallo scenario SEN\_2050 ai 60 TWh della simulazione con COMESE. Questo aumento, pari a 38 TWh, corrisponde al 9% della domanda totale. La necessità di questa quota di energia addizionale deriva solo in parte dall'energia tagliata durante le ore di surplus (come già detto pari a 24 TWh): deve infatti bilanciare anche l'energia dissipata nei processi di carica e scarica dei sistemi di accumulo energetico (5 TWh dissipati dai sistemi di accumulo idroelettrico e 10 TWh dai sistemi di accumulo a batteria).

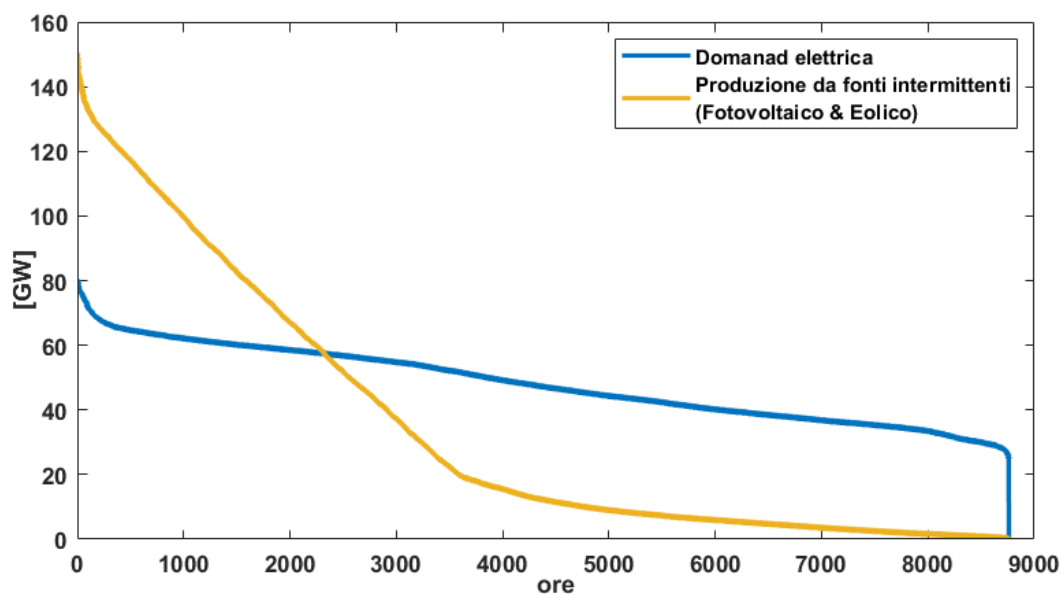


Figura 40: Curve di durata della domanda elettrica e della produzione da fonti intermittenti (generazione da fotovoltaico e da eolico). Si può notare l'elevato numero di ore di sottogenerazione (6078) e gli elevati valori di potenza nelle ore di produzione più intensa (fino a 150 GW).

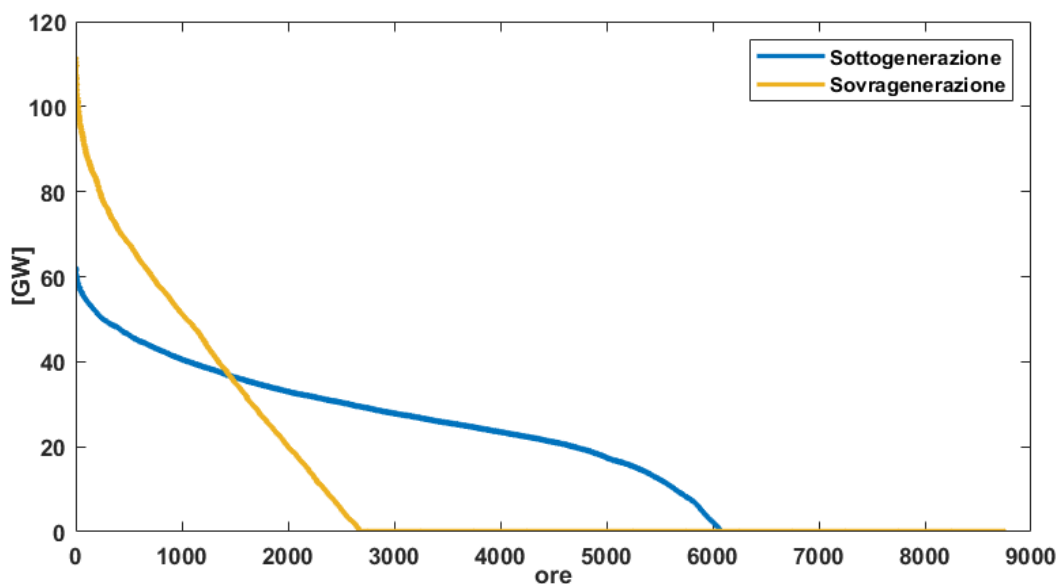


Figura 41: Curve di durata dei surplus di produzione che si manifestano durante le ore di sovragerazione e dei deficit che si manifestano durante le ore di sottogenerazione. Si può notare come il massimo valore assunto dai deficit corrisponda alla totale potenza modulabile (generazione a biomassa, generazione a gas ed impianti idroelettrici a bacino) nella simulazione in cui si utilizza la logica di Backup Convenzionale. Inoltre, tenendo conto della massima potenza gestibile dagli impianti di accumulo energetico (47.5 GW in totale tra batterie ed impianti idroelettrici a pompaggio), si può vedere che in 1100 ore i sistemi di accumulo non sono in grado di assorbire tutta la potenza disponibile (occasioni in cui avviene il taglio dell'energia in eccesso).

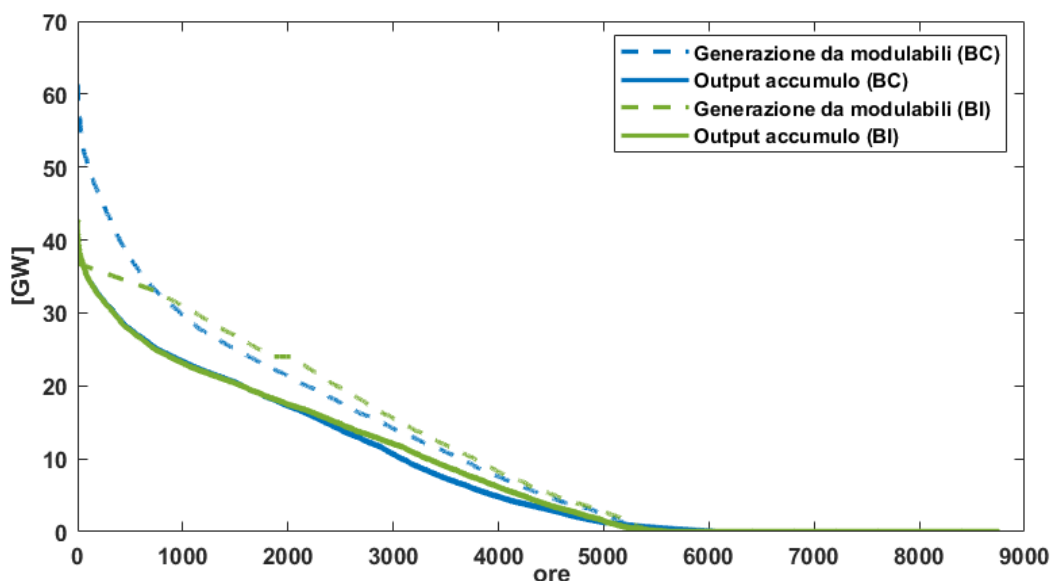


Figura 42: Curve di durata della potenza erogata da generatori modulabili (impianti a gas naturale, biomassa o impianti idroelettrici a bacino) e della potenza erogata dagli impianti di accumulo durante le ore di sottogenerazione per lo scenario SEN\_2050 simulato con entrambe le logiche di Backup (Convenzionale - BC - e Integrato - BI -). Si vede come gli impianti di accumulo siano caratterizzati da un funzionamento pressoché analogo in entrambi i casi, mentre per i generatori modulabili si osserva una contrazione delle massime potenze erogate, in favore di un aumento della potenza erogata durante le restanti ore dell'anno.

3. Con entrambe le modalità di backup la configurazione economicamente più conveniente risulta quella che dispone di un sistema di impianti di accumulo a batteria di capacità pari a 300 GWh e potenza nominale pari a 37.5 GW (si ipotizza di utilizzare moduli con capacità di accumulo di 8 ore alla potenza nominale). Per accumulare tutti i 118 TWh di surplus occorrerebbe installare sistemi di accumulo di capacità pari a 7500 GWh, i cui costi graverebbero per oltre 25 c€ su ogni kWh prodotto. La capacità installata di sistemi di accumulo idroelettrico è in grado di assorbire solo 25 TWh di surplus, mentre aggiungendo i sistemi di accumulo a batteria è possibile gestire altri 64 TWh, permettendo di ridurre l'energia tagliata al 20% della totale energia in eccesso.
4. L'andamento della distribuzione di probabilità dell'LCOTE [Figura 45] è pressoché identico per i due casi studiati. La moda risulta pari a 11.42 c€/kWh con la modalità di Backup Convenzionale, e a 11.01 c€/kWh con la modalità di Backup Integrato.
5. Nella simulazione dello scenario SEN\_2050 l'utilizzo della modalità di backup integrato riduce in modo ancora più marcato che nello scenario al 2030 la potenza installata dei generatori modulabili: essa passa da 48.6 GW a 24 GW, con una riduzione del 50.6 % (Figura 42, Figura 43 e Figura 44).
6. Anche in questo caso gli impianti a biomassa, a cui è accordata la priorità di intervento rispetto agli impianti a gas naturale, presentano una potenza pressoché invariata nei due casi (14 GW), e funzionano con fattore di carico medio pari al 50%. Per quanto riguarda gli impianti a gas, si può osservare che utilizzando la logica di Backup Integrato essi funzionano con un fattore di carico medio pari al 26% (e potenza installata pari a 9.8 GW), mentre utilizzando la logica di Backup Convenzionale il fattore di carico medio risulta pari all'8% (e la potenza installata pari a 32.2 GW) [Figura 43 e Figura 44].

Tabella 3: Bilancio energetico, potenze e capacità installate negli scenari SEN\_2050 studiati con la logica di Backup convenzionale e quella di Backup Integrato.

|  |                   | SEN2050 Backup Convenzionale |       | SEN2050 Backup Integrato |       |
|--|-------------------|------------------------------|-------|--------------------------|-------|
|  |                   | [GW]                         | [TWh] | [GW]                     | [TWh] |
| Gas naturale                             |                   | 34.0                         | 22.5  | 9.8                      | 22.5  |
| Petrolio                                 |                   | 0                            | 0     | 0                        | 0     |
| Eolico                                   | On-shore          | 23.7                         | 45    | 23.7                     | 45    |
|  | Off-shore         | 2.7                          | 6.8   | 2.7                      | 6.8   |
| Solare PV                                | Tetti (industrie) | 98.7                         | 118.4 | 98.7                     | 118.4 |
|  | Tetti (case)      | 25.2                         | 30.2  | 25.2                     | 30.2  |
|  | A terra           | 68.9                         | 103.3 | 68.9                     | 103.3 |
| Energia idroelettrica                    | Bacino            | 12.8                         | 16    | 12.8                     | 16    |
|  | Fluente           | 6.4                          | 25.1  | 6.4                      | 25.1  |
| Bioenergia                               | RSU               | 0.11                         | 0.8   | 0.11                     | 0.8   |
|  | Modulabile        | 14.5                         | 59.8  | 14.2                     | 60.3  |
| Geotermico                               |                   | 1.2                          | 9.3   | 1.2                      | 9.3   |
| Totale                                   |                   | \                            | 400   | \                        | 400   |
| Import(+)/Export(-)                      |                   | \                            | 20    | \                        | 20    |
| Energia tagliata                         |                   | \                            | 23.7  | \                        | 23.7  |
| Accumulo energetico (Capacità - Potenza) |                   | [GW]                         | [GWh] | [GW]                     | [GWh] |
| Accumulo Idroelettrico                   |                   | 8.1                          | 100   | 8.1                      | 100   |
| Accumulo a batteria                      |                   | 37.5                         | 300   | 37.5                     | 300   |

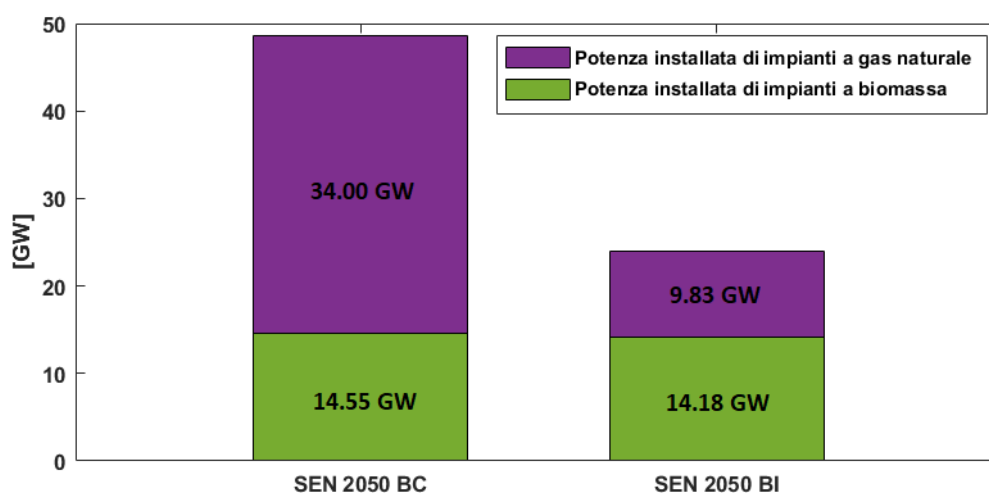


Figura 43: Capacità installata di generatori alimentati a gas naturale e a biomassa a seconda della logica di Backup utilizzata. Anche in questo caso si nota una sostanziale equivalenza nella potenza installata di impianti a biomassa, mentre la potenza installata di impianti alimentati a gas naturale subisce una consistente contrazione a seguito dell'utilizzo della logica di Backup Integrato.

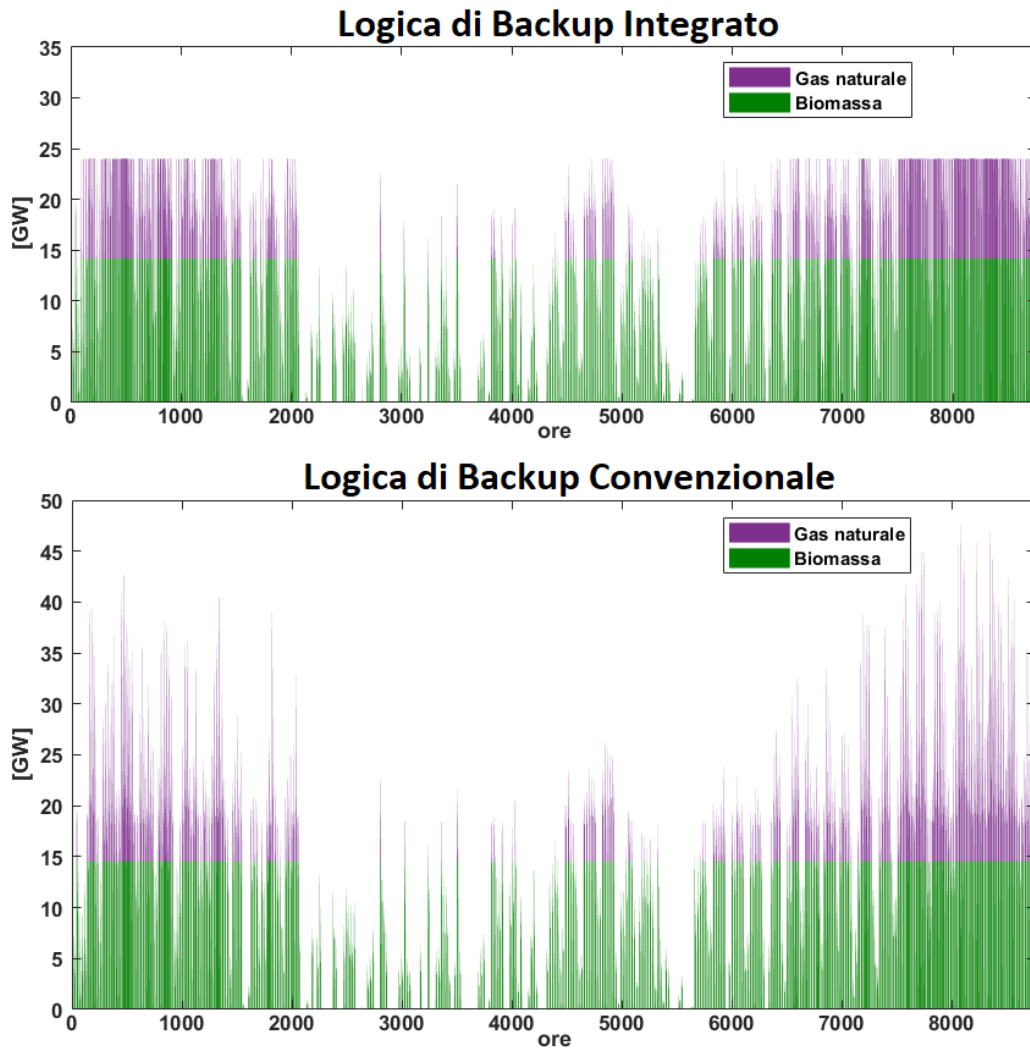


Figura 44: Funzionamento orario degli impianti di produzione alimentati a gas naturale e a biomassa utilizzando le due logiche di Backup considerate. Scenario SEN2050. Come si vede da Figura 42, sono circa 1000 le ore in cui si riesce a contrarre la potenza erogata da impianti a gas, producendola durante altre ore secondo i criteri di intervento della logica di Backup Integrato.

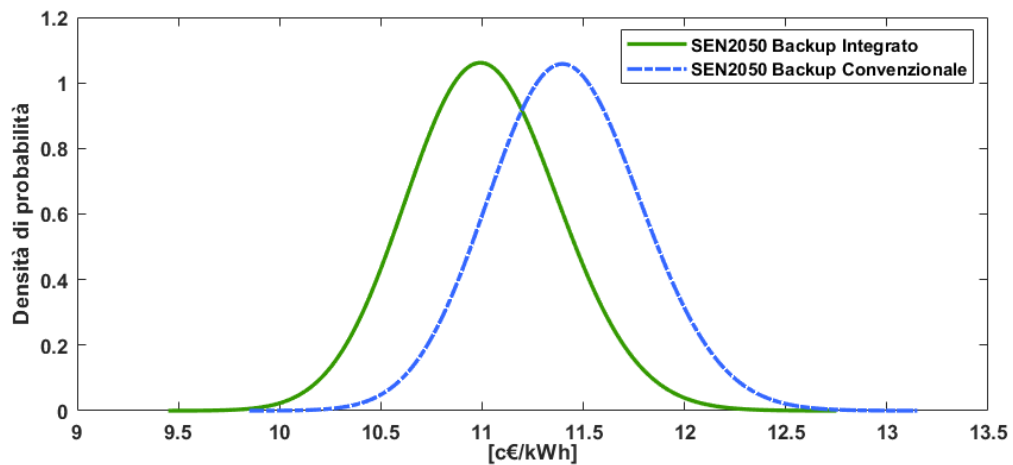


Figura 45: Densità di probabilità dell'LCOTE per lo scenario SEN\_2050 studiato con le due logiche di Backup considerato. Anche in questo caso le due curve risultano molto simili poiché, utilizzando il Backup Integrato,

**L'unica sostanziale differenza tra i due casi è la minore potenza installata di generatori modulabili alimentati a gas, cui segue una riduzione dell'LCOTE di circa 0.4 c€/kWh e la conseguente traslazione della curva.**

## **4.4 Conclusione tratte dallo studio degli scenari della SEN**

I risultati ottenuti confermano l'importanza dell'analisi oraria applicata alla simulazione del funzionamento di un sistema elettrico. Nel caso dello scenario SEN\_2050 si è in grado di evidenziare delle incongruenze che rendono difficile la verifica del bilancio energetico proposto per il settore elettrico.

L'analisi oraria permette anche di simulare l'applicazione della logica di "Backup Integrato" che risulta efficace nel ridurre la capacità di generatori modulabili richiesta per garantire un corretto dispacciamento. In particolare nel secondo caso (scenario SEN2050) si rileva una riduzione molto più consistente che nel primo (scenario SEN\_2030); ciò è dovuto al fatto che lo scenario SEN2030 propone un sistema elettrico "di transizione", in cui una consistente parte della domanda (35%) è ancora soddisfatto da impianti a gas.

L'utilizzo della logica di Backup Integrato risulta essere efficace nel ridurre l'LCOTE del sistema in entrambi i casi, anche se di soli pochi punti percentuali. È tuttavia necessario fare due precisazioni:

1. Nei casi analizzati l'approccio proposto consente di minimizzare la capacità installata di impianti alimentati a gas naturale, caratterizzati da un costo capitale molto contenuto. In scenari totalmente decarbonizzati in cui si faccia ricorso a generatori modulabili più costosi (impianti a biomassa) la ricaduta in termini di costo medio del sistema risulterebbe più consistente.
2. Il semplice calcolo dell'LCOTE del sistema non permette di apprezzare una serie di ricadute positive, sia economiche che di altra natura, legate alla riduzione della potenza installata di impianti modulabili, ovvero: la riduzione di procedure di autorizzazione per la realizzazione di nuovi impianti, la riduzione delle esigenze di infrastrutture per il collegamento degli impianti alla rete elettrica, la ridotta occupazione di suolo legata al minor numero di impianti installati, etc.

Nell'analisi di entrambi gli scenari della SEN, seguendo i criteri presentati in (4.1.1) e (4.1.2) per stabilire la capacità degli impianti di accumulo a batteria di cui prevedere l'utilizzo nel sistema elettrico, non si è notata una variazione della taglia di tali impianti legata alla scelta della logica di Backup (Convenzionale o Integrato): nello scenario SEN\_2030 si è stimato che non fosse economicamente conveniente installare impianti di accumulo a batteria, e che fosse sufficiente sfruttare gli impianti idroelettrici a pompaggio. Nello scenario SEN\_2050 si è invece stimato che una capacità di 300 GWh fosse quella più idonea alla gestione del sistema. Pur essendo condizionato dalla procedura manuale utilizzata, questo risultato indica con buona approssimazione che nei casi studiati la logica di Backup Integrato non richiede modifiche alla struttura del sistema per essere messa in pratica con efficacia. In Figura 46 si può osservare, per lo scenario SEN\_2050, la curva di durata della differenza tra la potenza erogata dai sistemi di accumulo quando viene utilizzata la logica di Backup Integrato e quella erogata utilizzando la logica di Backup Convenzionale. Si nota facilmente come la logica di Backup Integrato non porti ad uno sfruttamento particolarmente più intenso dei sistemi di accumulo, bensì ad un loro utilizzo in momenti differenti, ovvero dove risultano strategici per soddisfare correttamente la domanda elettrica. Di ciò si trova conferma anche

in Figura 42, dove si nota che le curve di durata della potenza erogata dai sistemi di accumulo secondo il funzionamento dettato dalle due logiche di Backup sono con buona approssimazione sovrapposte.

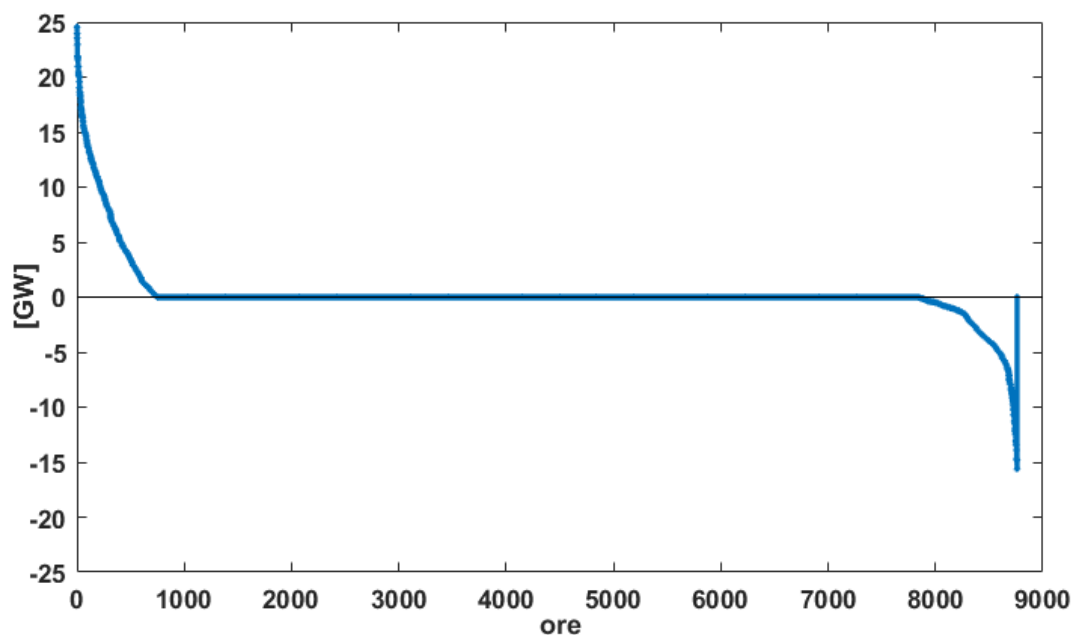


Figura 46: Differenza tra la potenza erogata dai sistemi di accumulo nel caso in cui si utilizzi la logica di Backup Integrato e quella che si ottiene utilizzando la logica di Backup Convenzionale. La curva è presentata sotto forma di curva di durata: I valori positivi sono relativi ad ore in cui la potenza risulta superiore nell'utilizzo secondo la logica BI, i valori negativi sono relativi ad ore in cui la potenza risulta superiore nell'utilizzo secondo la logica BC. Si può notare anche che le ore in cui la potenza erogata risulta diversa sono approssimativamente 1500, ovvero circa il 25% del numero di ore di deficit (6077) in cui i sistemi di accumulo erogano energia per supplire alla domanda residua.







## **Capitolo 5:**

### **L'integrazione della tecnologia da fusione in futuri mix di generazione elettrica decarbonizzati**

La tecnologia da fusione non sarà una risorsa utilizzabile nel processo di decarbonizzazione dei mix di generazione elettrica auspicato per i prossimi 20-30 anni, dal momento che essa sarà commercialmente disponibile solo nell'ultima parte del secolo, mentre le principali politiche energetiche messe in campo dai paesi occidentali prevedono il raggiungimento di tale obiettivo verso la metà del secolo. Quindi, come spiegato nel Capitolo 1, per il tempo in cui la tecnologia da fusione sarà tecnologicamente realizzabile la maggior parte del fabbisogno energetico sarà soddisfatto facendo ricorso a fonti di energia rinnovabile. Tuttavia, anche in tale contesto, l'inserimento di questa tecnologia all'interno di un mix di generazione elettrica può portare ad un miglioramento, sotto molti punti di vista, del funzionamento del sistema elettrico, ed è quindi utile indagarne la realizzabilità e le potenzialità studiando scenari energetici che ne prevedano l'utilizzo. Si è quindi scelto di analizzare degli scenari che considerino la struttura del sistema elettrico e la composizione del mix di generazione elettrica negli ultimi decenni del ventunesimo secolo (dal 2080 in poi), ovvero nel periodo in cui è prevedibile che la tecnologia da fusione possa essere matura non solo dal punto di vista tecnologico, ma anche da quello commerciale.

Lo studio di tali scenari energetici richiede la definizione di uno scenario di riferimento per gli anni considerati (a cui nel seguito, per praticità, ci si riferirà come "anno 2080"): tali scenari sono stati definiti estrapolando le attuali previsioni di sviluppo dei sistemi elettrici all'anno 2050, che prevedono un consistente ricorso alla produzione di energia per mezzo di impianti eolici e fotovoltaici, ovvero le tecnologie rinnovabili attualmente più mature dal punto di vista commerciale e tecnologico. In altre parole lo scenario di riferimento al 2080 considerato in questo contesto esclude "rivoluzioni" tecnologiche nel settore delle fonti rinnovabili e dei sistemi di accumulo, ipotizzando solo che si attuino le riduzioni di costo oggi previste per queste tecnologie, e che i potenziali delle stesse tecnologie al 2080 siano gli stessi oggi previsti per il "lungo periodo". L'unico salto tecnologico significativo preso in considerazione è proprio l'avvento della fusione.

#### **5.1 I criteri alla base della definizione degli scenari presentati**

Si è scelto di rappresentare il funzionamento di due tipi distinti di sistemi: uno in cui l'energia elettrica venga prodotta sfruttando in modo massiccio l'energia solare (scenari Sud Europa), ed uno in cui invece ci si affidi principalmente allo sfruttamento dell'energia eolica (scenari Nord Europa). Il fine di questa distinzione (senza dubbio insufficiente se si volesse rappresentare le diversificate condizioni di disponibilità energetica di stati o regioni esistenti) è quello di evidenziare, se presente, una differenza nella possibilità di integrare efficacemente la tecnologia da fusione che sia legata al tipo di fonte rinnovabile principalmente sfruttata. D'altra parte per simulare l'andamento orario della domanda elettrica e della produzione da impianti che sfruttano fonti non programmabili ci si è basati su dati storici di domanda e produzione oraria del 2015, messi a disposizione da TERNA (relativi al sistema elettrico italiano) ed ENTSO-E (relativi al sistema elettrico del Regno Unito), rispettivamente per il caso Sud Europa e per il caso Nord Europa. Dato il potenziale

di fonti rinnovabili sfruttabili da questi due paesi, i relativi sistemi elettrici rappresentano in modo efficace i due casi che si è scelto di studiare.

Nella scelta delle caratteristiche degli scenari si è scelto di mirare alla definizione di un sistema totalmente decarbonizzato che garantisca il costo minore dell'elettricità. Per entrambi i tipi di scenario, coerentemente con l'ipotesi di una penetrazione elettrica molto consistente, si è ipotizzato che la domanda elettrica annuale ammonti a 600 TWh, e che il profilo di tale domanda sia esattamente lo stesso di quello dell'anno di riferimento. Inoltre si ipotizza che la quota di energia elettrica importata sia pari a zero, ovvero di soddisfare tutto il fabbisogno di energia elettrica mediante produzione interna.

Si è ipotizzato il completo abbandono di qualsiasi tecnologia di generazione alimentata con combustibili fossili (l'utilizzo della tecnologia CCS non viene considerato), il che rende la generazione tramite impianti alimentati a biomassa l'unica tecnologia modulabile sfruttabile, fatta eccezione per gli impianti idroelettrici a bacino (nel caso Sud Europa). L'utilizzo delle fonti energetiche rinnovabili "secondarie" (idroelettrico ad acqua fluente, inceneritori RSU, impianti geotermici) è stato ipotizzato pari al massimo potenziale stimato per i mix di produzione dell'Italia e del Regno Unito. Questo è stato l'approccio tenuto anche per la definizione dei sistemi di accumulo idroelettrico a pompaggio per cui, in entrambi i casi, si prevede un potenziale di accrescimento molto limitato. Per quanto riguarda invece l'energia prodotta dalla fonte rinnovabile principale, la potenza installata e l'energia prodotta da generatori a biomassa, e la capacità dei sistemi di accumulo a batteria, essi sono stati dimensionati seguendo un processo iterativo, volto alla minimizzazione del costo complessivo, tenendo conto della necessità di soddisfare la domanda elettrica oraria senza eccedere le stime previste per la massima produzione ottenibile da impianti a biomassa<sup>8</sup>.

Infine si è ipotizzato un completo abbandono della tecnologia da fissione nucleare: questa ipotesi è motivata dalle considerazioni esposte in (1.2). È tuttavia importante puntualizzare che, ai fini del funzionamento del sistema elettrico e della sua simulazione, le caratteristiche di una centrale a fusione nucleare risultano pressoché identiche a quelle di una centrale a fissione, come spiegato in (1.3.5). Ciò significa che le considerazioni sul funzionamento del sistema tratte dagli scenari energetici studiati restano valide anche ipotizzando che la quota di energia fornita da centrali a fusione sia invece fornita da un parco di centrali appartenenti ad entrambe le categorie.

## 5.2 Gli scenari "Sud Europa"

Per il caso "Sud Europa" sono stati definiti tre scenari:

- 1) 100% Rinnovabile: lo scenario prevede un mix elettrico interamente basato sullo sfruttamento di fonti rinnovabili (principalmente energia solare prodotta da impianti fotovoltaici) dove non è contemplato l'utilizzo della tecnologia a fusione. Funge da scenario di riferimento per la rappresentazione di uno scenario decarbonizzato.
- 2) Fusione Baseload: in questo scenario è prevista la produzione di una consistente quota della domanda elettrica annua per mezzo di impianti a fusione. Si ipotizza di avere a disposizione un totale di 37.5 GW di potenza installata, che considerando un fattore di carico dell'80% garantiscono l'erogazione di una potenza pari a 30 GW

---

<sup>8</sup> EU Council - General Secretariat: Working Paper 1976/2016 REV 1: Revised technical report on Member State results of the EUCO policy scenarios - Gennaio 2017

durante tutte le ore dell'anno. L'energia prodotta risulta quindi pari a 263 TWh, ovvero il 44% della domanda.

- 3) Fusione con "modulazione" stagionale: questo scenario prevede di avere a disposizione la medesima potenza installata (37.5 GW) del caso precedente, e di produrre anche la stessa quantità di energia. Si aggiunge però l'ulteriore ipotesi che tale produzione di energia avvenga con una potenza erogata di 35 GW nei mesi "freddi" (ottobre, novembre, dicembre, gennaio, febbraio e marzo) e di 25 GW nei mesi "caldi" (aprile, maggio, giugno, luglio, agosto e settembre). Si ipotizza di poter ottenere questa condizione di funzionamento pianificando in modo opportuno i lunghi tempi di manutenzione necessari per la sostituzione di componenti come il Blanket ed il Divertore [10]. Il fine di questo scenario è quello di indagare se i problemi legati alla stagionalità della produzione fotovoltaica (vedi 1.2.1.3) possano essere contenuti prevedendo un profilo di produzione "complementare" per la tecnologia a fusione.

### **5.2.1 Caratteristiche e risultati delle simulazioni degli scenari Sud Europa**

Di seguito vengono discusse le caratteristiche dei tre scenari prodotti, con riferimento ai bilanci energetici ed ai valori di potenza (per i generatori) e di capacità (per i sistemi di accumulo) che li caratterizzano, riassunti in Tabella 4.

In tutti gli scenari "Sud Europa", escludendo la produzione da generatori fotovoltaici, la produzione da generatori alimentati a biomassa e, dove presente, la produzione da centrali a fusione, vengono prodotti 126 TWh, pari al 21% della domanda elettrica totale. Questa energia è prodotta da generatori idroelettrici (64 TWh - 10.7%; di cui 35 TWh prodotti da impianti idroelettrici ad acqua fluente ed i restati 31 TWh da impianti idroelettrici a bacino), geotermici (8 TWh - 1.3%), eolici (47 TWh - 7.8 %) e impianti per lo smaltimento del Rifiuto Solido Urbano (RSU) (7 TWh - 1.2%). Le capacità installate sono identiche in tutti gli scenari e sono state calcolate con lo stesso criterio esposto in (4.2), ovvero sulla base dei dati medi di producibilità per le fonti intermittenti e su valori tipici del fattore di carico per gli impianti per il carico di base (80% per gli inceneritori RSU, 90% per gli impianti geotermici e 50% per gli impianti idroelettrici ad acqua fluente). La produzione di energia da fusione, come anticipato, è la medesima nei due scenari che prevedono l'utilizzo di tale tecnologia: a variare è solamente il profilo di potenza oraria con cui viene erogata. Vengono prodotti 263 TWh, pari al 44% della domanda elettrica totale, con un fattore di carico ipotizzato dell'80%. La produzione di energia da impianti fotovoltaici, ovvero la fonte rinnovabile "primaria" degli scenari, ammonta invece a 590 TWh nello scenario "100%-RES", mentre negli scenari "Fusione Baseload" e "Fusione Stagionale" risulta pari rispettivamente a 162 TWh e 200 TWh.

Per quanto riguarda gli impianti di "backup", la potenza installata e l'energia prodotta da generatori modulabili alimentati a biomassa ammontano a 28 GW e 50 TWh, 22 GW e 60 TWh, 15 GW e 31 TWh, rispettivamente per il caso "100%RES", il caso "Fusione Baseload" ed il caso "Fusione Stagionale". Il fattore di carico medio con cui i generatori a biomassa producono energia risulta quindi rispettivamente pari al 20%, al 31% ed al 24%. È importante tuttavia ricordare che nel caso Sud Europa, basato sulle caratteristiche del sistema elettrico italiano, sono presenti 13 GW di potenza installata di impianti idroelettrici a bacino, che con una disponibilità di energia di circa 30 TWh su base annua contribuiscono al servizio di dispacciamento. La totale potenza modulabile nei tre scenari ammonta quindi rispettivamente a 41 GW, 35 GW e 28 GW.

La capacità di impianti idroelettrici a pompaggio è uguale in tutti gli scenari e pari a 100 GWh, con una potenza nominale di 8.1 GW. La capacità installata di accumulo a batteria ammonta invece rispettivamente a 1200 GWh, 400 GWh e 500 GWh (con potenze nominali di 150 GW, 50 GW e 62.5 GW). Anche in questo caso infatti, come nelle simulazione degli scenari della SEN descritte nel Capitolo 4, si ipotizza di usare moduli con capacità di accumulo di 8 ore alla potenza nominale.

**Tabella 4: Bilancio energetico, potenze e capacità installate per gli scenari Sud Europa.**

|  | 100% RES          |       | Fusione Baseload |       | Fusione Stagionale |       |    |
|--|-------------------|-------|------------------|-------|--------------------|-------|----|
|  | [GW]              | [TWh] | [GW]             | [TWh] | [GW]               | [TWh] |    |
| Gas naturale                             | 0                 | 0     | 0                | 0     | 0                  | 0     |    |
| Fusione                                  | 0                 | 0     | 37.5             | 263   | 37.5               | 263   |    |
| Eolico                                   | On-shore          | 23    | 45               | 23    | 45                 | 23    | 45 |
|  | Near-shore        | 2     | 5                | 2     | 5                  | 2     | 5  |
| Solare PV                                | Tetti (industrie) | 230   | 280              | 63    | 76                 | 78    | 94 |
|  | Tetti (case)      | 60    | 70               | 16    | 19                 | 20    | 24 |
|  | A terra           | 160   | 240              | 44    | 67                 | 55    | 82 |
| Energia idroelettrica                    | Bacino            | 12.8  | 29               | 12.8  | 31                 | 12.8  | 31 |
|  | Fluente           | 8     | 35               | 8     | 35                 | 8     | 35 |
| Bioenergia                               | RSU               | 1     | 7                | 1     | 7                  | 1     | 7  |
|  | Modulabile        | 28    | 50               | 22    | 62                 | 15    | 31 |
| Geotermico                               | 1.3               | 8     | 1.3              | 8     | 1.3                | 8     |    |
| Totale                                   | \                 | 769   | \                | 614   | \                  | 622   |    |
| Import(+)/Export(-)                      | \                 | 0     | \                | 0     | \                  | 0     |    |
| Energia tagliata                         | \                 | 130   | \                | 7     | \                  | 11    |    |
| Accumulo energetico (Capacità - Potenza) | [GW]              | [GWh] | [GW]             | [GWh] | [GW]               | [GWh] |    |
| Accumulo Idroelettrico                   | 9                 | 100   | 9                | 100   | 9                  | 100   |    |
| Accumulo a batteria                      | 150               | 1200  | 50               | 400   | 62                 | 500   |    |

### 5.2.1.1 Considerazioni tratte dai confronti dei tre scenari "Sud Europa"

Una consistente produzione di energia da generatori fotovoltaici si conferma strettamente legata al manifestarsi di eventi di sovrapproduzione. Come si vede nella Tabella 5, la percentuale di ore di surplus rispetto al numero di ore in cui si ha produzione di energia da parte degli impianti fotovoltaici varia tra il 54% e il 70%.

In tutti gli scenari la produzione di energia eccede la domanda: ciò è dovuto alla presenza di energia tagliata durante le ore di sovrapproduzione e all'energia dissipata nei processi di carica e scarica dei sistemi di accumulo. Tali quote sono relativamente contenute per gli scenari dove viene sfruttata l'energia a fusione mentre assumono valori decisamente più

consistenti nello scenario "100% RES". L'energia tagliata ammonta infatti a 7 TWh, 11 TWh e 130 TWh, rispettivamente per i casi "Fusione Baseload", "Fusione Stagionale" e "100%RES". L'energia dissipata in processi di carica e scarica risulta invece rispettivamente pari a 7 TWh, 11 TWh e 39 TWh. La totale produzione di energia ammonta a 769 TWh per lo scenario "100%RES", a 614 TWh per lo scenario "Fusione Baseload" ed a 622 TWh per lo scenario "Fusione Stagionale", ovvero una produzione rispettivamente pari al 128%, al 102% ed al 104% della domanda elettrica.

**Tabella 5: Dettaglio dei bilanci energetici relativo agli eventi di sovrapproduzione e di carica e scarica dei sistemi di accumulo.**

|  | 100% RES | Fusione Baseload | Fusione Stagionale |
|--|----------|------------------|--------------------|
| Ore di produzione degli impianti PV [h]    | 4561     | 4561             | 4561               |
| Ore di sovrapproduzione [h]                | 3129     | 2457             | 2986               |
| Energia in eccesso [TWh]                   | 351      | 53               | 82                 |
| Energia immagazzinata [TWh]                | 221      | 46               | 71                 |
| Energia dissipata per carica/scarica [TWh] | 39       | 7                | 11                 |
| Energia tagliata [TWh]                     | 130      | 7                | 11                 |

L'inserimento della tecnologia da fusione, con la relativa riduzione della quota di energia prodotta da generatori fotovoltaici, contribuisce alla riduzione del numero di ore di surplus, e soprattutto all'entità di tali surplus, portando ad una consistente riduzione dell'energia tagliata. Per lo stesso motivo si ottiene anche una riduzione della taglia dei sistemi di accumulo energetico a batteria necessari per la gestione degli eventi di surplus. Inoltre una sostenuta produzione di energia a potenza costante porta alla riduzione della domanda residua durante le ore di sottoproduzione, il che si traduce nella riduzione della potenza di impianti modulabili necessaria ad un corretto dispacciamento. Di ciò si può trovare conferma osservando le curve di durata della sovragerazione e della sottogenerazione per gli scenari Sud Europa, riportate in Figura 47.

Riguardo alle due modalità di produzione dell'energia da fusione, si può notare un aumento del 23% della produzione da impianti fotovoltaici nello scenario "Fusione Stagionale" rispetto al caso "Fusione Baseload": tale aumento, che comporta anche un incremento del 25% della taglia del sistema di accumulo a batteria, è giustificato dalla possibilità di ridurre consistentemente la potenza installata e l'energia erogata da impianti modulabili a biomassa, rispettivamente del 32% e del 50%. Inoltre, pur aumentando la quota di energia prodotta da impianti fotovoltaici e le ore di sovrapproduzione, la quota di energia tagliata non aumenta consistentemente (si mantiene costante in termini relativi rispetto alla totale energia in surplus, e pari al 12%). Ciò dimostra che una produzione "modulata" per gli impianti a fusione come quella proposta si accoppia bene con l'andamento stagionale della produzione da parte degli impianti fotovoltaici, e permette di ottenere un "profilo" di sovrapproduzione più facile da gestire con i sistemi di accumulo energetico. Osservando le curve di durata in Figura 47 non è facile trovare conferma di ciò, poiché tale rappresentazione non permette di tenere conto della distribuzione oraria di surplus e deficit: adottando il profilo di produzione "stagionale" la produzione in eccesso viene contratta durante le ore diurne del periodo "caldo" e

aumentata nelle medesime ore del periodo "freddo"; in modo complementare i deficit notturni vengono ridotti durante il periodo "freddo", ed aumentati durante il periodo "caldo". In sintesi si riesce ad attribuire alla produzione oraria un andamento più idoneo alla gestione dei sistemi di accumulo giornaliero.

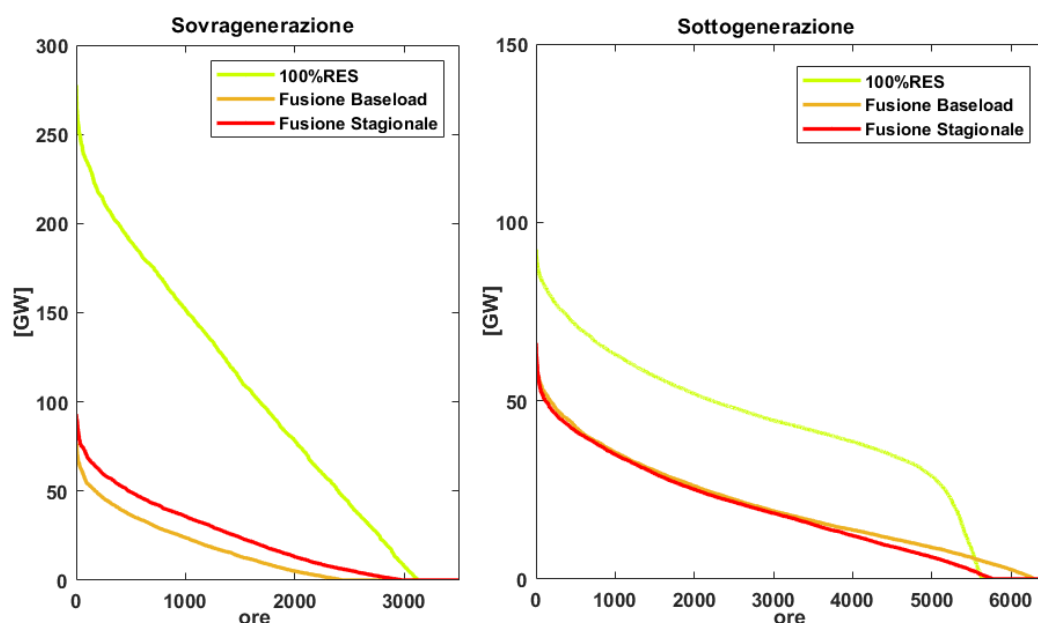


Figura 47: Curve di durata relative alla sovragerazione ed alla sottogenerazione nei casi Sud Europa. Si vede come l'introduzione della generazione da fusione riduca consistentemente l'entità dei deficit e dei surplus di potenza erogata.

### 5.3 Gli scenari "Nord Europa"

Per il caso "Nord Europa" sono stati definiti due scenari, analoghi ai primi due scenari presentati per il caso "Sud Europa":

- 1) 100% Rinnovabile: questo scenario prevede un mix elettrico interamente basato sullo sfruttamento di fonti rinnovabili (principalmente energia eolica prodotta da impianti Off-shore) dove non è contemplato l'utilizzo della tecnologia a fusione. Funge anch'esso da scenario di riferimento per la rappresentazione di uno scenario decarbonizzato.
- 2) Fusione Baseload: in questo scenario è prevista la produzione di una consistente quota della domanda elettrica annua per mezzo di impianti a fusione. Si ipotizza di avere a disposizione un totale di 37.5 GW di potenza installata, che considerando un fattore di carico dell'80% garantisce l'erogazione di una potenza pari a 30 GW durante tutte le ore dell'anno. L'energia prodotta risulta quindi pari a 263 TWh, circa il 44% della domanda.

Non è stato considerato uno scenario "Fusione Stagionale" anche per il caso Nord Europa poiché si è ritenuto che la distribuzione mensile della produzione da impianti eolici, pur presentando delle variazioni su base stagionale, non fosse efficacemente integrabile con un profilo di produzione "modulato" degli impianti a fusione.



### ***5.3.1 Caratteristiche e risultati delle simulazioni degli scenari Nord Europa***

Di seguito vengono discusse le caratteristiche dei due scenari prodotti, con riferimento ai bilanci energetici ed ai valori di potenza (per i generatori) e di capacità (per i sistemi di accumulo) che li caratterizzano, riassunti in Tabella 6.

Negli scenari "Nord Europa", escludendo la produzione da impianti eolici off-shore, la produzione da impianti modulabili alimentati a biomassa e, dove presente, la produzione da impianti a fusione, vengono prodotti 52 TWh, pari al 9% della domanda elettrica totale. Questa energia è prodotta da generatori eolici on-shore (30 TWh - 5%), generatori idroelettrici (6 TWh - 1%; interamente prodotti da impianti idroelettrici ad acqua fluente), generatori fotovoltaici (8 TWh - 1.5%) ed inceneritori RSU (8 TWh - 1.5 %). Le capacità installate sono uguali in entrambi gli scenari e sono state calcolate con lo stesso criterio esposto in (4.2), già richiamato in (5.2.1). In particolare la produzione da impianti eolici on-shore è stata inserita tra le fonti "secondarie" poiché si è ritenuto di non poterne aumentare arbitrariamente la potenza installata, a causa di problemi riguardanti l'occupazione di suolo e la disponibilità di siti idonei. La produzione di energia da fusione nel caso "Fusione Baseload", è la medesima considerata nei casi Sud Europa: vengono prodotti 263 TWh, pari al 44% della domanda elettrica totale, erogando costantemente 30 GW di potenza, a fronte di una capacità installata di 37.5 GW. La produzione di energia da generatori eolici off-shore, ossia la fonte "primaria" di energia considerata per questi scenari, dato l'elevato potenziale installabile stimato, ammonta invece a 640 TWh nello scenario "100%-RES", mentre nello scenario "Fusione Baseload" risulta pari a 290 TWh.

Per quanto riguarda gli impianti modulabili di backup, la potenza installata e l'energia prodotta da generatori a biomassa risultano praticamente identiche in entrambi gli scenari, ovvero 40 GW e 41 TWh per lo scenario "100%RES" e 39 GW e 40 TWh per lo scenario "Fusione Baseload": il fattore di carico medio con cui funzionano è pari al 12%. Non essendo disponibili altri tipi di impianti modulabili per il servizio di dispacciamento, i valori riportati equivalgono alle totali potenze modulabili a disposizione del sistema elettrico in questi scenari.

La capacità di impianti idroelettrici a pompaggio è uguale in entrambi gli scenari e pari a 50 GWh, con una potenza nominale di 3 GW. La capacità installata di accumulo a batteria ammonta invece rispettivamente a 1000 GWh e 400 GWh (con potenze nominali di 125 GW e 50 GW), rispettivamente per lo scenario "100%RES" e per quello "Fusione Baseload". Anche in questo caso infatti, come nelle simulazione degli scenari SEN descritte nel Capitolo 4 e per gli scenari del caso Sud Europa, si ipotizza di usare moduli con capacità di accumulo di 8 ore alla potenza nominale.

#### ***5.3.1.1 Considerazioni tratte dal confronto dei due scenari "Nord Europa"***

Anche in questo caso in entrambi gli scenari la produzione di energia eccede la domanda: ciò è dovuto, come negli scenari Sud Europa, alla presenza di energia tagliata durante le ore di sovrapproduzione e all'energia dissipata nei processi di carica e scarica dei sistemi di accumulo. Sebbene, analogamente a quanto si osserva negli scenari Sud Europa, la quantità di energia tagliata sia nettamente superiore nel caso "100%RES", non si rileva una differenza tanto marcata quanto quella degli scenari Sud Europa: nello scenario "100%RES" l'energia tagliata ammonta a 121 TWh, mentre nello scenario "Fusione Baseload" vengono tagliati 38 TWh. Nel secondo scenario si verifica quindi una riduzione dell'energia tagliata del 67%, decisamente inferiore alla riduzione del 96% e del 92% rilevate passando dallo scenario "100%RES SUD\_EU" rispettivamente agli scenari "Fusione Baseload SUD\_EU" e "Fusione Stagionale SUD\_EU".

Tabella 6: Bilancio energetico, potenze e capacità installate per gli scenari Nord Europa.

|  | 100% RES          |       | Fusione Baseload |       |     |
|--|-------------------|-------|------------------|-------|-----|
|  | [GW]              | [TWh] | [GW]             | [TWh] |     |
| Gas naturale                             | 0                 | 0     | 0                | 0     |     |
| Fusione                                  | 0                 | 0     | 37.5             | 263   |     |
| Eolico                                   | On-shore          | 12    | 30               | 12    | 30  |
|  | Off-shore         | 170   | 640              | 75    | 290 |
| Solare PV                                | Tetti (industrie) | 0     | 0                | 0     | 0   |
|  | Tetti (case)      | 10    | 8                | 10    | 8   |
|  | A terra           | 0     | 0                | 0     | 0   |
| Energia idroelettrica                    | Bacino            | 0     | 0                | 0     | 0   |
|  | Fluente           | 1.9   | 6                | 1.9   | 6   |
| Bioenergia                               | RSU               | 1     | 8                | 1     | 8   |
|  | Modulabile        | 40    | 41               | 39    | 40  |
| Geotermico                               | 0                 | 0     | 0                | 0     |     |
| Totale                                   | \                 | 733   | \                | 642   |     |
| Import(+)/ Export(-)                     | \                 | 0     | \                | 0     |     |
| Energia tagliata                         | \                 | 121   | \                | 38    |     |
| Accumulo energetico (Capienza - Potenza) | [GW]              | [GWh] | [GW]             | [GWh] |     |
| Accumulo Idroelettrico                   | 3                 | 50    | 3                | 50    |     |
| Accumulo a batteria                      | 125               | 1000  | 50               | 400   |     |

Tabella 7: Dettaglio dei bilanci energetici relativi agli eventi di sovrapproduzione e di carica e scarica dei sistemi di accumulo.

|  | 100% RES | Fusione Baseload |
|--|----------|------------------|
| Ore di produzione degli impianti PV [h]    | 8760     | 8760             |
| Ore di sovrapproduzione [h]                | 4933     | 4309             |
| Energia in eccesso [TWh]                   | 174      | 71               |
| Energia immagazzinata [TWh]                | 53       | 33               |
| Energia dissipata per carica/scarica [TWh] | 12       | 4                |
| Energia tagliata [TWh]                     | 121      | 38               |

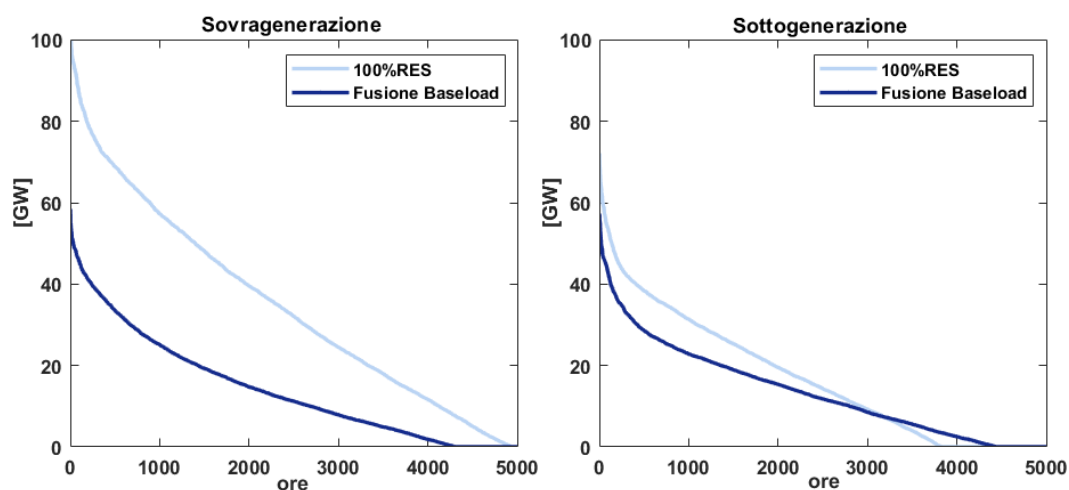


Figura 48: Curve di durata relative alla sovragerazione ed alla sottogenerazione nei casi Nordd Europa. Si vede come l'introduzione della generazione da fusione riduca consistentemente l'entità dei deficit e dei surplus di potenza erogata.

Analogamente a quanto constatato negli scenari Sud Europa, l'inserimento della tecnologia da fusione e la relativa riduzione della quota di energia prodotta da generatori eolici ha l'effetto di ridurre il numero di ore di sovrapproduzione e l'entità dei surplus di energia prodotta, come evidenziato in Tabella 7. Ciò comporta sia la riduzione della capacità installata di impianti di accumulo a batteria necessari alla gestione dei surplus, che la riduzione della quantità di energia tagliata, sebbene, come già spiegato, in misura minore che negli scenari Sud Europa. Tuttavia, diversamente dagli scenari Sud Europa, non si rileva una significativa variazione della potenza installata di impianti modulabili e della quota di energia da essi prodotta necessari alla garanzia di un corretto dispacciamento.

Una chiara differenza rispetto ai casi Sud Europa si nota quindi per quanto riguarda i generatori modulabili a biomassa: l'introduzione della tecnologia da fusione non comporta pressoché alcuna modifica all'energia prodotta da tali impianti e alla potenza installata richiesta. Per quanto riguarda il dato sull'energia prodotta, si può notare come ciò derivi dal fatto che la differenza tra l'energia tagliata e dissipata nei due scenari (133 TWh e 42 TWh) sia equivalente alla differenza di energia prodotta tra i due scenari (733 TWh e 642 TWh), e pari a 91 TWh. Per quanto riguarda invece il dato sulla potenza installata, facendo riferimento a Figura 48 si può notare come la curva di durata della domanda residua durante gli intervalli di sottogenerazione non cambi in modo particolarmente rilevante. Inoltre, la produzione da generatori eolici, sebbene sia mediamente più regolare di quella da generatori fotovoltaici, presenta in certi casi delle "discontinuità" che non permettono di ricorrere efficacemente ai sistemi di accumulo per far fronte alla domanda residua, e fanno sì che la potenza installata di generatori modulabili rimanga elevata. In Figura 49 e Figura 50 viene mostrato un esempio di tali condizioni.

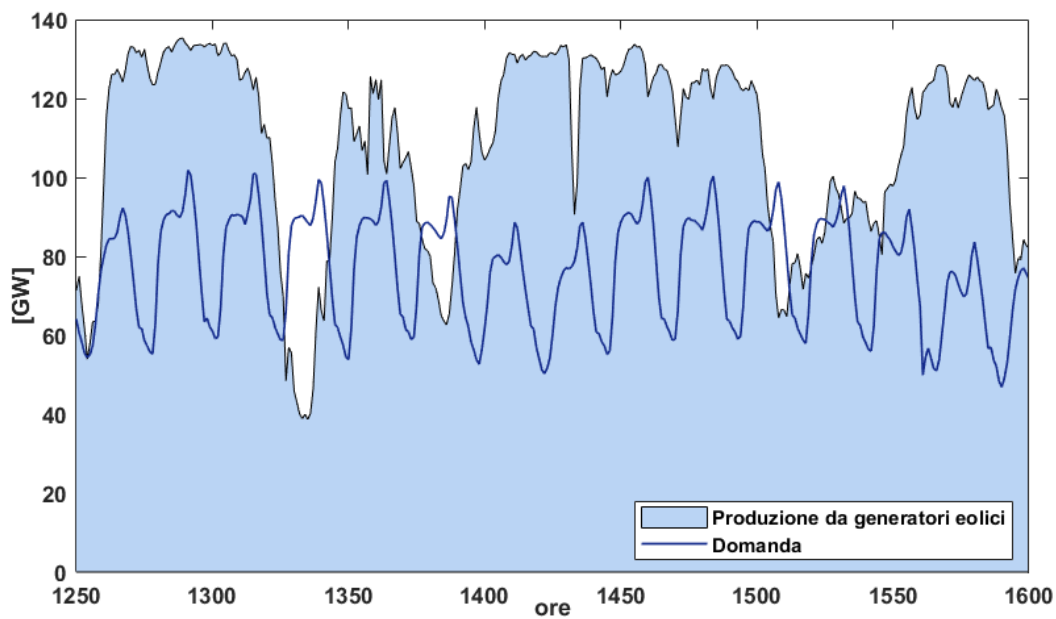


Figura 49: In questa figura si possono osservare due settimane a cavallo tra febbraio e marzo in cui la produzione eccede quasi costantemente la domanda: in queste condizioni la capacità degli impianti di accumulo energetico viene saturata, e solo una ridotta porzione dell'energia in surplus può essere immagazzinata ed erogata in seguito.

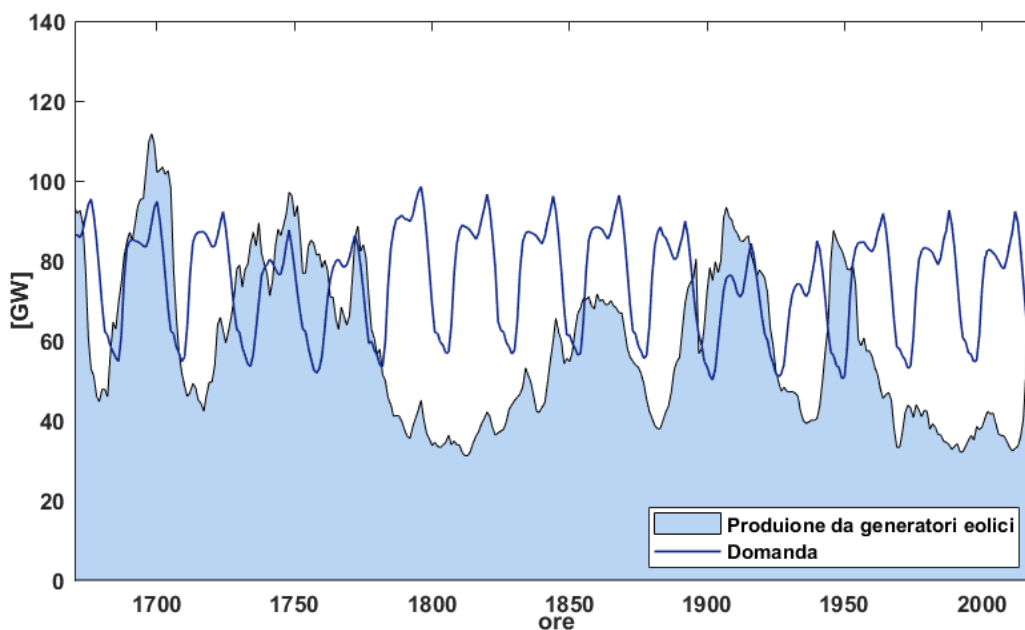


Figura 50: In questa figura si confrontano invece la produzione e la domanda durante le due settimane seguenti a quelle illustrate in Figura 49. Per quasi tutto il periodo considerato la produzione è inferiore alla domanda. In queste condizioni, una volta esaurita l'energia immagazzinata precedentemente, è difficile che gli impianti modulabili possano caricare gli impianti di accumulo, dal momento che sono quasi costantemente impegnati a produrre energia per coprire la domanda residua; di conseguenza, gli impianti di accumulo sono poco utili nell'affiancare i generatori modulabili e non permettono di ridurre consistentemente la potenza necessaria.

## 5.4 Il confronto tra gli scenari "Nord Europa" e gli scenari "Sud Europa"

Per tutti gli scenari è stata effettuata un'analisi di costo stocastica, sfruttando l'apposita sezione di COMESE che opera secondo le modalità descritte in (2.1.2). In Figura 52 si può osservare l'andamento della distribuzione di probabilità dell'LCOTE per ciascuno degli scenari analizzati, mentre in Figura 53 viene evidenziato il contributo di ciascuna tecnologia al valore complessivo dell'LCOTE. Le distribuzioni ed i valori in questione sono stati ottenuti basandosi sulle ipotesi tecniche ed economiche riportate in Tabella 8, a loro volta estrapolate dalle stime contenute in [22]. Nel seguito vengono descritte le diverse considerazioni che si possono trarre da questi risultati, presentate in [27].

### 5.4.1 Confronto degli scenari "100%RES" nei casi Nord Europa e Sud Europa

Osservando gli scenari "100% RES" si trova conferma del fatto che l'integrazione di una consistente produzione di energia per mezzo di generatori eolici sia più facile (i.e. meno costosa) rispetto a quella per mezzo di generatori fotovoltaici. Il valore atteso dell'LCOTE nel caso "100%RES Sud" (13.3 c€/kWh) risulta infatti nettamente superiore a quello del caso "100%RES Nord" (11.1 c€/kWh). Se si considera il contributo all'LCOTE delle seguenti tre categorie, ovvero rinnovabili intermittenti, accumulo e modulabili, si può notare come ciascuna di tali voci sia superiore nel caso Sud rispetto al caso Nord (Figura 53). Il motivo di questo "svantaggio" risiede nelle caratteristiche del profilo orario di generazione dei generatori eolici e di quelli fotovoltaici. In Figura 51 si può notare come nello scenario Nord gli eventi di sovragegenerazione siano di entità decisamente minore rispetto a quelli dello scenario Sud, e quindi più facili da gestire per mezzo dei sistemi di accumulo. Per quanto riguarda invece gli eventi di sottogenerazione, essi sono sia più frequenti che più consistenti nello scenario Sud. Si trova conferma di ciò nelle curve di durata della potenza erogata da generatori modulabili e sistemi di accumulo: nello scenario Sud essi erogano potenza per molte più ore e con valori molto più consistenti.

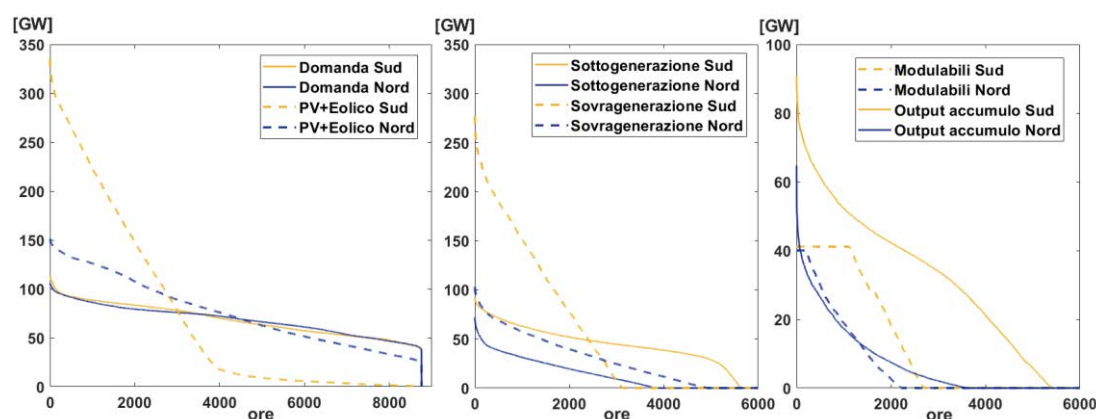


Figura 51: Confronto tra gli scenari 100%RES dei casi Nord e Sud. A sinistra: curva di durata della domanda e curva di durata della produzione dalla principale fonte rinnovabile dello scenario. Al centro: curve di durata della sovragegenerazione e della sottogenerazione. A destra: curve di durata della potenza erogata da generatori modulabili e sistemi di accumulo energetico.

Le caratteristiche presentate sono in accordo con la differenza del contributo all'LCOTE delle tre categorie menzionate in precedenza: la generazione intermittente negli scenari Sud Europa (i.e. da fotovoltaico) è più costosa poiché soggetta a maggiore taglio di energia. Gli impianti di accumulo contribuiscono maggiormente al costo del sistema poiché richiedono

capacità maggiori per accumulare efficacemente l'energia durante le ore di sovragerazione. Infine, sempre nel caso Sud Europa, i generatori modulabili devono produrre più energia.

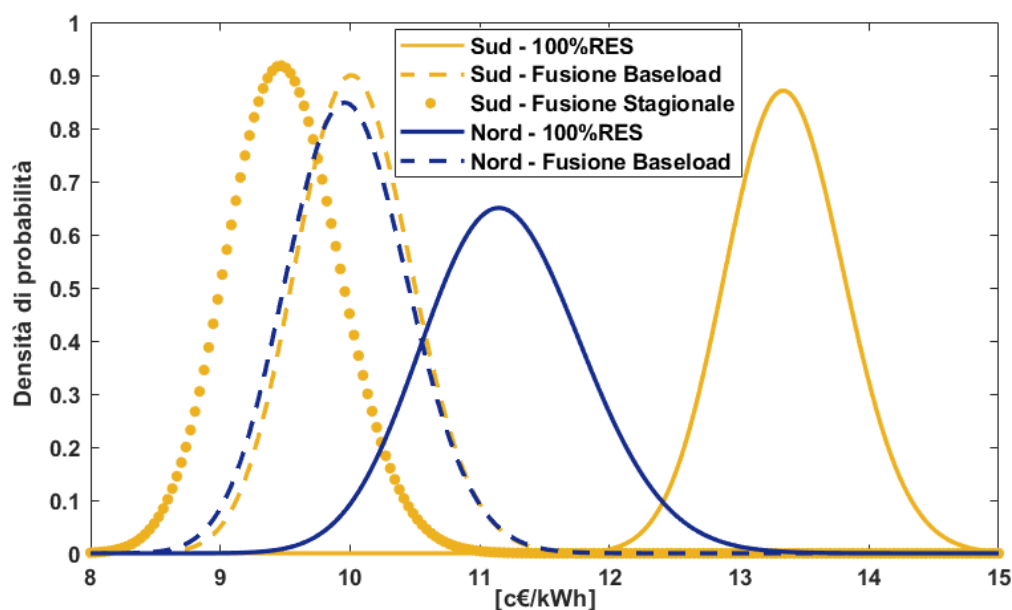


Figura 52: Andamento della densità di probabilità relativa all'LCOTE nei cinque scenari studiati. Le diversità nell'andamento delle curve relative agli scenari Nord Europa, ed in particolare per lo scenario 100%RES - Nord Europa, sono principalmente dovute alla differenza tra la distribuzione di probabilità scelta per i costi di investimento di impianti eolici (più estesa) e quella scelta per gli impianti fotovoltaici (più piccata).

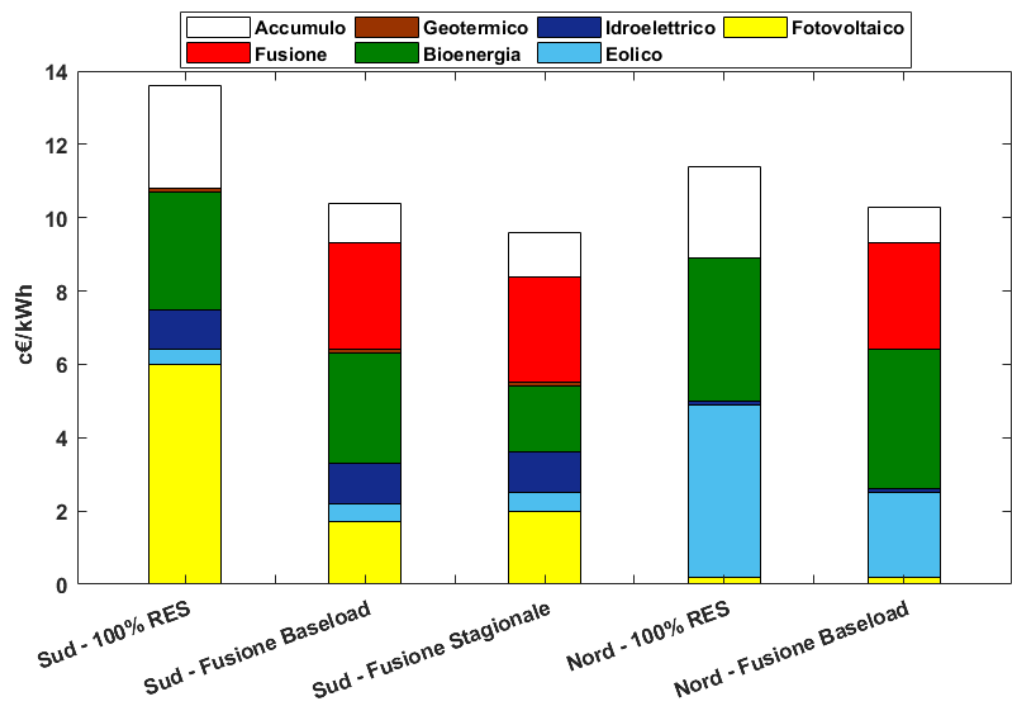


Figura 53: Contributi al valore dell'LCOTE delle varie tecnologie di produzione e di accumulo utilizzate negli scenari. I valori parziali sono relativi al valore centrale della distribuzione di probabilità della singola tecnologia. Il valore complessivo è pari all'LCOTE calcolato utilizzando tali valori centrali.

#### ***5.4.2 Confronto degli scenari "Fusione Baseload" nei casi Nord e Sud Europa***

L'utilizzo della tecnologia da fusione porta ad una consistente riduzione dell'LCOTE in entrambi i casi, ma soprattutto riduce quasi interamente la differenza di costo tra il caso Nord Europa ed il caso Sud Europa: il valore atteso per entrambi i casi si attesta attorno ai 10 c€/kWh, con pochi punti percentuali di differenza a favore del caso Nord Europa. Tale riduzione è da imputarsi principalmente alla riduzione della quota di energia tagliata ed all'utilizzo di sistemi di accumulo a batteria con capacità molto ridotta rispetto agli scenari "100%RES": si ottiene una riduzione della capacità installata del 67% e del 60%, rispettivamente per il caso Sud Europa e per il caso Nord Europa. Rimane invece sostanzialmente invariato il contributo all'LCOTE della produzione da generatori modulabili. L'utilizzo della tecnologia da fusione presenta anche un altro vantaggio, che non è possibile tradurre in termini di minor costo dell'energia elettrica prodotta: la consistente riduzione di utilizzo del suolo che si otterrebbe sostituendo una centrale a fusione ad un parco di produzione eolica o fotovoltaica di pari potenza

#### ***5.4.3 L'utilizzo del profilo di produzione "stagionale" per le centrali a fusione***

L'utilizzo della generazione da fusione con il profilo "stagionale" proposto si dimostra efficace nel ridurre ulteriormente l'LCOTE: rispetto ai casi Nord Europa e Sud Europa, che come già detto presentano valori dell'LCOTE pressoché identici, si ottiene un'ulteriore riduzione del 5% circa, arrivando ad un valore atteso di 9.5 c€/kWh. Come già spiegato nell'analisi dei diversi scenari del caso Sud Europa, in questo scenario troviamo un aumento della potenza installata (e dell'energia prodotta) da generatori fotovoltaici, e della capacità degli impianti di accumulo a batteria rispetto allo scenario in cui l'energia da fusione è prodotta a potenza costante. Tuttavia il conseguente aumento del contributo di queste tecnologie all'LCOTE è superato dal risparmio che si ottiene a seguito della riduzione della potenza installata e dell'energia prodotta da impianti modulabili a biomassa. È importante puntualizzare che l'ottenimento di un tale profilo di produzione si basa sull'ipotesi di una precisa programmazione dei fermi per manutenzione e sostituzione di tutto il parco di produzione delle centrali a fusione, e pertanto risulta un'ipotesi molto forte, che potrà assumere più valore solamente quando la ricerca nell'ambito della fusione sarà più progredita e permetterà di prevedere con maggiore sicurezza il funzionamento di un futuro reattore a fusione.

#### ***5.4.4 L'analisi di sensibilità sui costi di investimento della tecnologia a fusione***

Le analisi stocastiche dell'LCOTE per gli scenari "Fusione Baseload" nei casi Nord Europa e Sud Europa sono state ripetute assegnando ai costi di investimento overnight per la tecnologia da fusione dei valori via via più alti di quelli usati per i risultati riportati in Figura 52 e Figura 53 (pari a 6000 €/kW). In questo modo è stato possibile valutare, sotto le ipotesi tecniche ed economiche sui restanti componenti del sistema (Tabella 8), fino a che livello può arrivare il costo della tecnologia da fusione perché il suo utilizzo rimanga efficace nel ridurre l'LCOTE complessivo del sistema. I risultati, mostrati in Figura 54, evidenziano come per avere una riduzione dell'LCOTE nel caso Sud Europa il costo overnight della tecnologia da fusione possa arrivare fino ad un valore di 12500 €/kW, mentre nel caso Nord Europa l'utilizzo di tale tecnologia resta conveniente solo se il costo overnight si mantiene inferiore agli 8500 €/kW. Questa differenza deriva dal minor costo di un mix di generazione interamente decarbonizzato basato sullo sfruttamento di energia eolica piuttosto che sullo sfruttamento di energia solare, commentato in (5.4.1).

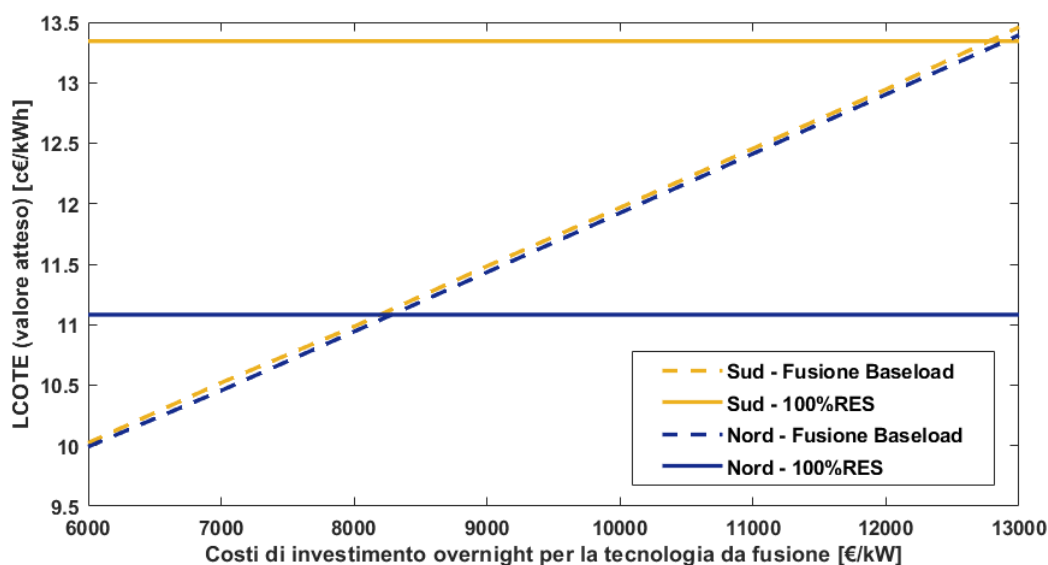


Figura 54: Nel grafico si può notare in corrispondenza di quale costo di investimento overnight per la tecnologia da fusione l'LCOTE (valore atteso) dello scenario "Fusione Baseload" diventi maggiore di quello dello scenario "100%RES". Il confronto viene effettuato sia per il caso Nord Europa (blu) che per il caso Sud Europa (giallo).

Tabella 8: Parametri tecnici ed economici utilizzati per il calcolo del costo delle diverse tecnologie di generazione e accumulo dell'energia elettrica. I dati sono basati su estrapolazioni delle stime presentate in [22].

|               | Investimento overnight [€/kW] | Costi O&M        |                   | Vita impianto [anni] | Ore di funzionamento a potenza nominale |             | LCOE [c€/kWh] |         |     |
|---------------|-------------------------------|------------------|-------------------|----------------------|---|-------------|---------------|---------|-----|
|               |                               | Fissi [€/kWanno] | Variabili [€/MWh] |                      | Nord                                    | Sud         | Nord          | Sud     |     |
| Fotovoltaico  | Tetti (case)                  | 1000±15%         | 20±15%            | \                    | 25±15%                                  | 800         | 1200          | 11.5    | 7.7 |
|               | Tetti (industrie)             | 800±15%          | 20±12%            | \                    | 25±15%                                  | 800         | 1200          | 9.7     | 6.5 |
|               | A terra                       | 800±15%          | 20±15%            | \                    | 25±15%                                  | 1100        | 1500          | 7.1     | 5.2 |
| Eolico        | On-shore                      | 1100±20%         | 20±30%            | \                    | 25±15%                                  | 2500        | 1900          | 4       | 5.3 |
|               | Near-shore                    | 2100±20%         | 30±30%            | \                    | 25±15%                                  | \           | 2200          | \       | 8.3 |
|               | Off-shore                     | 1800±20%         | 50±30%            | \                    | 25±15%                                  | 3800        | \             | 4.7     | \   |
| Idroelettrico | Bacino                        | 2500±40%         | 50±30%            | 5                    | 60±10%                                  | \           | 2500          | \       | 8   |
|               | Fluente                       | 3000±40%         | 80±30%            | 5                    | 60±10%                                  | 3200        | 4500          | 8       | 6   |
| Geotermico    | 3500±15%                      | 80±25%           | \                 | 30±15%               | \                                       | 7800        | \             | \       | 4.3 |
| Bioenergia    | Modulabile*                   | 3000±20%         | 100±25%           | 8                    | 15 +35%                                 | 1000 - 3000 |               | 50 - 24 |     |
|               | RSU**                         | 4500±20%         | 130±25%           | 30                   | 25 ±15%                                 | 7800        | 7800          | 0       | 0   |
| Fusione       | 6000±30%                      | 110              | \                 | 60                   | 7000                                    | 7000        | 6.3           | 6.3     |     |
| Accumulo      | Idroelettrico (η=81%)         | 1500±40%         | 20±25%            | \                    | 60±10%                                  | \           | \             | \       | \   |
|               | Batteria*** (η=85%)           | 750±20%          | 8±20%             | \                    | 10±25%                                  | \           | \             | \       | \   |

\*Si ipotizza che il costo del combustibile sia pari a 100 €/ton.

\*\*Si ipotizza che il costo del combustibile sia negativo e pari a -80 €/ton.

\*\*\*Si ipotizza l'utilizzo di moduli con tempo di carica/scarica nominale pari ad 8 ore



#### **5.4.5 L'impatto dell'ipotesi "copper plate" sui risultati degli scenari**

Nell'analisi dei risultati ottenuti è fondamentale tenere conto dell'ipotesi "copper plate" con cui è stata simulata la rete di trasmissione dell'energia elettrica. Con questo approccio non è possibile valutare l'impatto sul sistema di trasmissione di un determinato mix di generazione elettrica, sia dal punto economico che dal punto di vista tecnico. In particolare nel caso degli scenari "100%RES", l'ipotesi copper plate porta a trascurare i problemi legati alla differente collocazione dei principali centri di utilizzazione dell'energia e delle aree adatte alla produzione da fonte rinnovabile eolica o solare (1.2.1.4). Tale approccio risulta quindi conservativo nella valutazione dell'integrabilità della tecnologia da fusione: i risultati presentati, secondo cui tale tecnologia contribuisce ad una rilevante riduzione dell'LCOTE, non tengono conto dell'ulteriore beneficio relativo al funzionamento della rete di trasmissione dell'energia elettrica. La possibilità di installare le centrali a fusione vicino ai principali centri di utilizzazione comporterebbe la necessità di un potenziamento molto più ridotto della rete elettrica, con effetti benefici non solo in termini di costo, ma anche di riduzione delle procedure di autorizzazione e di minore occupazione del suolo.

### **5.5 Il confronto con i risultati ottenuti da PLEXOS ed EnergyPLAN**

Gli scenari "100%RES" e "Fusione Baseload" per il caso Sud Europa sono stati simulati anche utilizzando i codici EnergyPLAN e PLEXOS, descritti rispettivamente in (2.2) e (2.3). Come già accennato nel Capitolo 2, queste simulazioni sono state condotte al fine di valutare da un lato la validità dei risultati ottenuti, dall'altro la presenza di significative differenze nelle logiche utilizzate da strumenti alternativi a COMESE per la simulazione del funzionamento di un sistema elettrico su base oraria.

Come input di PLEXOS ed EnergyPLAN sono stati usati gli stessi dati orari utilizzati da COMESE, ossia gli andamenti di domanda e di produzione da fonti intermittenti forniti da TERNA e relativi all'anno 2015.

#### **5.5.1 Il confronto con PLEXOS**

Come spiegato in (2.3) il codice PLEXOS presenta delle sostanziali differenze rispetto al codice COMESE: le caratteristiche del sistema elettrico vengono definite secondo un processo di ottimizzazione, volto alla realizzazione del sistema col costo minore, ed il funzionamento orario di generatori e sistemi di accumulo dipende dalla simulazione del mercato elettrico: l'ordine di intervento delle diverse tecnologie viene stabilito in base al prezzo marginale. Per ottenere delle simulazioni confrontabili con quelle prodotte da COMESE, si è dovuto quindi adottare i seguenti accorgimenti:

1. La massima potenza installabile dei generatori e la taglia dei sistemi di accumulo è stata impostata pari a quella che presentano nello scenario definito con COMESE. In questo modo, nel definire il sistema, il codice PLEXOS ha potuto installare impianti di taglia minore o uguale a quelli dello scenario analizzato, ma mai superiore.
2. Per evitare che parte della potenza disponibile non venisse utilizzata a causa dell'ordine di intervento basato sulla simulazione del mercato elettrico, si è scelto di impostare tutti i costi delle diverse tecnologie pari a zero. In questo modo l'unico vincolo a cui è stato soggetto il codice è stato quello di minimizzare la domanda insoddisfatta.

3. È stato necessario un particolare approccio per la simulazione dei sistemi di accumulo: in PLEXOS gli impianti a batteria, con i relativi valori di potenza nominale, rendimento e capacità sono stati rappresentati nominalmente come impianti di accumulo idroelettrico. Il motivo di questa scelta risiede nel fatto che PLEXOS prevede un diverso utilizzo per impianti di accumulo a batteria ed impianti di accumulo idroelettrico: i primi non prevedono la possibilità di immagazzinare energia prodotta da generatori fotovoltaici, i secondi non prevedono invece la possibilità di immagazzinare energia prodotta da generatori eolici. Nel caso degli scenari Sud Europa, dove la maggior parte dell'energia in surplus è prodotta da impianti fotovoltaici e la capacità di accumulo è composta per più del 90% da sistemi a batteria, rappresentare i sistemi a batteria come tali avrebbe portato al taglio della maggior parte dell'energia solare, rendendo quindi la simulazione di tali scenari priva di significato.

In Tabella 9 sono rappresentati i risultati ottenuti dalle simulazioni eseguite con PLEXOS: vengono indicati il numero di ore in cui il sistema elettrico, sfruttando gli impianti di generazione e di accumulo a sua disposizione, non è stato in grado di soddisfare pienamente la domanda elettrica e la totale energia che in queste ore non è riuscito ad erogare. Il fine di queste simulazioni era verificare che i risultati di COMESE, specialmente quelli relativi alle potenze installate e alle energie generate da impianti di backup e di accumulo, ovvero relativamente alla efficacia del dispacciamento, fossero simili a quelli ottenibili con un codice di tipo commerciale come PLEXOS, adatto proprio a simulare il dispacciamento. Come mostra sinteticamente la Tabella 9, il confronto ha dato esito positivo: in entrambi gli scenari considerati, le potenze e le capacità installate sono state sfruttate al meglio, e si è verificato un solo evento, nel corso di tutto l'anno, in cui il sistema non è stato in grado di provvedere alla domanda, con un deficit di produzione circa pari ad 1 GW.

**Tabella 9: Risultati delle simulazioni effettuate con PLEXOS per la rappresentazione dei sistemi elettrici degli scenari "100%RES" e "Fusione Baseload" nel caso Sud Europa.**

|                              | 100%RES - Sud Europa | Fusione Baseload - Sud Europa |
|------------------------------|----------------------|-------------------------------|
| Ore di domanda insoddisfatta | 1                    | 1                             |
| Energia mancante             | 1.25 GWh             | 1.17 GWh                      |

Il codice COMESE con gli accorgimenti introdotti in questa tesi, relativi alla logica di intervento dei generatori di backup e dei sistemi di accumulo, consente di simulare il dispacciamento con risultati, in termini di efficacia ed efficienza di impiego dei sistemi coinvolti, analoghi a quelli del codice commerciale PLEXOS.

### **5.5.2 Il confronto con EnergyPLAN**

Come spiegato in (2.2), il codice EnergyPLAN, analogamente a COMESE, prevede la possibilità di gestire l'intervento delle diverse tecnologie di produzione secondo un ordine prestabilito, con l'obiettivo di minimizzare la domanda insoddisfatta, e non prevede una fase di ottimizzazione e pianificazione degli investimenti, ma solo la simulazione del funzionamento orario del sistema elettrico (o energetico).

In Tabella 10 sono riportati i principali risultati ottenuti simulando con EnergyPLAN gli stessi due scenari simulati anche con PLEXOS: viene riportata l'energia totale prodotta dal parco di produzione dello scenario simulato nel tentativo di soddisfare al meglio la domanda elettrica, ed in particolare la quota di energia prodotta dai generatori alimentati a biomassa. Inoltre viene riportata la totale energia tagliata e la totale energia mancante (che EnergyPLAN, come verrà chiarito in seguito, considera rispettivamente come energia esportabile ed importabile) ed il picco di potenza mancante (ovvero il picco della potenza importabile). Per i primi tre dati viene riportato anche il valore percentuale con riferimento al corrispondente valore calcolato simulando il sistema con COMESE, mentre per gli ultimi due ciò non è possibile, poiché il valore di riferimento risulta pari a 0. Come si vede, le simulazioni con EnergyPLAN mostrerebbero che l'insieme di generatori e sistemi di accumulo inclusi nei due scenari non riescono a soddisfare efficacemente la domanda elettrica.

Innanzitutto in entrambi gli scenari sono presenti rilevanti quote di domanda insoddisfatta: esse sono classificate come "import", poiché nel codice EnergyPLAN si ipotizza di poter ricorrere all'importazione di energia in tutti i momenti in cui il sistema non è in grado di far fronte alla domanda. Tali quote ammontano al 2.5% ed all'1.3% della totale domanda di energia elettrica, rispettivamente per il caso "100%RES" e per il caso "Fusione Baseload".

**Tabella 10: Risultati delle simulazioni ottenute con EnergyPLAN per la rappresentazione dei sistemi elettrici degli scenari 100%RES e Fusione Baseload nel caso Sud Europa.**

|  | 100%RES - Sud Europa | Fusione Baseload - Sud Europa |
|--|----------------------|-------------------------------|
| Energia totale prodotta                            | 871 TWh (+13%)       | 640 TWh (+4%)                 |
| Energia prodotta da impianti modulabili a biomassa | 153 TWh (+200%)      | 86 TWh (+39%)                 |
| Export<br>(Energia tagliata)                       | 272 TWh (+110%)      | 46 TWh (+560%)                |
| Import<br>(Energia mancante)                       | 15 TWh (/)           | 8 TWh (/)                     |
| Massimo Import<br>(Potenza mancante)               | 55 GW (/)            | 35 GW (/)                     |

Viene evidenziato anche il picco massimo della potenza importata, equivalente alla potenza installata mancante per far fronte efficacemente alla domanda: essa ammonta rispettivamente 55 GW e 35 GW. Si può poi notare che pur non riuscendo a soddisfare efficacemente la domanda, i generatori modulabili a biomassa producono quantità di energia decisamente superiore a quelle calcolate con COMESE: nello scenario "100%RES" tale quantità è addirittura triplicata.

L'ipotesi di far ricorso all'importazione di energia per supplire alle quote di domanda insoddisfatta dalla produzione interna è giustificata per un sistema quale quello danese, sulla base del quale è tarato l'impianto di EnergyPLAN. Considerata la domanda elettrica contenuta (33 TWh nell'anno 2016 [25]) e l'elevata potenza di interconnessione con i paesi limitrofi (5.8 GW totali di interconnessione con Germania, Svezia e Norvegia [26]) tale ipotesi è effettivamente realistica. Tuttavia è necessario puntualizzare che EnergyPLAN viene proposto, ed è spesso utilizzato, come strumento per la simulazione di sistemi elettrici che presentino caratteristiche anche molto differenti da quelle appena presentate. In questi

casi (tra cui la simulazione degli scenari qui presentati) l'approccio considerato può risultare inadeguato e fornire risultati fuorvianti.

Oltre alla domanda insoddisfatta, è poi presente una quota molto superiore di energia tagliata, che in modo simile a quanto accade per la domanda insoddisfatta viene classificata come "export", sotto l'ipotesi di poterla esportare. In questo caso è tuttavia possibile stabilire un massimo livello di energia esportabile: così facendo l'energia in eccesso viene divisa e classificata in EEP (Excess Exportable Production), ovvero la quota che si ipotizza di poter effettivamente esportare, e CEEP (Critical Excess Exportable Production), ovvero la quota che si ipotizza di dover invece tagliare. Nel nostro caso, in cui non si prevede scambio di energia con l'estero, tutto il surplus è stato classificato come CEEP. L'elevato valore di energia tagliata è ciò che causa l'aumento dell'energia prodotta da generatori modulabili e della totale energia prodotta.

L'esito negativo delle simulazioni, ed in particolare le caratteristiche di funzionamento appena descritte, sono imputabili principalmente a due fattori:

- 1) L'intervento di impianti modulabili ad energia limitata (i.e. idroelettrici) e dei sistemi di accumulo in fase di scarica non sono regolati sulla base di previsioni, ma vengono utilizzati per soddisfare il più possibile la domanda nella singola ora considerata. In questo modo, all'interno di alcuni periodi di sottoproduzione, la domanda residua viene soddisfatta pienamente nella prima parte dell'intervallo, e per nulla nella seconda.
- 2) Non è prevista la carica degli impianti di accumulo per mezzo dei generatori modulabili, come invece avviene nelle simulazioni effettuate con COMESE.

Dall'esito di queste simulazioni si può trovare conferma che un approccio basato sull'utilizzo di previsioni sull'andamento di domanda e produzione da fonti intermittenti condiziona fortemente i risultati ottenuti e consente di simulare criteri di gestione altrimenti non rappresentabili.





# Conclusioni

L'analisi oraria del funzionamento del sistema elettrico si conferma un approccio capace di mettere in luce risvolti e problematiche che non è possibile cogliere considerando solo i dati aggregati di produzione e le caratteristiche di funzionamento medie annue delle diverse tecnologie facenti parte del mix di generazione elettrica. La differenza tra i due approcci si manifesta principalmente con riferimento a due aspetti: il primo è la stima della capacità di immagazzinare e riutilizzare, per mezzo di sistemi di accumulo energetico, l'energia in eccesso prodotta durante intervalli di tempo caratterizzati da sovragerazione, tema comune allo studio di tutti i mix di produzione con elevata penetrazione di fonti rinnovabili intermittenti. Il secondo è la stima della potenza installata sotto forma di generatori di backup necessaria a garantire un corretto servizio di dispacciamento, ovvero ad assicurare che la produzione di energia elettrica eguagli in ogni momento la domanda, garantendo l'assenza di energia mancante non fornita agli utilizzatori. Si trova conferma di ciò nello studio di tutti gli scenari descritti in questa tesi, ed in particolare nell'analisi degli scenari della Strategia Energetica Nazionale presentati nel Capitolo 4.

L'analisi oraria risulta fondamentale anche per simulare l'utilizzo della logica di "Backup Integrato", ovvero il criterio di intervento sinergico tra generatori di backup e sistemi di accumulo energetico, basato sulla previsione della domanda elettrica e della produzione da fonti intermittenti, che viene proposto nel Capitolo 3. Questo approccio è stato inserito all'interno del codice COMESE e provato, come descritto nel Capitolo 3, su quattro mix di produzione eterogenei. In seguito è stato provato in modo più approfondito su uno di essi in particolare, ovvero il mix di produzione delineato della Strategia Energetica Nazionale, come descritto nel Capitolo 4. L'esito delle prove è stato positivo, ovvero ha confermato che la logica di Backup Integrato è efficace nel ridurre in modo rilevante la potenza installata dei generatori di backup necessaria a garantire un corretto servizio di dispacciamento. Questo risultato comporta una ricaduta economica diretta, legata al costo della quota di impianti che si può evitare di installare, ed una indiretta, relativa alla realizzazione di un minor numero di linee di interconnessione, aspetto che in questa tesi non è quantificato. Oltre alle ricadute economiche vanno inoltre considerate le ricadute in termini di riduzione dei processi autorizzativi e di minor occupazione del suolo.

Una volta appurata l'efficacia del criterio proposto, il codice COMESE, dotato della logica di Backup Integrato, è stato utilizzato per definire alcuni scenari, indicativamente all'anno 2080, con mix di produzione dell'energia elettrica totalmente decarbonizzati e la possibilità di sfruttare la tecnologia da fusione nucleare. In particolare tale possibilità è stata studiata in due casi distinti, chiamati "Nord Europa" e "Sud Europa", caratterizzati il primo da una elevata disponibilità di fonte eolica, il secondo di fonte solare, al fine di verificare su quali dei due la disponibilità della fusione apporterebbe un beneficio ed il quale misura. I risultati ottenuti mostrano come, sotto le ipotesi tecnologiche ed economiche considerate, l'inserimento della tecnologia da fusione risulti economicamente conveniente in entrambi i casi. Tale risultato è stato approfondito grazie ad un'analisi di sensibilità volta a determinare fino a che livello possano arrivare i costi di investimento relativi alla tecnologia da fusione perché il suo utilizzo continui a contribuire alla riduzione del costo medio dell'elettricità prodotta. L'analisi ha restituito un valore di costo limite di impianti di 12500 €/kW nel caso Sud Europa e di 8500 €/kW nel caso Nord Europa.

Nel Capitolo 5 sono presentati anche gli esiti dello studio di due degli scenari al 2080 mediante l'utilizzo di due codici commerciali: il codice PLEXOS, finalizzato alla pianificazione di investimenti nel settore energetico ed alla simulazione del dispacciamento, ed il codice EnergyPLAN, che analogamente a COMESE prevede la simulazione del funzionamento orario del sistema elettrico. PLEXOS, con i dovuti accorgimenti in fase di input dovuti alla diversa natura del codice, è stato in grado di definire modalità di dispacciamento analoghe a quelle delineate dagli scenari al 2080 definiti con COMESE. EnergyPLAN invece ha dimostrato di non essere in grado di simulare un funzionamento che soddisfi in modo adeguato la domanda facendo ricorso al mix di generazione e sistemi di accumulo elaborati con COMESE: tale incapacità è da imputarsi al mancato utilizzo da parte di EnergyPLAN di strumenti quali la previsione del comportamento futuro di domanda e produzione da fonti intermittenti, e della logica di Backup Integrato.

## **Sviluppi futuri**

Come emerge dalle considerazioni sugli scenari analizzati sia nel Capitolo 4 che nel Capitolo 5, l'ipotesi "copper plate", ovvero considerare tutti i generatori e tutti i carichi come fossero collegati ad un unico nodo, non permette di valutare le implicazioni che i diversi mix di generazione avrebbero sul sistema di trasmissione dell'energia elettrica; ovvero, a sistema di trasmissione invariato, quali sarebbero i vincoli da esso imposti sul parco di produzione e di accumulo. Questo aspetto è particolarmente rilevante nello studio di mix di produzione con elevato utilizzo di fonti rinnovabili intermittenti, a causa degli elevati valori di potenza installata (ben superiore al picco di domanda) e della mancata corrispondenza geografica tra siti idonei alla generazione ed aree maggiormente industrializzate o più densamente abitate, e quindi con più elevata domanda. Il tema può essere affrontato sia considerando la struttura del sistema di trasmissione come dato di input, al fine di delineare un mix di produzione compatibile con le capacità di trasmissione, sia come dato di output, ovvero determinando quale sia la configurazione del sistema di trasmissione necessaria a soddisfare la domanda facendo ricorso ad un certo tipo di mix di produzione e di accumulo. Nel secondo caso risulterebbe possibile aggiungere alle diverse voci di costo anche quella relativa al potenziamento del sistema di trasmissione necessario al corretto funzionamento del mix di produzione proposto. L'inserimento di un modello che simuli il funzionamento della rete di trasmissione dell'energia elettrica, con riferimento almeno alla suddivisione in zone, convenzionalmente adottata da TERNA, è quindi da considerarsi uno sviluppo particolarmente indicato per il codice COMESE.

Un'altro sviluppo possibile, volto invece a migliorare l'utilizzo delle previsioni sia di generazione da fonte non programmabile, sia di domanda, sarebbe quello di adottare un approccio stocastico, volto a rappresentare l'incertezza e gli eventuali errori di valutazione che possono caratterizzare le previsioni sulla domanda e soprattutto sulla produzione da fonti intermittenti







# Bibliografia

- [1] Politiche sul clima e scenari emissivi - ISPRA  
URL: [www.isprambiente.gov.it/it/temi/cambiamenti-climatici/politiche-sul-clima-e-scenari-emissivi](http://www.isprambiente.gov.it/it/temi/cambiamenti-climatici/politiche-sul-clima-e-scenari-emissivi)  
(dicembre 2018)
- [2] IPCC - Intergovernmental Panel on Climate Change  
URL: [www.ipcc.ch](http://www.ipcc.ch)  
(dicembre 2018)
- [3] *2050 EU Energy Strategy*,  
URL: [ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy-and-energy-union/2050-energy-strategy](http://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy-and-energy-union/2050-energy-strategy)  
(dicembre 2018)
- [4] *ROADMAP 2050*  
URL: [www.roadmap2050.eu](http://www.roadmap2050.eu)  
(dicembre 2018)
- [5] IAEA - PRIS (Power Reactor Information System)  
**Under Construction Reactors / Operational & Long Term Shutdown Reactors**  
URL: [pris.iaea.org/PRIS/WorldStatistics/OperationalReactorsByCountry.aspx](http://pris.iaea.org/PRIS/WorldStatistics/OperationalReactorsByCountry.aspx)  
(novembre 2018)
- [6] Dominik Heide, Martin Greiner, Lüder von Bremen, Clemens Hoffmann  
**"Reduced storage and balancing needs in a fully renewable European power system with excess wind and solar power generation"**  
*Renewable Energy*, 36 (2011), 2515-2523
- [7] Sonja Babrowski, Patrick Jochem, Wolf Fichtner  
**"Electricity storage systems in the future German energy sector An optimization of the German electricity generation system until 2040 considering grid restrictions"**  
*Computers & Operations Research*, 66 (2016), 228-240
- [8] Paul Neetzow, Anna Pechan, Klaus Eisenack  
**"Electricity storage and transmission: Complements or substitutes?"**  
*Energy Economics*, 76 (2018), 367-377
- [9] Manuel Götz, Jonathan Lefebvre, Friedemann Mörs et al.  
**"Renewable Power-to-Gas: A technological and economic review"**  
*Renewable Energy*, 85 (2016), 1371-1390

- [10] Consorzio RFX et al. *Fisica e ingegneria della Fusione: la ricerca verso una nuova fonte di energia - II edizione*, Vigoroveva (PD), 2007
- [11] Daniele Maggio, *Assessment of the economics of fusion energy as a key element of a future sustainable energy mix*, to be discussed
- [12] H. Lund, *EnergyPlan – advanced energy systems analysis computer model. Documentation Version 13.1 - Aalborg University Denmark* (2015).
- [13] Energy Exemplar - PLEXOS 2018  
URL: [energyexemplar.com](http://energyexemplar.com)  
(dicembre 2018)
- [14] Loulou, R., Remne, U., Kanudia, A., Lehtila, A., Goldstein, G., *Documentation for the TIMES Model*, 2016
- [15] TIMES  
URL: [iea-etsap.org/index.php/etsap-tools/model-generators/times](http://iea-etsap.org/index.php/etsap-tools/model-generators/times)  
(dicembre 2018)
- [16] Peerapat Vithayasrichareon, IainF.MacGill  
**"A Monte Carlo based decision-support tool for assessing generation portfolios in future carbon constrained electricity industries."**  
*Energy Policy*, 41 (2012), 374–392
- [17] P.A. Østergaard  
**"Reviewing EnergyPLAN simulations and performance indicator applications in EnergyPLAN simulations."**  
*Applied Energy*, 154 (2015), 921-933
- [18] PLEXOS WIKI  
URL: [wiki.energyexemplar.com](http://wiki.energyexemplar.com)  
(dicembre 2018)
- [19] Mercato Elettrico  
URL: [www.terna.it/it-it/sistemaelettrico/mercatoelettrico.aspx](http://www.terna.it/it-it/sistemaelettrico/mercatoelettrico.aspx)  
(dicembre 2018)
- [20] Ministero dello Sviluppo Economico, Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, *SEN - Strategia Energetica Nazionale*, Novembre 2017
- [21] Giulia Ardito, Donatella Bobbio, Matteo Leonardi, *Obiettivo 2050 - Per una roadmap energetica al 2050: rinnovabili, efficienza, decarbonizzazione*, Ref-e, Settembre 2012
- [22] Joint Reserch Centre - European Commission, *ETRI - Energy Technology Reference Indicator Projections for 2010-2050*, Publication Office of the European Union, 2014
- [23] aavv RSE, *Decarbonizzazione dell'economia italiana - Scenari di sviluppo del sistema energetico nazionale*, San Giuseppe Milanese (MI), editrice Alkes, 2017

- [24] aavv RSE, *Visioni diveRSE – Scenari e analisi a supporto della Strategia Energetica Nazionale*, editrice Alkes, 2018, ISBN 978-88-907527-7-3, in corso di pubblicazione
- [25] aavv ENERGINET, *Environmental Report for Danish electricity and CHP for 2016 status year*  
URL: [en.energinet.dk/About-our-reports/Reports/Environmental-Report-2017](http://en.energinet.dk/About-our-reports/Reports/Environmental-Report-2017)
- [26] Peter Sorknæs, Henning Mæng, Thomas Weiss, Anders N. Andersen, *Overview of the Danish Power system and RES integration*, stoRE - URL: [www.stoRE-project.eu](http://www.stoRE-project.eu)
- [27] C. Bustreo, U. Giuliani, D. Maggio, G. Zollino  
**"How fusion power can contribute to a fully decarbonized European power mix after 2050"**  
Fusion Engineering and Design, to be published (dicembre 2018)

# Fonti

## Figure

- [1] CGDev - Center for Global Development  
<https://www.cgdev.org/media/electricity-consumption-and-development-indicators>
- [2] (1800-1965) basata su dati da:  
BP statistical review 2016  
[www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html](http://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html)
- [2] (1965-2016) basata su dati da:  
Vaclav Smil  
Energy and Civilization: a History  
The MIT press, 2017
- [3] basata su dati da:  
BP statistical review 2016  
[www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html](http://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html)
- [4] [www.roadmap2050.eu/attachments/files/Corepresentation.pdf](http://www.roadmap2050.eu/attachments/files/Corepresentation.pdf)  
Slide 6 di 19
- [8] a) Dipartimento per lo Sviluppo e la Coesione Economica - Ministero dello Sviluppo Economico  
[www.agenziacoesione.gov.it/it/conosciamoci/banche\\_dati\\_e\\_strumenti/L\\_appendice\\_statistica\\_del\\_rapporto\\_annuale/](http://www.agenziacoesione.gov.it/it/conosciamoci/banche_dati_e_strumenti/L_appendice_statistica_del_rapporto_annuale/)
- [8] b) SolarGIS 2011  
[it.wikipedia.org/wiki/File:SolarGIS-Solar-map-Italy-it.png](http://it.wikipedia.org/wiki/File:SolarGIS-Solar-map-Italy-it.png)
- [8] c) GERMANY'S GEOGRAFY  
[geogermanykat.wordpress.com/tag/gdp-per-capita/](http://geogermanykat.wordpress.com/tag/gdp-per-capita/)
- [8] d) Valerie Blankenhorn, Bernd Resch  
**Determination of suitable areas for the generation of wind energy in Germany: Potential areas of the present and future**  
Geo-information, 3 (2014), 942-967

- [9] Appunti dalle lezioni di *Tecnica ed Economia dell'Energia*, AA 2014/2015  
Corso di laurea triennale in Ingegneria dell'Energia  
Università degli Studi di Padova
- [17] [www.energyplan.eu](http://www.energyplan.eu)
- [18] *ibid.*
- [34] SEN - Strategia Energetica Nazionale 2017  
[www.sviluppoeconomico.gov.it/images/stories/documenti/Testo-integrale-SEN-2017.pdf](http://www.sviluppoeconomico.gov.it/images/stories/documenti/Testo-integrale-SEN-2017.pdf)  
pag. 30
- [34] b) *ibid.*  
pag 58
- [35] *ibid.*  
pag. 53
- [39] a) *ibid.*  
pag 57
- [39] b) aavv RSE  
*Visioni diveRSE – Scenari e analisi a supporto della Strategia Energetica Nazionale*  
editrice Alkes, 2018, ISBN 978-88-907527-7-3, *in corso di pubblicazione*
- [51] C. Bustreo, U. Giuliani, D. Maggio, G. Zollino  
**"How fusion power can contribute to a fully decarbonized European power mix after 2050"**  
Fusion Engineering and Design, to be published (dicembre 2018)
- [52] *ibid.*
- [53] *ibid.*
- [54] *ibid.*





# Ringraziamenti

Grazie a Chiara Bustreo e Giuseppe Zollino per avermi dato la possibilità di affrontare questo lavoro come fosse un inizio, e non una fine.

Grazie a Gabriele per le discussioni a notte fonda sulla strada per l'imbarcadero. Grazie a Riccardo per i disegni sul banco e i "mi do impreparato". Grazie a Giacomo della sua bontà. Grazie a Matteo per il suo entusiasmo. Grazie a Francesco per il suo sorriso. Grazie a Giacomo della sua lealtà.

Grazie a Federico, Giovanni e a tutti gli amici di Via Bergamo 21, per la mostra del vino, le partite a RisiKo e le cene all'Interno 1.

Grazie a Davide, Vittorio, Luca e Gabriele per le corse in bicicletta fino in via Forcellini.

Grazie ad Andrea, Serena, Laura e Piero, per tutti gli "arrivo dopo, devo studiare" accettati con un sorriso, spesso immeritato.

Grazie a Daria per avermi sopportato, sostenuto e corretto le e-mail fino allo sfinimento. Ma grazie soprattutto di avermi sempre dato modo di credere in noi.

