

Realizzazione di data set nodale di sistema elettrico per applicazioni a supporto della pianificazione

Roberto Calisti, Maria Vittoria Cazzol, Izabella Faifer, Lorenzo Carmine Vitulano

2023

Progetto Evoluzione, pianificazione, programmazione ed esercizio delle reti elettriche

Piano Triennale di Realizzazione 2022-2024 della Ricerca di Sistema Elettrico Nazionale



Accordo di programma 2022-2024 con il Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica per le attività di ricerca e sviluppo di interesse generale per il sistema elettrico nazionale.

Progetto Evoluzione, pianificazione, programmazione ed esercizio delle reti elettriche

Work Package WP 2 - Nuovi metodi e strumenti per la gestione delle reti e per valutazioni di adeguatezza, sicurezza e resilienza

Linea di Attività LA 2.05 - Metodi e strumenti di pianificazione e programmazione delle reti elettriche considerando anche adeguatezza e resilienza: approfondimenti ed estensioni

Codice identificativo RT 2.03-2.05-1

Titolo: Realizzazione di data set nodale di sistema elettrico per applicazioni a supporto della pianificazione

Autori: Roberto Calisti, Maria Vittoria Cazzol, Izabella Faifer, Lorenzo Carmine Vitulano

Verificatori: Diego Cesare Cirio

Approvatori: Michele Benini, Chiara Gandolfi

Tipologia di documento: RAPPORTO

Data di emissione: 31/12/2023

Note: prima emissione

© Copyright 2023 by Ricerca sul Sistema Energetico-RSE S.p.A.

Contributo/i liberamente utilizzabile/i a condizione che venga chiaramente e visibilmente citata la società titolare.

Per la tutela dell'ambiente, prima di stampare questo documento pensa bene se è veramente necessario.



INDICE

INDICE	3
SOMMARIO.....	4
1 - INTRODUZIONE	5
2 - DATA SET DEL SISTEMA ELETTRICO NAZIONALE	6
2.1 Perimetro del sistema e fonti dei dati	7
2.1.1 <i>Dati di sistema elettrico da "PoliTO"</i>	7
2.1.2 <i>Equivalente di rete AT nelle stazioni a 400 e 220 kV</i>	9
2.1.3 <i>Generatori su nodi non rappresentati</i>	11
2.2 Dati di rete	13
2.2.1 <i>Zone, Sezioni e Stazioni</i>	14
2.2.2 <i>Nodi di stazione</i>	15
2.2.3 <i>Linee (aeree e in cavo)</i>	15
2.2.4 <i>Trasformatori</i>	16
2.2.5 <i>PST e HVDC</i>	17
2.2.6 <i>Parco di generazione</i>	18
2.3 Dati di scenario 2021	31
2.3.1 <i>Capacità di scambio sulle sezioni (NTC)</i>	31
2.3.2 <i>Indisponibilità di generatori e collegamenti</i>	33
2.3.3 <i>Parco di generazione</i>	36
2.3.4 <i>Carico e fabbisogno</i>	40
2.3.5 <i>Import ed Export</i>	42
2.4 Risultati preliminari in scenario 2021	44
2.5 Evoluzione del data set e prospettive future	48
2.5.1 <i>Anni climatici per simulazione Monte Carlo</i>	48
2.5.2 <i>Scenari futuri</i>	49
3 - SPECIFICHE PER LE FUNZIONI DI ACQUISIZIONE DEL DATA SET IN NEWREMARK+	51
3.1 Dati generali	51
3.2 Dati dei generatori	52
3.3 Zone e Nodi	53
3.4 Collegamenti	53
3.5 Import ed Export	55
4 - CONCLUSIONI	56
5 - BIBLIOGRAFIA	57
6 - APPENDICE: IL PROGRAMMA NEWREMARK+	60
7 - APPENDICE: LA PROCEDURA SPOPSI	61
8 - APPENDICE: EQUIVALENTI DI SISTEMI IDROELETTRICI	62
9 - APPENDICE: INTERVENTI SULLA RETE ALL'ANNO 2027	65
10 - APPENDICE: MODELLO DI SCENARIO ZONALE EUROPEO	67
11 - ACRONIMI	71



SOMMARIO

Per consolidare un approccio di studio nodale a supporto delle analisi di pianificazione per il sistema di trasmissione e generazione, è stato organizzato un data set del sistema elettrico italiano utile per le elaborazioni con strumenti di calcolo basati su *Optimal Power Flow* sequenziale. Il data set è stato predisposto con l'obiettivo di essere acquisito dallo strumento NewRemark+, finalizzato alle analisi dei benefici degli interventi di espansione della rete. Sono quindi state specificate le funzioni necessarie per la gestione del data set in preparazione dei dati di input a NewRemark+.

I dati della rete elettrica nazionale si basano su una visione di sviluppo all'anno 2027. Sono state descritte la rete di altissima tensione a 400 e 220 kV e la distribuzione topologica di carico, generazione e dei punti di import/export.

Il sistema di generazione rappresentato è coerente con le unità di produzione rilevanti del *Transparency Platform* 2021 di ENTSO-E. Le caratteristiche di dettaglio del parco termoelettrico sono state fissate in base alle indicazioni di ENTSO-E (ERAA 2021). Il parco idroelettrico è stato ulteriormente dettagliato in base alle informazioni disponibili in RSE nel database HESCI, così come quello eolico è stato verificato sulla base delle informazioni raccolte da RSE in fase di realizzazione dell'Atlante Eolico. Le profilazioni del carico, delle produzioni aleatorie non modulabili, degli apporti naturali idroelettrici e dell'energia in import/export dall'estero sono state ricavate dai consuntivi 2021 pubblicati da Terna (*Transparency Report*) e dal Gestore Mercati Energetici. I dati che caratterizzano la disponibilità degli elementi di rete e di generazione sono stati rilevati nei documenti pubblicati da ENTSO-E e da Terna.

Con l'obiettivo finale di eseguire una simulazione probabilistica di tipo Monte Carlo sequenziale, costituita da un campione significativo e rappresentativo di diversi anni climatici, il data set ha raggiunto il livello di dettaglio necessario per eseguire un primo test deterministico con il programma NewRemark+.

Il data set costituisce la base di informazioni su cui implementare ipotesi future di sviluppo del sistema elettrico per simularne e studiarne il funzionamento in scenari di lungo termine.

Keywords: Pianificazione della Rete Elettrica, Rete elettrica di Trasmissione Nazionale, Affidabilità, Mercato Elettrico



1 - INTRODUZIONE

In tema di pianificazione del sistema elettrico di trasmissione e generazione, nell'ultimo decennio un filone di attività RSE ha riguardato la preparazione di appositi strumenti di calcolo da destinare all'analisi dei benefici dell'espansione del sistema [1] [2] [3]. In particolare, è stato realizzato e utilizzato un programma basato su *Optimal Power Flow* (OPF), sequenziale e con approccio nodale, per la valutazione di indici di adeguatezza e di altri indici tecnico-economici tipici degli studi di pianificazione. Il programma di calcolo, che ha preso il nome di NewRemark+ [4] ed è brevemente descritto in Appendice (Capitolo 6), è stato utilizzato, fra l'altro, per studi finalizzati a verificare i benefici sul sistema elettrico di alcuni progetti di rinforzo della rete di trasmissione nazionale previsti nel Piano di Sviluppo 2018 [5] [6]. L'attività è stata svolta per verifiche *Model Based* richieste di ARERA, in collaborazione con il TSO Terna che ha fornito confidenzialmente i dati del sistema elettrico nazionale da analizzare.

Successivamente a questa esperienza si è manifestata l'esigenza di predisporre un data set del sistema elettrico italiano basato su fonti pubbliche utile per sperimentare nuovi sviluppi di ricerca sui temi della pianificazione del sistema di trasmissione e generazione e per effettuare valutazioni a supporto di possibili richieste da parte delle Istituzioni di riferimento di RSE.

Per soddisfare tale esigenza è stata svolta un'attività di reperimento e predisposizione di un set di dati del sistema elettrico italiano, che nel suo stato preliminare combina un modello della rete di trasmissione di altissima tensione¹, prevista nel breve-medio termine (2027), e uno scenario di carico/generazione dell'anno 2021, dedotto dai dati a consuntivo pubblicati dai gestori della rete e dei mercati. Il disallineamento del riferimento temporale tra rete e scenario dipende dalla disponibilità dei dati reperiti; tale situazione consente comunque di effettuare i primi test necessari in previsione dell'evoluzione del data set verso la rappresentazione di scenari futuri.

Il data set è organizzato per essere elaborato con lo strumento di calcolo NewRemark+. A tal fine sono state specificate e implementate le funzioni di interfaccia, necessarie per gestire in modo efficiente la preparazione dei dati di input a NewRemark+.

Nel seguito, il rapporto presenta le fonti e la metodologia utilizzate per costituire il data set, i risultati preliminari dei test eseguiti, il lavoro ancora necessario per portare a conclusione il data set e per il suo sviluppo verso studi su scenari futuri. Infine, è riportata la descrizione dell'interfaccia predisposta per fornire il data set in input a NewRemark+.

L'attività non è ancora completa ma il data set ha raggiunto un buon livello di dettaglio che consente di eseguire il programma NewRemark+ per casi di test. Su questa base si possono eseguire dei casi di collaudo, utili a verificare la corretta impostazione del data set e del metodo di analisi.

Resta da realizzare e sperimentare la struttura degli elementi per eseguire con NewRemark+ una simulazione probabilistica completa di tipo Monte Carlo sequenziale: la rappresentazione dell'aleatorietà di alcune fonti rinnovabili e del carico potrà discendere dall'utilizzo della procedura SPOPSI [7] (sviluppata nel progetto "Evoluzione, pianificazione, programmazione ed esercizio delle reti elettriche") che consente di costruire i numerosi profili orari annuali necessari per simulare una campione significativo rappresentativo dei diversi anni climatici.

¹ I dati di rete sono stati reperiti nell'ambito di una collaborazione di RSE con il Politecnico di Torino finalizzata al finanziamento di una tesi di dottorato.



2 - DATA SET DEL SISTEMA ELETTRICO NAZIONALE

Il presente capitolo descrive le fonti e l'approccio seguito per la costruzione del data set, nonché la sua composizione.

Al momento della redazione del presente rapporto, il data set contiene le informazioni relative ai principali elementi del sistema elettrico nazionale italiano nella condizione di funzionamento reperita dai consuntivi riguardanti l'anno 2021 (produzione, carico, import/export) ma con dettaglio topologico della rete di trasmissione in altissima tensione (400 e 220 kV) prevista per l'anno 2027. Le informazioni contenute nel data set riguardanti grandezze di potenza ed energia elettrica sono limitate alla sola componente attiva².

Le informazioni che descrivono il sistema elettrico ai fini di un'analisi OPF semplificata lineare, multioraria e con dettaglio nodale, sono classificabili in tre sottoinsiemi principali:

- Rete elettrica (nodi e collegamenti);
- Generazione, Carico, Interconnessioni (collocazione topologica delle iniezioni e dei prelievi di potenza, loro puntuale definizione e profili orari);
- Disponibilità degli elementi (guasti forzati, manutenzioni programmate, aleatorietà delle fonti di energia, vincoli esterni come p.e. must-run, import/export, imposizioni stagionali, ecc.).

L'organizzazione del data set attualmente disponibile consiste in due fogli Excel in cui sono suddivise le informazioni distinguendole tra quelle:

- **statiche**, contenute in **Dataset.xlsx**, che riguardano caratteristiche fisiche della rete che non variano continuamente nel tempo ma mantengono valori costanti nello scenario considerato;
- **variabili**, contenute in **Scenario.xlsx**, che riguardano ipotesi mutabili di scenario o andamenti variabili nel tempo, come i profili caratteristici con definizione oraria.

Inoltre, è stato previsto un file accessorio **Asteldroelettriche_equivalenti.xlsx** (opzionale) per rappresentare in modo equivalente e semplificato la struttura delle aste idroelettriche, secondo le modalità specificate in Appendice (Capitolo 8).

Il data set sarà successivamente completato con le informazioni necessarie per alimentare un campione Monte Carlo completo, rappresentativo di un numero sufficiente di anni climatici in base ai quali si determinano diverse condizioni di funzionamento del sistema (producibilità da Fonti di Energia Rinnovabile - FER - e carico). La rappresentazione dell'aleatorietà delle FER e del carico potrà discendere dall'utilizzo della procedura SPOPSI [8].

Tenendo conto dell'attuale capacità di elaborazione dei migliori computer commerciali e degli strumenti di programmazione utilizzati (GAMS con solutori Cplex), il massimo livello di dettaglio consigliabile per una analisi da sottoporre al calcolo di NewRemark+ corrisponde ad una rete caratterizzata da circa 2.000 nodi.

Le pregresse esperienze di studio sul sistema elettrico nazionale consentono di conoscere le effettive dimensioni nodali di alcune reti di trasmissione già trattate: nel caso di una rete completa dei livelli di alta tensione (AT) 150 e 132 kV e dei nodi in media tensione (MT) degli alternatori in centrale, si arriva a contare circa 10.000 nodi. Estendendo la topologia del sistema a un adeguato equivalente estero sul confine Nord, il numero dei nodi può salire a circa 17.000. Invece, limitando

² Il programma di calcolo NewREMARK+, nel simulare il funzionamento della rete di trasmissione, adotta formulazioni semplificate lineari approssimate con le equazioni per una rete in corrente continua. Pertanto, non è necessario rappresentare la componente reattiva della potenza elettrica.



il sistema alla sola rete nazionale in altissima tensione (AAT), tale numero può scendere a circa 1.000. In questo ultimo caso, volendo dettagliare almeno gli schemi di stazione e di centrale per rappresentare i trasformatori di interconnessione AAT/AT e quelli MT/AT di *step-up* dei generatori, il numero dei nodi può salire fino a circa 1.800.

2.1 Perimetro del sistema e fonti dei dati

A partire da quanto premesso, i dati topologici di una rete elettrica nazionale italiana con caratteristiche e dimensioni adeguate (solo rete 400 e 220 kV, stazioni rappresentate fino alle sbarre 150/132 kV, circa 2000 nodi) sono stati reperiti nell'ambito di un'attività di collaborazione di RSE con il Politecnico di Torino (PoliTO), finalizzata al finanziamento di una borsa di dottorato [9] e svolta nelle linee di attività LA2.01 e LA2.02 ("Valutazioni di aspetti di adeguatezza e sicurezza del sistema") del medesimo progetto di ricerca.

Lo schema zonale e le capacità di scambio commerciali sulle sezioni tra le zone di mercato sono stati assunti così come definiti dall'operatore di rete Terna in [10], [11] e [12].

I dati del sistema di generazione sono stati successivamente ricostruiti e verificati in coerenza con le unità di produzione rilevanti censite nella *Transparency Platform* 2021 di ENTSO-E [13]. Le caratteristiche di dettaglio del parco termoelettrico sono state fissate in base alle indicazioni di ENTSO-E (*Thermal Properties*) pubblicate in ambito ERAA 2021 [14]. I dati del parco idroelettrico sono stati ulteriormente dettagliati in base alle informazioni disponibili in RSE nel database HESCI (Hydro Energy Storage Capacity in Italy) [15], così come per quello eolico sono stati verificati e dettagliati sulla base delle informazioni raccolte da RSE in fase di realizzazione dell'Atlante Eolico [16]. Ulteriori informazioni di dettaglio riguardanti le unità di produzione censite sono state reperite attraverso notizie pubblicate dai proprietari degli impianti nei rispettivi siti *web*. La profilazione delle produzioni non modulabili aleatorie e quelle relative agli apporti idroelettrici sono state ricavate elaborando i dati di esito dei mercati pubblicati dal GME riguardo al consuntivo dell'anno 2021 [17]; quelle relative all'energia in import/export dall'estero sono state ricavate dal consuntivo del *Transparency Report* 2021 di Terna [18].

La distribuzione del carico nei nodi è stata mantenuta fedele alle indicazioni già presenti nella rete acquisita dal PoliTO; tuttavia, si è reso necessario determinare la sua nuova dimensione e la sua profilazione ricavandole, a livello zonale, da elaborazioni dei dati pubblicati dal GME [17].

Riguardo ai dati caratteristici che regolano la disponibilità degli elementi di rete e di generazione (manutenzioni e guasti forzati), si è fatto riferimento ai dati resi pubblici da ENTSO-E (ERAA [14] e TYNDP [19]) e ai documenti pubblicati da Terna (Revisione configurazione zonale 2018 [20]).

2.1.1 Dati di sistema elettrico da "PoliTO"

I dati relativi al sistema elettrico ricevuti dal Politecnico di Torino (PoliTO) riconducono a uno schema di rete nazionale che rappresenta una situazione della rete evoluta nel breve e medio termine (anno 2027) in coerenza con le informazioni riscontrabili nei più recenti Piani di Sviluppo di Terna. In Allegato, nel Capitolo 9, sono riportati gli interventi di sviluppo, appena realizzati o in fase di realizzazione, che nella rete PoliTO sono ritenuti disponibili al 2027. Il modello descrive dettagliatamente l'insieme dei nodi e dei collegamenti della rete di altissima tensione (AAT) a 400 e 220 kV e ha come perimetro le sbarre in alta tensione (AT) 150/132 kV ai secondari dei trasformatori nelle Stazioni Elettriche di interconnessione AAT/AT. Sulla rete è rappresentata, tramite prelievi e iniezioni equivalenti nodali, la distribuzione topologica del carico, della generazione e dei punti di import/export.

I dati PoliTO consistono in un archivio in formato DigSilent™ predisposto per alimentare un calcolo di *AC load-flow* statico mono-orario. In tale situazione, sono rappresentati nei nodi i valori parziali del carico nell'ora di picco e i valori delle produzioni e importazioni preimpostati per far fronte a questi carichi. Il punto di lavoro rappresentato per il calcolo di *AC load-flow* (Tabella 2.1) si riferisce all'anno 2027 e vede alimentato un carico parziale complessivo di 32,2 GW, di cui solo 2,4 GW alimentati direttamente dalla rete AAT.

Tale punto di funzionamento deve essere modificato per ricondurlo a una diversa condizione, utile per rappresentare nel data set la situazione di carico/generazione/importazione già nota all'anno 2021, scelto come punto di partenza e verifica nello sviluppo del data set. Nel seguito del capitolo sono indicate la metodologia adottata e le procedure praticate a questo scopo.

Tabella 2.1 – Dati di riepilogo della situazione di load flow nazionale in una situazione della rete evoluta nel medio termine (anno 2027).

AC Load Flow	(MW)
Totale generazione (G)	28.428
<i>Hydro</i>	2.094
<i>Wind</i>	2.176
<i>Others</i>	24.158
Saldo estero (E)	4.307
Totale carico (C)	- 32.207
Perdite = (G) + (E) – (C)	528

L'archivio dei dati in formato DigSilent™ è stato esportato in Excel. Sono così state acquisite diverse tabelle che descrivono dettagliatamente:

- 635 stazioni elettriche,
- 2003 nodi,
- 994 linee di collegamento (in modo implicito, anche l'equivalente di 2 sistemi HVDC),
- 1007 trasformatori a due avvolgimenti (fra cui 2 sistemi PST) e 110 a 3 avvolgimenti,
- 1122 carichi,
- 907 generatori,
- 31 punti di interconnessione e scambio con l'estero.

Alcune parti della rete descritta sono influenti ai fini della presente attività (sezioni radiali passive) o riportano informazioni su parti di rete "spenta" (disconnesse e senza iniezioni). Si deve quindi procedere ad una opportuna selezione dei soli elementi di rete attivi nel sistema.

I trasformatori a tre avvolgimenti non sono gestiti dal programma NewRemark+, pertanto per ognuno di essi si deve provvedere alla determinazione di schemi equivalenti e al calcolo dei parametri elettrici di tre trasformatori a due avvolgimenti collegati a stella (Figura 2.6).

Le unità di produzione rappresentate in questo modello sono classificate secondo tre categorie di impianti: "Hydro", "Wind", "Others"; sono inoltre indicate le potenze nominali dei singoli generatori. Non sono però distinte altre tipologie di impianto (centrale termica a fonte fossile, geotermica, solare, a biomassa, ecc.) e nemmeno sono individuabili le tecnologie degli impianti termoelettrici (Cicli Combinati a Gas, Turbo-Gas, Turbine a Vapore tradizionali, ad olio o a carbone, ecc.). Gli impianti idroelettrici non sono distinguibili secondo le consuete tipologie ossia: ad acqua fluente, con bacino di regolazione, a serbatoio e con pompaggio.

Per completare l'insieme delle informazioni necessarie al data set, è stato dunque essenziale recuperare il dettaglio del parco di generazione e ricostruire, per ogni centrale, il quadro delle caratteristiche degli impianti. Le uniche chiavi disponibili per risalire alle complete caratteristiche degli impianti consistono nel loro nome, o in quello delle Stazioni Elettriche a cui sono allacciati, e nella taglia dei generatori.

2.1.2 Equivalente di rete AT nelle stazioni a 400 e 220 kV

La rete elettrica di trasmissione italiana è costituita da impianti caratterizzati da diversi livelli di tensione: 400 (o 380) kV, 220 (o 230) kV, 150 e 132 kV, 70 kV (o inferiori).

Come anticipato in premessa del presente Capitolo, il massimo livello di dettaglio consigliabile per un'analisi da sottoporre al calcolo di NewRemark+ corrisponde ad una rete costituita da circa 2.000 nodi. Per questo motivo si è scelto di considerare uno schema di rete che è limitato al sistema AAT (400 e 220 kV), con rappresentazione dei sottosistemi AT (150, 132 e 70 kV) tramite equivalenti ai secondari dei trasformatori nelle Stazioni Elettriche 400 e 220 kV.

In Figura 2.1 è riportato un esempio schematico del principio di semplificazione della rete AT adottato nel sistema acquisito: a sinistra è rappresentata un'ipotesi di modello completo di una porzione della rete AT e AAT mentre a destra è rappresentato il suo equivalente. I generatori G_1 , G_2 e G_3 possono conferire parte delle loro produzioni alle stazioni X e Y, quindi trovano parziale riscontro nei dati dei generatori equivalenti Geq_a , Geq_b , Geq_c , che sommano le diverse iniezioni raggruppate per tipologia di impianto (Wind, Hydro, Other); invece, data l'inequivocabilità dello schema, il generatore G_4 è interamente rappresentato in quello Geq_d . In base allo stesso principio dei primi tre generatori, i carichi C_1 , C_2 e C_3 sono parzialmente equivalentati in Ceq_j e Ceq_k .

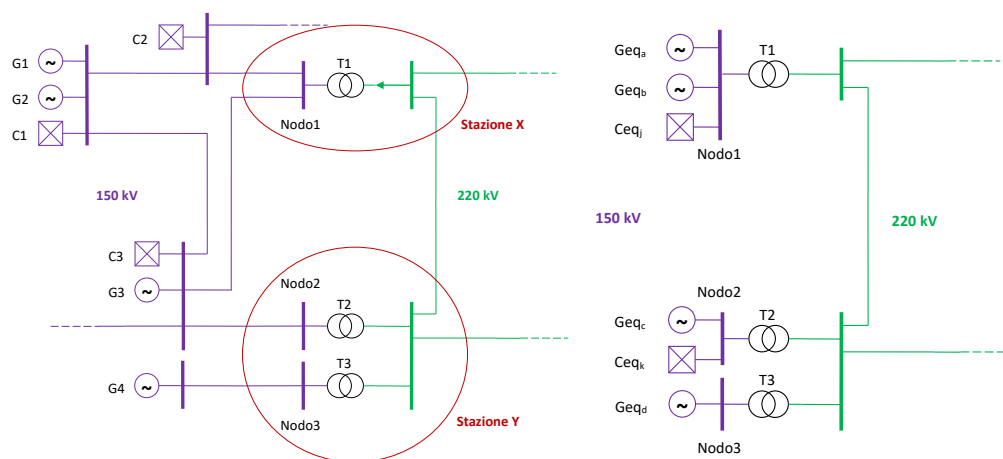


Figura 2.1 - Esempio di equivalentazione del sistema AT sulle sbarre di stazioni di interconnessione AAT/AT.

Per capire come sono interpretabili queste informazioni sul sistema del PoliTO, si prenda come esempio il caso della stazione elettrica (SE) 400/150 kV di Foggia, dove si rilevano sul livello 150 kV due nodi identificati con **FOGN301** e **FOGN302**. A questi nodi, che rappresentano le due sbarre AT della stazione elettrica, afferiscono diversi generatori equivalenti (Tabella 2.2) classificati in base alla categoria di appartenenza e definiti con potenza massima (P_{max}) e livello di produzione (Act.Pow.).

Il primo, l'ottavo e l'ultimo generatore in tabella, classificati "Others", producono al livello massimo; il quarto e il settimo, sempre di tipo "Others", producono circa un terzo di P_{max} .

Compaiono inoltre micro-produzioni, di diversa tipologia. Il secondo generatore è un eolico equivalente da 395,5 MW che produce 77,5 MW così come il nono, da 433,9 MW, produce 85,1 MW. I due generatori eolici equivalenti producono quindi entrambi al 19% di Pmax.

Tabella 2.2 - Generatori equivalenti ai nodi AT della SE di Foggia.

Codice Nodo	Gen. num.	Categoria	Pmax (MW)	Act.Pow. (MW)
FOGN301	1	Others	35,00	35,00
	2	Wind	393,58	77,5
	3	Others	1,50	0,01
	4	Others	186,74	64,11
	5	Hydro	1,25	0,08
	6	Hydro	1,32	0,67
FOGN302	7	Others	385,51	132,36
	8	Others	8,00	8,00
	9	Wind	431,76	85,09
	10	Hydro	0,02	0,002
	11	Hydro	0,03	0,018
	12	Others	1,50	0,0002
	13	Others	14,00	14,00

Osservando sulle mappe la situazione del sistema elettrico nell'intorno della SE di Foggia (Figura 2.2), si intuisce che i due generatori equivalenti dell'eolico si riferiscono alla quota parte delle produzioni dei numerosi impianti sparsi nel territorio della provincia (puntini neri) collegati alle stazioni di prossimità a 150 kV della rete AT (linee e punti marrone chiaro) che afferisce alla stazione di Foggia collegata alla rete AT 400 kV (linee e punti viola).

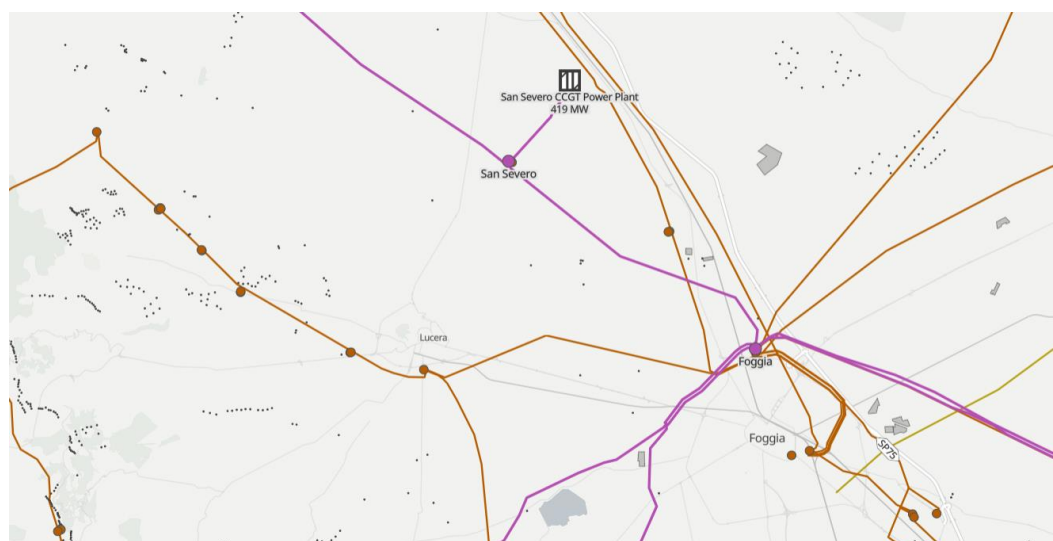


Figura 2.2 – Rete nella zona di Foggia (fonte: Open Infrastructure Map [21]).

Allo stesso modo, i principali generatori equivalenti classificati "Others" trovano riscontro sull'atlante e tra le unità di produzione censite in *Transparency Platform* [13] come di seguito:

- Fotovoltaico (aree in grigio scuro sull'atlante), associabili ai generatori con produzione al 30% nn. 2 e 9:
 - o "De Nittis 1", "De Nittis 2" e "De Nittis 3";
 - o "San Severo Antonacci";
- Biomassa, associabili ai generatori con produzione al 100% nn. 1 e 13:
 - o "Rignano";
 - o C. El. "Manfredonia Paglia".

Il generatore n.8, di taglia inferiore a 10 MW, probabilmente non è "rilevante"³ quindi non trova riscontro tra quelli della *Transparency Platform*.

Nel sistema del PoliTO la stazione di Foggia ha carichi livellati a valori equivalenti e distinti sulle due sbarre 150 kV (Tabella 2.3).

Tabella 2.3 - Carichi equivalenti ai nodi AT della SE di Foggia.

Nodo	Act.Pow. (MW)
FOGN ₃₀₁	118,66
FOGN ₃₀₂	144,04

Questi sono alimentati sia dalla generazione equivalente rappresentata sulla rete AT, sia dalla rete AAT a cui i due nodi sono collegati tramite: 3 trasformatori da 160 MVA per il nodo FOGN₃₀₂, 1 trasformatore da 160 MVA per il nodo FOGN₃₀₁. Il saldo tra la generazione equivalente e il carico equivalente sulle sbarre 150 kV determina il valore delle potenze trasferite dal livello AAT a quello AT (o viceversa).

Dovendo ricostruire il parco di generazione e i carichi secondo la situazione all'anno 2021, si è posto il problema di ripercorrere il metodo di equivalentazione osservato nei dati del sistema acquisito. Per il carico non si è individuato un metodo particolarmente affidabile e si è preferito conservare la distribuzione topologica già presente nel sistema: la sua ricostruzione consiste quindi nella rivalutazione proporzionale delle dimensioni e non nella sua distribuzione topologica. Per la generazione, invece si è individuata la metodologia descritta nel seguente paragrafo.

2.1.3 Generatori su nodi non rappresentati

Per considerare i generatori collegati a nodi della rete che non sono rappresentati nel modello, si adotta la modalità di seguito descritta:

- ogni generatore viene associato ad un insieme di nodi la cui numerosità può essere qualsiasi (maggiore o uguale ad uno); i nodi associati al generatore rappresentano i punti di approdo della potenza generata dallo stesso sulla rete considerata;
- per ognuno dei nodi associati viene rappresentata la percentuale della generazione complessiva del generatore che viene consegnata sul nodo;
- la variabile che nel modello rappresenta la produzione di un generatore è unica, ma compare in tutti i vincoli di bilancio dei nodi associati, con coefficiente uguale alla percentuale della generazione complessiva del generatore che viene consegnata sul nodo;
- il guasto del generatore comporta che il valore della variabile di produzione sia nullo e che pertanto sia nullo il contributo che il generatore dà al bilancio di tutti i nodi ad esso associati.

³ Secondo il Codice di Rete, le unità di produzione sono considerate "rilevanti" quando la loro taglia è di almeno 10 MVA.

Nell'esempio di Figura 2.3, il generatore G1 è collegato al nodo N1 che non è rappresentato nel data set di rete, viene quindi associato ai nodi N6, N7, N8, N9 con i seguenti coefficienti:

G1-N6	0,5
G1-N7	0,3
G1-N8	0,1
G1-N9	0,1

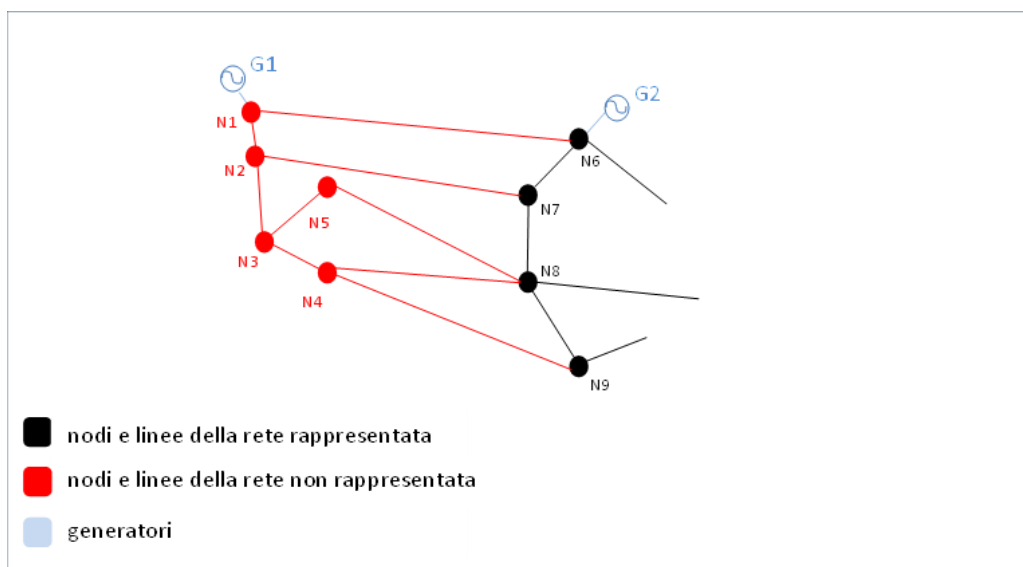


Figura 2.3 – Esempio di connessione alla rete di due generatori in due situazioni diverse.

Ciò significa che la produzione di G1 viene consegnata al 50% al nodo N6, al 30% al nodo N7 e al 10% ciascuno ai nodi N8 e N9. Il generatore G2 è interamente associato al nodo N6.

Pertanto, il sistema da studiare diviene quello rappresentato nella Figura 2.4 seguente.

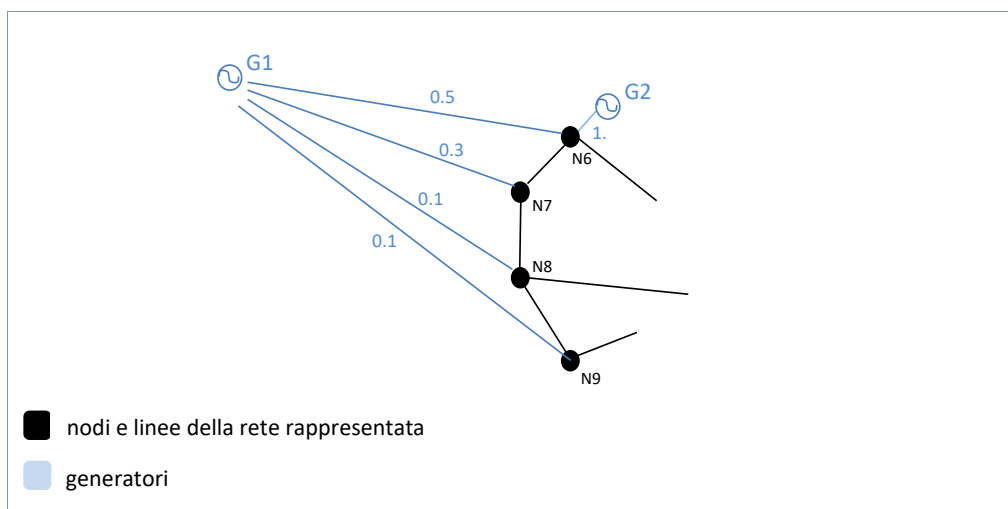


Figura 2.4 - Esempio di soluzione per la rappresentazione del generatore G1.

Per questo tipo di rappresentazione, è necessario apportare alcune minime modifiche al modello di calcolo, che non hanno impatto sul numero delle variabili, né sul numero dei vincoli; esse



avranno un impatto esclusivamente sulla densità dei vincoli di bilancio nodali (non essendoci più una relazione "uno a uno" tra generatori e nodi).

La complessità ed il successo della modalità sopra descritta, finalizzata a considerare l'impatto dei generatori non allacciati direttamente ai nodi di trasmissione rappresentati, dipendono dall'associazione generatore-nodi e dai relativi coefficienti di ripartizione (dati di input).

Su questo punto è opportuno fare una distinzione fra due alternative che si possono presentare:

- il sistema elettrico da esaminare è noto fino ai livelli di tensione più bassi, ma lo studio necessita, per semplicità ed obiettivi, di considerare solo i livelli di tensione più elevati (400 e 220 kV);
- è nota solo la porzione della rete di trasmissione oggetto dello studio.

Nel primo caso è possibile adottare la seguente procedura per individuare i nodi correlati ad un generatore ed i relativi coefficienti di ripartizione della potenza da esso prodotta:

1. Individuazione dei nodi di frontiera, attraverso la selezione dei trasformatori della rete completa che hanno estremi nella sottorete considerata e almeno un estremo nella porzione di rete non considerata.
2. Calcolo dei PTDF (*Power Transfer Distribution Factor*⁴) della rete completa.
3. Il coefficiente di ripartizione della potenza di un generatore su di un nodo di frontiera è dato dal coefficiente PTDF del trasformatore associato rispetto al nodo di generazione; è possibile non considerare i coefficienti inferiori ad una data soglia e modificare opportunamente gli altri in modo da avere somma unitaria.

Nel secondo caso è necessario affidarsi ad una analisi qualitativa che porti ad ipotesi realistiche sui punti di consegna e sui coefficienti di ripartizione.

In relazione al data set costruito nella attività RdS descritta in questo documento, non avendo a disposizione dati sufficientemente dettagliati, attraverso le informazioni già presenti nell'archivio dati di rete del PoliTO, l'analisi di schemi elettrici noti e l'osservazione dell'atlante della rete, si è proceduto con un'analisi qualitativa che ha portato ad individuare i nodi secondari nelle stazioni 400 e 220 kV elettricamente più prossimi ai generatori situati sulla rete a livelli di tensione inferiori.

2.2 Dati di rete

I dati di rete ricavati elaborando le informazioni presenti nelle diverse fonti sono stati organizzati nelle schede del foglio Excel "Dataset.xlsx" come segue:

- Organizzazione amministrativa: "Aree-Zone", "Sezioni", "Stazioni";
- Rete elettrica: "Nodi", "Linee", "Trasformatori 2 AVV", "Trasformatori 3 AVV";
- Generatori: "Tipo_gen", "Gen_nodi",
 - o Impianti Termoelettrici: "Termoelettrici",
 - o Impianti Idroelettrici: "Aste", "Serbatoi", "Idroelettrici_Rilevanti", "Fluente_Rilevanti".
 - o Impianti a produzione imposta: "Fotovoltaico", "Eolico", "Biomasse", "Rifiuti", "Geotermici", "Others".

I dati contenuti nelle diverse schede sono relazionati tra loro attraverso opportuni codici identificativi. Per alcuni elementi sono indicati gli anni di riferimento dell'intervallo per

⁴ I fattori PTDF indicano la variazione incrementale della potenza attiva che si verifica sui collegamenti in conseguenza ai trasferimenti della potenza tra i nodi generici della rete e il nodo di saldo.

determinare lo stato “in servizio” o “non in servizio” dell’elemento nell’anno orizzonte considerato.

Riguardo ai collegamenti, i parametri induttivi (Reattanza delle linee e Tensione di corto circuito percentuale dei trasformatori) sono utili al modello semplificato lineare di NewRemark+ per la costruzione delle matrici di rete per la determinazione di transiti di potenza, mentre i parametri resistivi (Resistenza delle linee e Perdite percentuali nel rame dei trasformatori) servono per la stima delle perdite Joule in rete.

2.2.1 Zone, Sezioni e Stazioni

Per l’organizzazione zonale e dei collegamenti interzonali (sezioni) si è fatto riferimento alla configurazione del mercato in vigore all’anno 2021 [20]. In Figura 2.5 è rappresentata la topologia di interconnessione delle zone di mercato come indicata nel documento Terna [10]. In coerenza con le indicazioni di Terna, l’aggregazione delle regioni italiane nelle zone è così definita nella **scheda “Aree-Zone”**:

- Zona Nord: Valle D’Aosta, Piemonte, Liguria, Lombardia, Trentino-Alto Adige, Veneto, Friuli-Venezia Giulia, Emilia-Romagna;
- Zona Centro Nord: Toscana e Marche;
- Zona Centro Sud: Lazio, Abruzzo, Umbria e Campania;
- Zona Sud: Molise, Puglia e Basilicata;
- Zona Calabria;
- Zona Sicilia;
- Zona Sardegna.

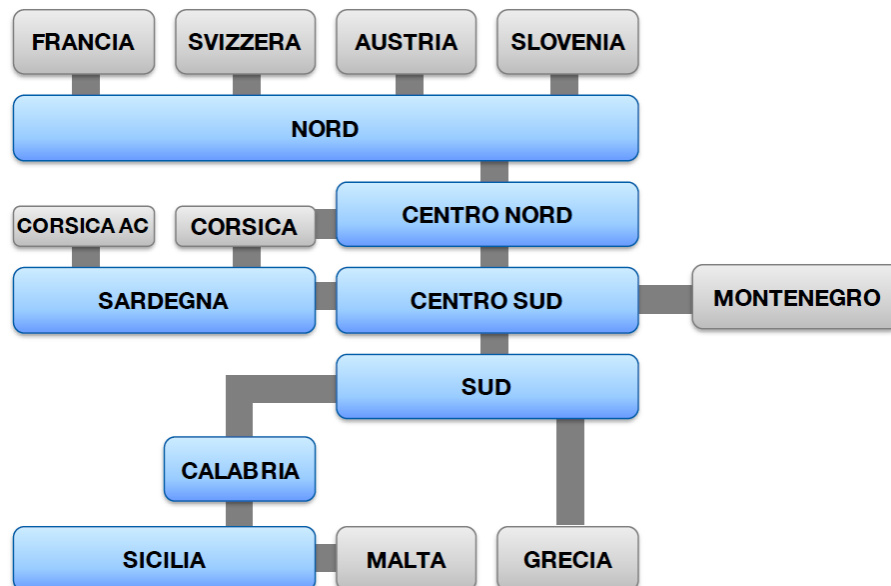


Figura 2.5 - Topologia di interconnessione delle zone (fonte: Terna [12]).

Per le zone estere, sono state prese in considerazione quelle evidenziate in grigio, accorpendo la Corsica in un'unica zona e predisponendo per il prossimo futuro anche la zona Tunisia, prevista connessa alla Sicilia, che per ora non viene utilizzata.

Si ha così un sistema organizzato in 7 zone nazionali e 9 zone estere, connesse attraverso le sezioni descritte nell'apposita **scheda "Sezioni"** e riportate in Tabella 2.4.

Tabella 2.4 - Sezioni tra le zone di mercato.

Sezione	Zona "from"	Zona "to"
NORD_CNOR	Nord	Centro Nord
CNOR_CSUD	Centro Nord	Centro Sud
CNOR_SARD	Centro Nord	Sardegna
CSUD_SUD	Centro Sud	Sud
CSUD_SARD	Centro Sud	Sardegna
SUD_CALA	Sud	Calabria
CALA_SICI	Calabria	Sicilia
NORD_FR	Nord	Francia
NORD_CH	Nord	Svizzera
NORD_AT	Nord	Austria
NORD_SI	Nord	Slovenia
CSUD_ME	Centro Sud	Montenegro
SUD_GR	Sud	Grecia
SICI_MT	Sicilia	Malta
SICI_TN (*)	Sicilia	Tunisia
SARD_CO	Sardegna	Corsica
(*) sezione rappresentata ma non utilizzata		

La **scheda "Stazioni"** contiene le informazioni geografiche amministrative (Regione o Stato di appartenenza) e rende disponibili, tra l'altro, le coordinate geografiche per l'individuazione della loro collocazione sulle mappe.

2.2.2 Nodi di stazione

La **scheda "Nodi"** riporta l'associazione dei nodi con le rispettive stazioni e attraverso queste sono deducibili le appartenenze regionali e quindi zonali dei nodi.

La tabella delle stazioni riporta anche una codifica tri-letterale già nota e utilizzata in RSE fino a qualche anno fa; si tratta di un codice parlante e di semplice interpretazione: tale codifica è stata ripristinata facendo da base per la ricostruzione dei codici nodali da utilizzare nell'organizzazione del data set (p.e. il nodo 220 kV della Stazione Elettrica "Milano Lambrate, codice: _LAMM" assume come codice di nodo "LAMM201": LAM=trilettale di stazione + M=ex-compartimento ENEL di Milano + 2=livello di tensione 220/230 kV + 01=numero progressivo).

Per ciascun nodo, oltre all'indicazione della stazione di appartenenza, sono indicati il livello di tensione nominale e gli anni di riferimento dell'intervallo per determinare lo stato "in servizio" o "non in servizio" dell'elemento nell'anno orizzonte considerato.

2.2.3 Linee (aeree e in cavo)

La **scheda "Linee"** riporta per ciascun collegamento i nodi estremi di allacciamento ("nodo_from" e "nodo_to") e i parametri fisici che lo caratterizzano: tensione nominale, lunghezza, resistenza e reattanza chilometriche, corrente massima e un codice identificativo della tipologia del collegamento.



Le linee rappresentate nel sistema acquisito non sono distinte tra aeree e in cavo: poiché i parametri standard di guasto nelle due ipotesi sono notevolmente diversi tra loro, tale distinzione è indispensabile ai fini del modello dei guasti in NewRemark+. La distinzione è stata quindi effettuata interpretando i dati disponibili relativi ai parametri capacitivi delle linee: i cavi si individuano in quelli con i valori più alti di capacità chilometrica.

Le linee HVDC, note a priori, sono state individuate e trattate come descritto nel successivo paragrafo 2.2.5.

Le linee di interconnessione tra le zone interne italiane sono state individuate analizzando le zone di appartenenza dei nodi estremi ed associate alle rispettive sezioni interzonali con l'accortezza di tenere conto anche della coerenza del verso (zona di "nodo-from" della linea rispetto a zona di "zona-from" della sezione). Allo stesso modo sono state individuate e classificate le interconnessioni con l'estero. Queste sono dettagliate nel sistema del PoliTO da una ulteriore tabella ad esse appositamente dedicata: sull'estremo estero di ciascuna linea di interconnessione sono riportate iniezioni equivalenti che valgono per il calcolo di AC load-flow. Molti di questi collegamenti sono definiti attraverso schemi con scarso dettaglio e senza implementare il modello HVDC laddove effettivamente esistente. Si è dovuto pertanto intervenire completando il data set e rappresentando al meglio le interconnessioni più complesse.

Anche per le linee sono richiesti gli anni di riferimento dell'intervallo per determinare lo stato "in servizio" o "non in servizio" dell'elemento nell'anno orizzonte considerato.

2.2.4 Trasformatori

I trasformatori sono descritti separatamente distinguendo quelli a due avvolgimenti (**scheda "Trasformatori 2 AVV"**) da quelli a tre avvolgimenti (**scheda "Trasformatori 3 AVV"**). Inoltre, sono individuati i trasformatori per i sistemi HVDC e PST che vengono qui rappresentati al pari degli altri, ma necessitano di una caratterizzazione ulteriore come descritta nel successivo paragrafo 2.2.5.

Sono descritti i nodi di allacciamento del primario, del secondario e dell'eventuale terziario, la potenza nominale della macchina, le potenze di taglia degli avvolgimenti, le tensioni di impostazione di ciascun avvolgimento (diverse dalle tensioni nominali poiché rappresentative dei settaggi dei variatori del rapporto di trasformazione), i parametri induttivi e resistivi di corto-circuito e un codice identificativo della tipologia del collegamento.

Per esigenze di funzionamento del programma NewRemark+, i trasformatori a tre avvolgimenti devono essere convertiti, utilizzando la formulazione nota dall'elettrotecnica generale⁵, in un equivalente di tre trasformatori a due avvolgimenti collegati a stella (Figura 2.6). A questo scopo, l'interfaccia di cui al Capitolo 3 ha previsto un apposito tool che determina i parametri equivalenti delle tre macchine.

⁵

$P_{cu1} = 1/2 (P_{cu12} + P_{cu13} - P_{cu23}); P_{cu2} = 1/2 (P_{cu12} + P_{cu23} - P_{cu13}); P_{cu3} = 1/2 (P_{cu13} + P_{cu23} - P_{cu12})$
 $V_{cc1} = 1/2 (V_{cc12} + V_{cc13} - V_{cc23}); V_{cc2} = 1/2 (V_{cc12} + V_{cc23} - V_{cc13}); V_{cc3} = 1/2 (V_{cc13} + V_{cc23} - V_{cc12})$

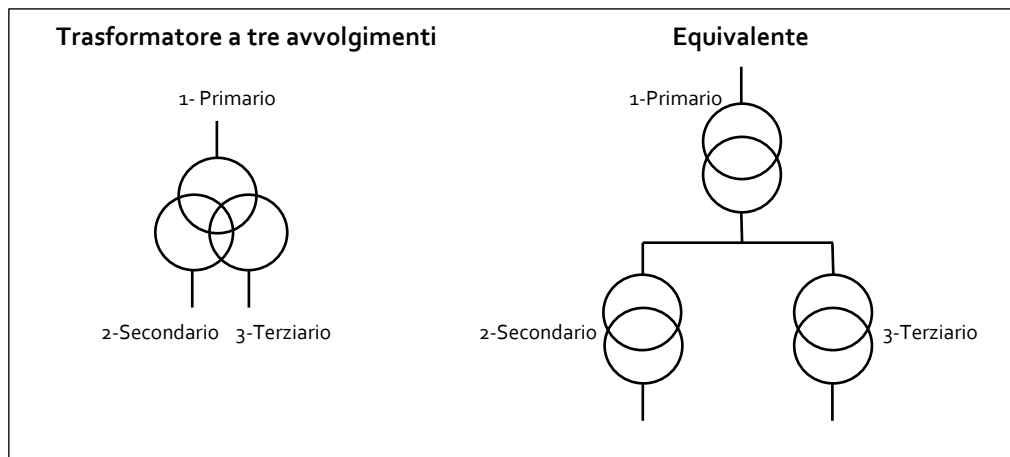


Figura 2.6 – Trasformatore a tre avvolgimenti e suo equivalente.

2.2.5 PST e HVDC

Sono noti, sulla rete elettrica nazionale attuale, diversi *Phase Shifting Transformers* (PST) la cui collocazione coincide spesso con linee di interconnessione verso l'estero (attualmente: Camporosso 220 kV, Rondissone 400 kV x 2, Redipuglia 400 kV. In futuro: Mese 220 kV, Brennero 132 kV, Redipuglia 132 kV). Essendo i collegamenti di interconnessione con l'estero tutti "in antenna", rispetto al modello predisposto per alimentare NewRemark+ i flussi su queste linee sono dettati da programmi di import/export predeterminati; pertanto, i PST risulterebbero influenti e per questo motivo non sono rappresentati nel data set. Diversamente, i due PST di Villanova e Foggia sono inseriti con lo scopo di regolare i flussi di potenza tra le aree Sud e Centro-Sud ottimizzando i transiti sulla dorsale adriatica (Puglia-Molise-Abruzzo) piuttosto che sul collegamento trasversale Puglia-Campania. La loro rappresentazione nel sistema avviene per ognuno con uno schema equivalente che prevede due trasformatori in serie a cui sono assegnati particolari parametri di corto circuito. La loro capacità di regolazione è stata assunta simmetrica $\pm 17,5^\circ$ come da fonte CIGRE [22] e descritta nella **scheda "Trasformatori 2 avv"** come informazione aggiuntiva.

I sistemi HVDC sulla rete elettrica nazionale sono attualmente cinque: Sardegna-Corsica-Italia; Sardegna-Penisola Italiana; Grecia-Italia; Montenegro-Italia; Piemonte-Savoia. Nel sistema ricevuto sono previsti e rappresentati anche: Verderio (Italia)-Sils (Svizzera); Tunisia-Italia (Sicilia); Tunisia-Italia (Lazio).

Per rappresentare i sistemi HVDC vengono utilizzati collegamenti equivalenti in corrente alternata trifase:

- i livelli di tensione sono posti pari a quelli più vicini tra gli standard della corrente alternata (220, 400 e 500 kV);
- i convertitori sono rappresentati da trasformatori ai quali sono state assegnate perdite Joule ($P_{cu}\%$) complessive del sistema trasformatore+reattanza+convertitore;
- i conduttori assumono valori equivalenti delle correnti massime e delle resistenze chilometriche, adeguati a replicare la loro vera capacità di trasporto (P_{max}) e, verosimilmente, le effettive perdite Joule; una reattanza chilometrica fittizia, utile al corretto funzionamento del calcolo del *power-flow*, è assunta con valori pari a quelle standard delle linee AC di tensione nominale corrispondente. Di seguito, in Tabella 2.5, sono riportati i valori adottati nel data set per la rappresentazione dei sistemi HVDC attraverso equivalenti HVAC;

- è previsto per ogni polo un sistema serie: trasformatore "from" + conduttori + trasformatore "to"; a uno dei due trasformatori "from" o "to" nella **scheda "Trasformatori 2 avv"** è data un'informazione aggiuntiva per identificare l'elemento dedicato alla regolazione dei flussi al pari di un sistema HVDC.

Successivamente, nel paragrafo 2.3.2, per i sistemi HVDC sono stati previsti e impostati specifici parametri di indisponibilità.

Tabella 2.5 – Parametri fittizi assunti per i collegamenti HVDC (ipotesi RSE).

HVDC	Situazione attuale	Lungh. (km)	Pmax polo (MW)	Vrif (kV)	Imax (A)	Rkm (Ohm/km)
Sardegna-Corsica-Italia	Multiterminale monopolare 200 kV	264	300	220	788	0,018
Sardegna-Penisola Italiana	Bipolare 500 kV	420	500	500	1.155	0,015
Montenegro-Italia	Monopolare 500 kV	445	600	500	1.155	0,015
Piemonte-Savoia	Monopolare 320 kV	190	600	400	1.733	0,010
Grecia-Italia	Monopolare 400 kV	313	500	400	1.444	0,010
Tunisia-Italia (Sicilia)	Progetto 600 kV (ipotesi)	230	600	500	1.386	0,015
Verderio (Italia) - Sils (Svizzera)	Progetto 400 kV	165	500	400	1.444	0,010
Slovenia	Progetto 500 kV (ipotesi)	220	500	500	1.155	0,015
Tunisia-Italia (Lazio)	Progetto 525 kV	1.326	500	500	1.155	0,015
Pmax=Potenza massima; Vrif= Tensione di riferimento; Imax=corrente massima; Rkm=resistenza chilometrica						

2.2.6 Parco di generazione

Le unità di produzione già descritte nel sistema del PoliTO originale adottano rappresentazioni schematiche con diverso livello di dettaglio: nel caso di grandi centrali idroelettriche e termoelettriche, direttamente collegate alla rete 400 e 220 kV, sono rappresentate le sezioni dei singoli generatori a partire dai nodi di media tensione, comprensive del trasformatore di *step-up*. Nel caso, invece, di unità di produzione collegate alla rete 150/132 kV o livelli di tensione inferiori, queste trovano parziale riscontro in valori equivalenti distribuiti ai secondari AT nelle Stazioni Elettriche. Nel sistema acquisito dal PoliTO sono distinti in modo approssimativo gli impianti idroelettrici e quelli eolici, mentre tutti gli altri non sono meglio classificati.

La *Transparency Platform* di ENTSO-E (TP2021) [13] rende disponibili molte informazioni sul sistema elettrico europeo: da queste è stato reperito l'elenco delle Unità di Produzione Rilevanti (UPR) riconosciute in Italia nell'anno 2021 e per le quali sono date le informazioni geografiche (località), quantitative (potenza nominale) e qualitative (tipologia).

Il dettaglio della TP2021 offre l'informazione di aggregato per UPR che a volte non consente di distinguere i singoli generatori di centrale. Unendo le due fonti disponibili e approfondendo ulteriormente le altre fonti citate all'inizio del presente paragrafo si è potuto ricostruire il quadro delle informazioni necessarie relativo al parco di generazione.



Quando una UPR è costituita da più generatori che conferiscono a nodi diversi (p.e. un ciclo combinato costituito da due turbogas e una turbina a vapore, ognuna delle quali è collegata a punti diversi della rete, oppure una centrale idroelettrica con alcuni generatori collegati alla rete AT e altri a quella AAT) occorre indicare opportuni coefficienti di ripartizione in proporzione alla taglia dei singoli generatori. Allo stesso modo, quando una UPR è rappresentata in modo equivalente sulla rete AT ossia è collegata a nodi che non sono rappresentati nel modello di rete, si adotta il modello già descritto nel paragrafo 2.1.3. Ne consegue una matrice di ripartizione che viene puntualmente descritta nella **scheda "Gen_nodi"**.

In base alla tipologia riconosciuta, sono quindi stati dettagliati gli aspetti tecnologici degli impianti: per quelli idroelettrici sono state acquisite informazioni riguardanti le caratteristiche dell'asta idrica (taglia e numerosità dei singoli generatori, apporti naturali d'acqua, serbatoi d'accumulo, vasche di scarico, sfiorii, portate, efficienze, ecc.); per quelli termoelettrici sono state ricavate le informazioni riguardo alla tecnologia d'impianto (combustibile, sistema di turbine, taglia e numerosità dei singoli generatori, efficienze/consumi, emissioni di gas in atmosfera); per il parco eolico sono stati dettagliati i siti specificando la potenza nominale complessiva, la numerosità e la taglia dei singoli aerogeneratori; infine, per le restanti unità di produzione di tipo geotermoelettrica, termoelettrica da biomassa, da rifiuti e altre da fonti non rinnovabili, trattandosi di UPR di taglia non importante, è stata ritenuta sufficiente l'indicazione della loro potenza nominale e del profilo di produzione oraria.

Lo scopo principale delle informazioni raccolte è quello di poter disporre di tutti gli elementi necessari per la determinazione del dispacciamento delle produzioni orarie⁶ attraverso la simulazione dei comportamenti delle UPR sui mercati dell'energia e dei servizi di sistema. Secondariamente, il dettaglio delle UPR è utile per la determinazione della disponibilità/indisponibilità del parco generazione ai fini delle valutazioni di affidabilità.

L'associazione dell'informazione che indica la tipologia dell'unità di produzione è contenuta nella **scheda "Tipo_gen"**.

2.2.6.1 Parco idroelettrico

RSE ha ereditato le competenze nel settore idroelettrico che furono del Centro di Ricerca Idraulica e Strutturale dell'Enel e dell'ISMES⁷. In conseguenza alle esperienze maturate in quegli ambiti, in RSE sono ora disponibili diversi database contenenti informazioni relative alla produzione da fonti rinnovabili in Italia e, tra questi, il database HESCI [15] che contiene le informazioni sulle dighe, sugli invasi e sugli impianti di produzione idroelettrica italiani.

Il lavoro svolto per il data set consiste nell'aver costituito un censimento degli impianti idroelettrici italiani all'anno 2021, effettuato associando informazioni provenienti dalle varie fonti, completandole, validandole e rendendo compatibili le codifiche delle unità di produzione descritte nei vari ambiti. In particolare, si è reso necessario il completamento delle informazioni provenienti dal database HESCI in quanto questo è risultato carente riguardo agli impianti che furono di società non rientranti nel perimetro storico dell'Enel. In merito a questi impianti, sono state reperite informazioni soprattutto dai siti internet delle principali aziende produttrici di energia elettrica da fonte idraulica: Compagnia Valdostana delle Acque – CVA; Iren; Edison; A2A; Alperia; Hydro Dolomiti; AGSM-AIM; ACEA; Tirreno Power. Lo stesso database HESCI è stato comunque rivisto tramite l'aggiornamento degli impianti quando le taglie del *Transparency Platform* 2021 e quelle riportate in HESCI non erano coerenti.

⁶ Il dispacciamento avviene selezionando in primis le produzioni imposte con profilo orario predeterminato, quindi scegliendo le UPR in base all'ordine di merito economico, compatibilmente con i vincoli di trasporto dell'energia.

⁷ RSE discende dal settore della ricerca Enel (DSR, CISE, CESI, ISMES) da cui si è distaccata alla fine degli anni '90.



La classificazione adottata in ERAA di ENTSO-E, alla base della *Transparency Platform*, prevede tre tipologie di impianti idroelettrici: *Hydro Run-of-river and poundage* (acqua fluente e acqua modulabile); *Hydro Water Reservoir* (acqua accumulata nei serbatoi); *Hydro Pumped Storage* (acqua accumulata con pompaggio). Questi ultimi a loro volta sono distinti in *Open-loop* e *Closed-loop*. Si hanno quindi quattro categorie:

- Acqua fluente e con bacino modulabile: impianti di pura generazione che non hanno serbatoi o hanno piccoli serbatoi con un massimo di 24 ore di stoccaggio. (Capacità del serbatoio / Capacità di generazione netta $\leq$ 24 ore).
- Serbatoio: impianti di pura generazione con serbatoi con capacità di accumulo superiore alle 24 ore. (Capacità del serbatoio / Capacità di generazione netta $>$ 24 ore).
- Pompaggio a ciclo aperto: impianti idroelettrici che dispongono di capacità/tecnologia di pompaggio, indipendentemente dalle dimensioni del serbatoio, e che hanno apporti naturali d'acqua.
- Pompaggio a ciclo chiuso: impianti idroelettrici che dispongono di capacità/tecnologia di pompaggio, indipendentemente dalle dimensioni del serbatoio, e che non hanno apporti naturali d'acqua.

In realtà, la prima categoria raccoglie e unisce due tipologie, ad acqua fluente e a bacino, che meriterebbero una trattazione separata. Infatti, la consueta classificazione italiana adottata in HESCI distingue:

- derivazioni (impianti) ad acqua fluente (categoria "Fluente"): sono quelle che immediatamente a monte non hanno invaso, oppure hanno un bacino la cui durata di riempimento è uguale o minore di 2 ore;
- derivazioni (impianti) a bacino (categoria "Bacino"): sono quelle alimentate direttamente da un invaso la cui durata di riempimento è compresa fra 2 e 400 ore; tali invasi sono genericamente definiti bacini di modulazione;
- derivazioni (impianti) a serbatoio (categoria "Serbatoio"): sono quelle alimentate direttamente da un invaso la cui durata di riempimento è maggiore o uguale a 400 ore; tali invasi sono genericamente definiti serbatoi di regolazione stagionale.

Tuttavia, la definizione delle aste idroelettriche richiede di fissare i quantitativi di acqua accumulabile nelle vasche e le portate idriche degli impianti in modo da poter gestire la loro produzione in modo ottimizzato. In questo senso, non si distinguono gli impianti a serbatoio da quelli con bacino di modulazione, ma è la gestione ottimizzata che imposta il diverso modo di utilizzo dei bacini in base alle dimensioni e agli apporti. Gli impianti sono pertanto descritti in tre tabulati che rappresentano quelli organizzati in asta, quelli ad acqua fluente "rilevanti" e quelli ad acqua fluente "minori":

- gli impianti organizzati in asta sono caratterizzati dall'associazione alla disponibilità di riserva d'acqua nelle vasche a monte e a valle, quando previste (Figura 2.7). La sequenza da monte a valle è importante perché lo svaso degli impianti di testa costituisce, insieme agli apporti naturali, la disponibilità idrica nell'immediato futuro per quelli successivi;
- gli impianti ad acqua fluente "rilevanti" sono quelli la cui produzione non dipende dagli svasi a monte ma dalle portate derivabili dai corsi d'acqua naturali, e la loro consistenza trova riscontro nella *Transparency Platform* 2021. Solitamente la loro taglia è superiore a 10 MW, ma questa caratteristica non è sempre rispettata;
- anche gli impianti ad acqua fluente "minori" hanno produzione svincolata dagli svasi a monte ma sono classificati a parte perché non sono associabili a codifiche del *Transparency Platform*



2021 e hanno taglie normalmente inferiori ai 10 MW (non sono utili nel data set e la loro produzione viene compensata direttamente sul carico).

Lo schema di organizzazione delle informazioni nel foglio Excel prevede la definizione delle aste idroelettriche (**scheda "Aste"**: nome del corso d'acqua e del settore idro-geografico principale), la descrizione delle vasche di accumulo idrico (**scheda "Serbatoi"**: asta di appartenenza, capacità utile di invaso e vasca di sfioro), le caratteristiche di impianto idroelettrico (**scheda "Idroelettrici_Rilevanti"**: potenza efficiente netta, salto geodetico medio, portata idraulica, coefficiente energetico, producibilità media annua di energia elettrica, vasche di riferimento a monte e a valle, numero di generatori che costituiscono la UP). Nel caso degli impianti di pompaggio, sono indicati anche il numero e le caratteristiche delle pompe (potenza netta dei motori e rendimento del ciclo completo). Per gli impianti ad acqua fluente (**scheda "Fluente_Rilevanti"**) l'informazione necessaria è limitata alla potenza efficiente netta, al numero di generatori che costituiscono la UP e alla producibilità media annua di energia elettrica, ma sono comunque raccolte anche le informazioni idro-geografiche.

I dati relativi agli impianti, quando non completamente e immediatamente disponibili, sono reciprocamente ricavabili dalle relazioni che legano i vari parametri:

- Coefficiente energetico, in kWh/m³:

$$Ke = \frac{9,81}{3600} \cdot H \cdot \eta \quad 2.1$$

H = salto geodetico medio, in m

η = rendimento medio globale dell'impianto in corrispondenza del salto H ⁸.

- Potenza efficiente netta, in MW:

$$Pn = Ke \cdot Qh \quad 2.2$$

Qh = portata idraulica oraria, in 10³ · m³/h = portata nominale (m³/s) · 3600 / 1000

L'apporto naturale annuale di acqua negli invasi di testa è determinato in base alla producibilità media annua E dell'impianto di derivazione di testa mentre, per i successivi invasi, si procede a determinare il saldo tra l'apporto dall'impianto a monte e la producibilità dell'impianto in derivazione. Così viene considerato solo l'apporto utilizzato per la produzione di energia elettrica e si trascurano i quantitativi di acqua sfiorati o rilasciati per altri motivi (p.e. per il Deflusso Minimo Vitale).

La relazione tra l'energia prodotta dagli impianti e i volumi dell'acqua turbinata è data dal coefficiente energetico. Quindi, nell'esempio riportato in Figura 2.7, l'apporto naturale annuale di acqua nell'invaso di testa "A" è dato dalla producibilità E_A dell'impianto "A" di testa (in GWh/anno), diviso per il suo coefficiente energetico Ke_A .

- Apporto naturale (An) dell'impianto "A", in 10⁶ · m³/anno:

$$An_A = \frac{E_A}{Ke_A} \quad 2.3$$

⁸ In generale, quando il valore non è noto, si assume un rendimento tipico pari a 0,88 (o 88%).

L'acqua turbinata dall'impianto "A" è rilasciata nell'Invaso "B" che raccoglie altri apporti naturali. L'apporto naturale annuale di acqua nell'invaso "B" è dato dalla producibilità E_B dell'impianto "B", divisa per il suo coefficiente energetico Ke_B , a cui viene sottratta l'acqua turbinata e rilasciata dall'impianto "A" (che corrisponde al suo apporto naturale An_A).

- Apporto naturale dell'impianto "B", in $10^6 \cdot \text{m}^3/\text{anno}$:

$$An_B = \frac{E_B}{Ke_B} - An_A \quad 2.4$$

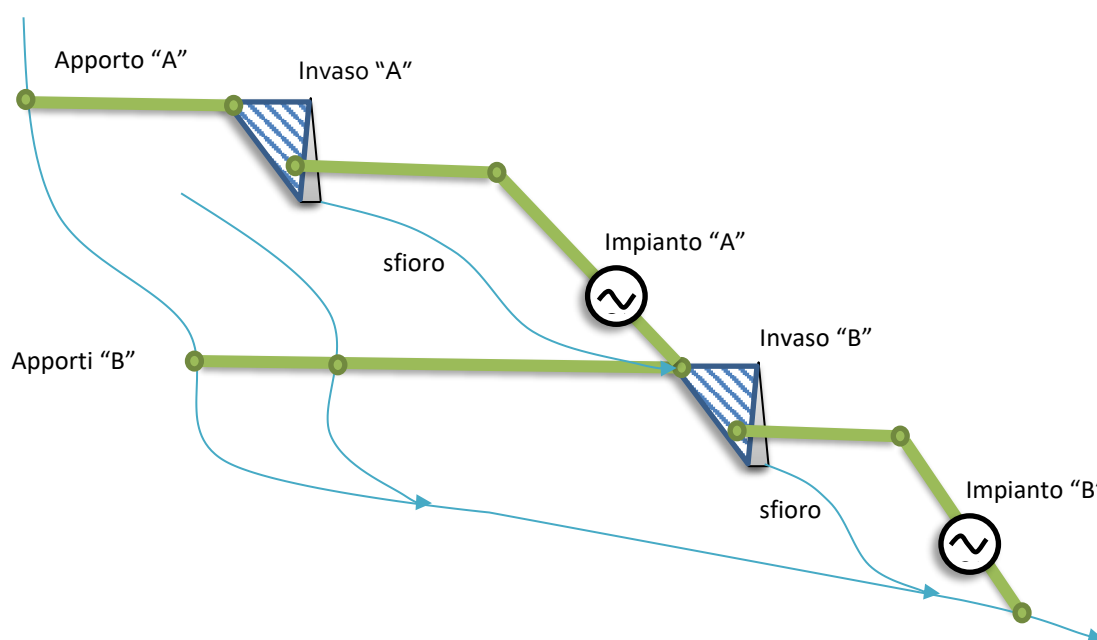


Figura 2.7 – Esempio di due impianti in cascata sulla stessa asta idraulica.

Le schede degli impianti censiscono complessivamente 663 Unità di Produzione, costituite da 1104 singoli generatori, di cui 273 sono organizzate in 100 aste con 282 vasche di accumulo. La potenza netta complessiva degli impianti idroelettrici censiti è di 20.544 MW, suddivisa come riportato in Tabella 2.6, mentre la produzione media netta da apporti naturali (quindi esclusa la produzione da apporti da pompaggio) è di 42.908 GWh. Quest'ultima, nel database HESCI, si riferisce a dati medi ricavati da alcune serie storiche dal 1967 al 2002.

Tabella 2.6 – Censimento del parco idroelettrico per il data set.

Tipo impianto	Potenza netta Generatori (MW)	Potenza netta Pompe (MW)	Produzione netta media annua da apporti naturali (GWh)	Apporti naturali medi annui (10 ⁶ m ³ d'acqua)
Fluente minore	503	-	2.275	-
Fluente rilevante	2.030	-	9.173	-
Fluente in asta	924	-	4.202	-
Bacino modulabile	5.164	-	15.553	3.675
Serbatoio	4.541	-	9.362	10.443
Pompaggio	7.382	6.391	2.344	1.830
Totale Idroelettrico	20.544	6.391	42.908	15.948

Da un confronto con i dati statistici pubblicati in diverse piattaforme risultano:

- Dati statistici Terna 2021: 22.750 MW di potenza netta, con produzione annua pari a 46.919 GWh (45.388 GWh al netto dei pompaggi);
- Sistema Terna GAUDI 2021 [23]: 20.928 MW di potenza nominale;
- *Transparency Platform* 2021 (TP2021): 19.618 MW di potenza nominale.

Il dato di potenza censito per il data set è leggermente superiore rispetto a quello del TP2021 in quanto sono stati identificati, in aggiunta, gli impianti di tipo “fluente minore” ed altri impianti non già previsti. Riguardo al dato di potenza di Terna/GAUDI, non è chiaro come in questo siano censiti i pompaggi puri (p.e. in Campania sembrano non risultare i 1.000 MW di Presenzano) pertanto risulta difficile un confronto diretto. Infine, riguardo al dato statistico 2021 di Terna, per quanto questo sia chiaramente riferito alla potenza “netta” di impianto, con distinzione dei pompaggi, il dato complessivo sembra dipendere da un numero di impianti estremamente elevato (4652 unità censite), lasciando così supporre che le consistenze non siano direttamente comparabili con quelle del presente censimento: potrebbero essere comprese UP che non interferiscono con il mercato né con la rete elettrica (auto-produttori e auto-consumatori). Rimane tuttavia verificato che i dati di potenza ed energia sono ugualmente proporzionati tra loro. Complessivamente, i dati così censiti risultano adeguati agli studi di sistema da eseguire, e quindi al data set.

2.2.6.2 Parco termoelettrico

Una centrale termoelettrica è un impianto industriale che trasforma in energia elettrica l'energia chimica del combustibile tramite turbine a gas, turbine a vapore o motori endotermici. Come sorgenti energetiche possono essere utilizzate numerose sostanze: tra le più comuni in uso in Italia ricordiamo il carbone (o carbon fossile), l'olio combustibile, il gas naturale e il gasolio.

Esistono quindi varie tipologie di centrali termoelettriche e in Italia si trova riscontro principalmente per:

- gli impianti a ciclo convenzionale che utilizzano prevalentemente il carbone (*hard coal*)⁹ come combustibile per generare calore e alimentare la turbina a vapore. Ad oggi, non è più possibile

⁹ È ancora presente in Italia anche un impianto con ciclo convenzionale alimentato ad olio ma questo è ormai prossimo alla sua dismissione per la successiva riconversione in una nuova più efficiente tecnologia alimentata a gas.



effettuare nuove installazioni utilizzando questa tecnologia e quelle presenti sul suolo italiano, ancora attive, verranno dismesse entro il 2025 (*phase-out* del carbone) [24];

- gli impianti a gas con ciclo aperto (*Open-Cycle Gas Turbine*, OCGT) che utilizzano combustibile fossile per alimentare unicamente uno o più sistemi di turbo-compressori;
- gli impianti con ciclo combinato a gas (*Combined-Cycle Gas Turbine*, CCGT) che utilizzano combustibile fossile e sono la tecnologia termoelettrica attualmente più efficiente; queste sfruttano due processi termodinamici per ottimizzare l'energia del gas naturale, il primo realizzato con una turbina a gas e il secondo con una turbina a vapore. Le due turbine possono essere collegate ad un unico generatore (*single-shaft*, Figura 2.8) o a più generatori (*multi-shaft*, Figura 2.9);
- gli impianti di cogenerazione (*Combined Heat and Power*, CHP: CCGT-CHP, OCGT-CHP) che sono centrali a gas di tipo CCGT o OCGT in grado di produrre energia sia termica che elettrica. In questo caso, il calore in eccesso viene rilasciato ai siti industriali per i loro cicli produttivi o alle abitazioni vicine attraverso il teleriscaldamento. Con la cogenerazione di elettricità e calore è possibile aumentare l'efficienza e il risparmio energetico, riducendo l'impatto ambientale e i costi energetici.

In misura minore, e per impianti di piccole dimensioni (fino a 15 MW), sono utilizzati motori endotermici alimentati a gas naturale o a gasolio, spesso associati alle produzioni di calore ad uso civile o industriale.

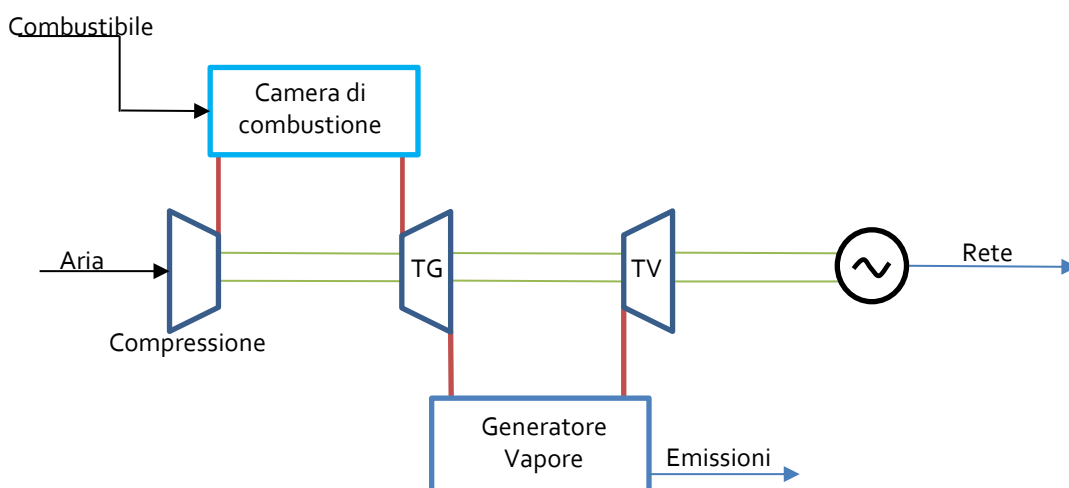


Figura 2.8 - Schema di ciclo combinato single-shaft.

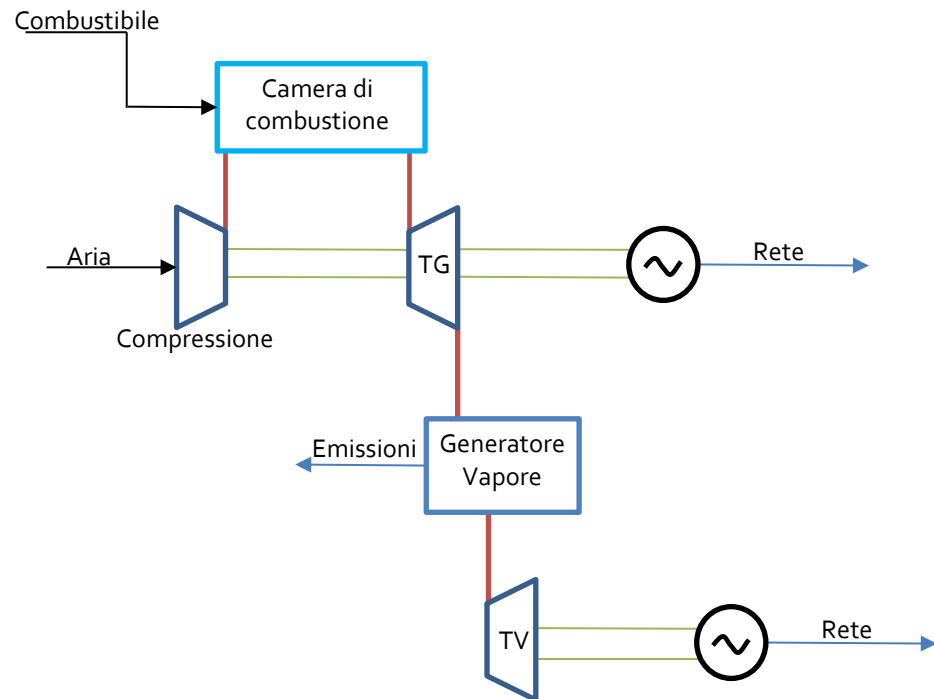


Figura 2.9 - Schema di ciclo combinato multi-shaft.

Similmente a quanto fatto per le centrali idroelettriche, come punto di partenza si è consultato la *Transparency Platform* di ENTSO-E [13] che rende disponibile l'elenco delle unità di produzione (UP) riconosciute in Italia nell'anno 2021, per le quali sono date le informazioni geografiche (località), quantitative (Pmax) e qualitative (tipologia). Il modello di rete del PoliTO riporta invece la localizzazione topologica delle UP associando le loro iniezioni e Pmax ai nodi della rete di alta tensione. Unendo le informazioni ottenibili da entrambe le fonti si ottiene una descrizione completa dell'impianto nella sua generalità, ma non si evince la composizione dei vari impianti (p.e. numero di turbine a gas e a vapore, la singola potenza delle turbine, configurazione *single-shaft* o *multi-shaft*, massimo e minimo tecnico di ogni elemento costitutivo).

Queste informazioni risultano essenziali per le simulazioni di guasto nel *tool* NewRemark+, dal momento che un impianto a ciclo combinato può funzionare anche in assetto ridotto se la turbina a vapore o una delle turbine a gas si guasta. Avendo soltanto il dato equivalente della potenza attiva nominale ad assetto completo, in caso di guasto si rischia di ignorare completamente la centrale quando, invece, questa potrebbe operare a potenza ridotta.

Per reperire queste informazioni sono stati consultati i siti web ufficiali dei gestori/proprietari degli impianti o, in alternativa, le "Dichiarazioni ambientali EMAS"¹⁰ e il sito web del Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (MASE) [25].

¹⁰ La dichiarazione ambientale è uno strumento prodotto dalle organizzazioni registrate EMAS (Environmental Management and Audit Scheme) e aggiornato con periodicità annuale, che rappresenta il mezzo con cui l'organizzazione comunica con i soggetti interessati in materia ambientale. La dichiarazione deve descrivere l'organizzazione e le sue attività, la sua politica ambientale, gli aspetti ambientali significativi, gli obiettivi e i target.



In particolare, sui siti dei gestori (p.e. AzA, Enel, Enipower, Sorgenia) è possibile individuare la tipologia dell'impianto e la potenza installata totale per ogni impianto. Questo ha permesso di effettuare un confronto con i dati riportati in TP2021 [13] e, per alcuni casi isolati (EP Produzione ed Enipower), la descrizione dell'impianto con il numero di cicli combinati o aperti presenti, il numero e la potenza di ogni turbina. Il passo successivo è stato visionare le dichiarazioni ambientali EMAS, poiché la composizione delle centrali è un dato opzionale di questi documenti. In ultimo si è consultato il sito del MASE in cui sono raccolti tutti i decreti ministeriali e gli allegati tecnici che devono essere presentati per l'approvazione della costruzione di una centrale o per il suo *upgrade*¹¹.

Da questi tre fonti è stato possibile identificare per ogni centrale il gestore, la tipologia, il combustibile utilizzato, la potenza attiva nominale totale installata, il numero di turbine a gas e a vapore con la loro potenza, la geolocalizzazione (regione, provincia, città e coordinate geografiche) e se l'impianto è frazionabile¹². È stato infine il possibile ipotizzarne il rendimento ai fini dell'eventuale determinazione puntuale del costo di produzione.

Gli unici dati che non sono stati reperibili da queste fonti sono stati i massimi e minimi tecnici per ogni UP. Si è ipotizzato, quindi, di valutare le potenze massime e minime offerte sui mercati MGP e MSD analizzando le serie storiche scaricabili dal sito internet del GME [17]: si è scelto di analizzare un periodo di due anni estendendolo al 2020, in modo tale da individuare anche quelle centrali che nel 2021 potrebbero essere state in manutenzione o in fase di dismissione.

Si è scritto, dunque, un codice in linguaggio "R" che permette di leggere le informazioni scaricate, raggrupparle per ogni UP e, successivamente, riportarle su un file di tipo CSV, contenente: la zona di mercato, il nome, l'operatore, l'informazione se offre sul mercato con contratto bilaterale, la potenza massima offerta su MGP e la potenza massima e minima offerta su MSD.

Infine, si è associato ad ogni impianto presente sul TP2021 il nome dell'UP, il valore dell'offerta minima effettuata su MSD come potenza di minimo tecnico e il valore maggiore tra MGP e MSD come potenza massima. In un impianto possono essere presenti più cicli (combinati o aperti) che offrono la loro potenza in maniera separata, in questi casi si è tenuto conto separatamente delle diverse UP che offrono sul mercato.

La **scheda "Termoelettrici"** riporta, oltre alle informazioni amministrative riguardanti le UPR (codifica TP2021, nome e localizzazione), tutti i dettagli tecnici riguardanti gli impianti. In particolare, è indicata la tecnologia dell'impianto e il suo livello di aggiornamento tecnologico, il combustibile utilizzato, la composizione dell'eventuale ciclo combinato (numero di gruppi totale, numero e taglia dei TV e numero e taglia dei TG), le caratteristiche di Pmax e Pmin dedotte dall'analisi dei dati di mercato.

La classificazione delle tipologie di impianto e dei combustibili è stata costruita in riferimento a quanto reperito da ENTSO-E per gli studi di pianificazione TYNDP [19] e di analisi dell'affidabilità ERAA [14]. Nel data set sono utilizzati principalmente i combustibili fossili gas e carbone classificati rispettivamente con le sigle "G" e "C". Per il carbone è prevista la sola modalità tradizionale di produzione tramite turbine a vapore. Le tecnologie per il gas sono invece: quella tradizionale con turbina a vapore (con sigla "TV"), quella a ciclo combinato a gas (con sigla "CCGT") e quella a turbogas con ciclo aperto (con sigla "OCGT"). A parità di tecnologia viene associata un'etichetta "New" o "Old_2" o "Old_1" o semplicemente "Old", che indica il livello di

¹¹ Con il termine *upgrade* si intende tutti quegli interventi volti ad aumentare la produzione elettrica e/o al miglioramento del rendimento

¹² Con il termine *frazionabile* si intende se è possibile utilizzare soltanto una delle turbine presente nella centrale, dunque se la centrale è *single-shaft* o *multi-shaft*.

aggiornamento della tecnologia e che consente di ipotizzare efficienze migliori per quelle più moderne. Si ha quindi che la tecnologia con aggiornamento "New" ha rendimenti migliori di "Old_2" che a sua volta ha rendimenti migliori di "Old_1". In Tabella 2.7 è riportata la classificazione utilizzata nel data set.

Tabella 2.7 – Classificazione delle tecnologie di impianti termoelettrici.

Codice	Significato	Tecnologia
C_Old2	Impianto a vapore alimentato a carbone, tecnologia arretrata	TV
C_Old1	Impianto a vapore alimentato a carbone, tecnologia molto arretrata	TV
G_CCGT_New	Impianto con ciclo combinato alimentato a gas, tecnologia moderna	TG + TV
G_CCGT_Old2	Impianto con ciclo combinato alimentato a gas, tecnologia arretrata	TG + TV
G_CCGT_Old1	Impianto con ciclo combinato alimentato a gas, tecnologia molto arretrata	TG + TV
G_OCGT_New	Impianto con ciclo aperto alimentato a gas, tecnologia moderna	TG
G_OCGT_Old	Impianto con ciclo aperto alimentato a gas, tecnologia arretrata	TG
G_TV_Old2	Impianto a vapore alimentato a gas, tecnologia arretrata	TV
G_TV_Old1	Impianto a vapore alimentato a gas, tecnologia molto arretrata	TV

2.2.6.3 Parco geotermoelettrico

La **scheda "Geotermici"** contiene le informazioni relative alle UPR geotermiche. Questi tipi di impianto, che sono classificati con la sigla "V_Geo", permettono di sfruttare il calore delle profondità terrestri per produrre energia elettrica rinnovabile, in determinati luoghi: in base alla composizione geologica-strutturale, è possibile ottenere delle temperature pari a 200-250 °C a profondità comprese tra i 2000 e 4000 metri. Tramite le fratture degli strati rocciosi, le acque riscaldate e i vapori provenienti dalle sorgenti calde raggiungono la superficie, dove vengono intercettati dai pozzi geotermici di estrazione. Il vapore erogato dai pozzi viene quindi convogliato in tubazioni, chiamate vapordotti, ed inviato ad azionare una turbina, dove l'energia viene trasformata in energia meccanica di rotazione [26].

In Italia gli impianti geotermici sono concentrati in Toscana e sono stati caratterizzati utilizzando i dati della *Transparency Platform 2021* [13] e i dati di mercato estratti da GME [17].

2.2.6.4 Parco eolico

La **scheda "Eolico"** contiene le informazioni relative alle UPR alimentate dalla fonte rinnovabile eolica e classificate con la sigla "W_OnS" a richiamare la condizione *onshore* ossia installati in terraferma. È infatti prevista anche una sigla "W_OfS" riservata agli impianti cosiddetti *offshore* installati al largo delle coste marine: non essendo ancora censito al 2021 alcun impianto *offshore*, tale classificazione non è stata usata nel data set attuale. Il sito eolico comune consiste in gruppi di singoli aerogeneratori, macchine che producono energia elettrica sfruttando la forza del vento. Una rete elettrica in media tensione raccoglie la produzione di tutti gli aerogeneratori del sito e la convoglia in una stazione di elevazione che la inietta nella rete di trasmissione in alta tensione. In questo senso, la UPR descritta nel data set rappresenta la produzione dell'intero sito eolico.

Il lavoro di raccolta delle informazioni nel data set è consistito in un censimento degli impianti eolici italiani all'anno 2021, effettuato associando informazioni provenienti dalle varie fonti, completandole, validandole e rendendo compatibili le codifiche delle unità di produzione descritte nei vari ambiti. Dall'insieme delle informazioni così reperite e dall'incrocio di queste con quelle già selezionate dal *Transparency Platform* 2021 (TP2021), è stata realizzata nel foglio Excel una scheda relativa agli impianti eolici rilevanti per la rete nazionale di trasmissione.

Molte informazioni sono già disponibili in RSE che nel passato ha sviluppato e reso pubblico un atlante eolico del territorio italiano [16]. La banca dati e le mappe sono disponibili nell'apposito sito internet [27]. Dal database sottostante all'atlante, sono ricavabili informazioni relative alla posizione (geografica ed amministrativa) e alla classe di potenza degli aerogeneratori di potenza superiore a 200 kW installati sul territorio nazionale. Molte altre informazioni relative agli impianti sono reperibili attraverso i siti internet delle società proprietarie o costruttrici degli impianti stessi. A titolo esemplificativo si riportano in Tabella 2.8 i principali siti individuati nel corso dell'anno 2022.

Tabella 2.8 – Principali siti internet individuati per la descrizione dei siti eolici.

Società gestore	Indirizzo internet
Fortore Energia	https://www.fortoreenergiaspa.com/track-records-e-realizzazioni/
RWE	https://it.rwe.com/-/media/RWE/RWE-Italy/documents/rwe-renewables-italia-grafica.pdf
ERG	https://www.erg.eu/it/chi-siamo/dove-siamo
Inergia	https://www.inergia.it/impianti-eolici/
Sorgent.e	http://www.sorgent-e.com/plants
RePower Energy	https://www.repower.com/gruppo/chi-siamo/parco-produzione/parchi-eolici/
Renantis (ex Falck Renew.)	https://www.renantisgroup.com/it/plant-map
NovEnergia	https://www.novenergia.com/en/portfolio/italy/
Engie	https://www.engie.com/sites/default/files/assets/documents/2021-07/ENGIE_Analyst_pack_H1_2021_VDEF.xlsx
FriEI	https://www.fri-el.it/it/business-units/wind/#34

Gli impianti così censiti da RSE sono 381 e costituiscono una potenza nominale complessiva all'anno 2021 pari a 10.285 MW, che ben si confronta con i dati a consuntivo reperiti nelle pubblicazioni di Terna relative alla piattaforma GAUDI (10.220 MW per 355 impianti con potenza nominale ≥ 10 MW) e con lo stesso TP2021 (9.986 MW, in 351 siti). Nel censimento RSE sono stati presi in considerazione alcuni impianti con taglia minore di 10 MW, non citati nel TP2021, così come in GAUDI potrebbero essere considerati impianti non rilevanti per la rete di trasmissione. Con ciò si possono accettare gli scostamenti, comunque poco rilevanti, osservabili nei confronti effettuati.

Riguardo alla raccolta dati, gli impianti sono stati associati alla codifica del TP2021 mantenendo le indicazioni geografiche da lì desumibili (comune, provincia, regione) e le taglie indicate (potenze nominali). Sono state aggiunte le consistenze di tutti gli impianti indicando tipologie e numerosità degli aerogeneratori, le società proprietarie e l'individuazione dei principali nodi della rete influenzati dalla produzione degli impianti.



Quest'ultima parte del lavoro si basa sull'osservazione degli schemi e dalle mappe della rete di trasmissione disponibili in RSE o recuperati da fonte ministeriale del MASE [25].

In riferimento alla metodologia di cui al paragrafo 2.1.3, le quote di ripartizione della produzione degli impianti eolici sui nodi delle stazioni della rete elettrica non sono direttamente ipotizzabili; si è quindi assunta una ripartizione in parti uguali fra le stazioni circostanti, ricercando però la coerenza con i quantitativi già indicati nei dati del sistema di rete del PoliTO.

La situazione del sistema PoliTO si riferisce all'anno 2027-2030 e la consistenza complessiva degli impianti eolici ammonta a 13.843 MW distribuiti in 349 iniezioni equivalenti nodali: individuati alcuni valori evidentemente riferibili a ipotesi future, laddove possibile è stata mantenuta la proporzionalità tra il dato a consuntivo TP2021 e quello di scenario del PoliTO al 2027-2030. Gli scostamenti complessivi regionali più importanti sono stati individuati in Puglia e Campania ma anche altre regioni del Sud Italia e Isole hanno dimostrato scostamenti sensibili. In considerazione della distanza temporale tra i due scenari confrontati e dei piani di crescita dell'eolico italiano, e osservando gli scostamenti tra i valori nodali ottenuti, si può ritenere che la ripartizione nodale ipotizzata sia comunque accettabile per gli scopi dell'attività in corso.

2.2.6.5 Parco fotovoltaico

La **scheda "Fotovoltaico"** contiene le informazioni relative alle UPR fotovoltaiche e classificate con la sigla "F_PV".

La tecnologia fotovoltaica consente di trasformare in maniera diretta l'energia associata alla radiazione solare in energia elettrica sfruttando il fenomeno fotoelettrico: questi impianti sono classificati come alimentati da fonti rinnovabili. La conversione energetica avviene in un dispositivo, detta cella fotovoltaica, costituito da un materiale semiconduttore opportunamente trattato. All'interno di questo si crea un campo elettrico che orienta le cariche elettriche generate dalla interazione della radiazione solare con la struttura elettronica del materiale semiconduttore, dando origine ad una tensione elettrica.

L'evoluzione tecnologica ha prodotto diverse tipologie di celle fotovoltaiche a base di silicio:

- monocristallino: ottime performance e rendimenti, che consentono di avere più potenza per metro quadro;
- policristallino: buone performance per rendimenti vicini al monocristallino, ma con costi più contenuti;
- amorfo: buona adattabilità ad alte temperature.

La tecnologia fotovoltaica si è diffusa maggiormente nell'ambito residenziale e industriale, in quanto permette di diminuire l'assorbimento dalla rete utilizzando la potenza generata direttamente in loco. Ha generalmente una potenza installata minore di 10 MW: sono pochi gli impianti di grandi dimensioni²³ che offrono la propria potenza sul mercato elettrico e che insistono sulla rete di alta tensione.

Per la definizione del data set per il *tool* NewRemark+ si deve effettuare la distinzione tra quelli installati nei livelli di bassa e media tensione (che operano sulla distribuzione, quindi verranno trattati nella definizione del carico residuo) e quelli installati sulla rete di trasmissione.

La *Transparency Platform 2021* [13] riporta gli impianti che sono connessi in alta e altissima tensione: da questo elenco si è iniziato a dettagliare le centrali, ovvero in termini di

²³ Impianti con potenza attiva nominale installata maggiore di 10 MW.



geolocalizzazione (regione, provincia e città), gestore, potenza installata. Si tratta infine di una minima parte del parco fotovoltaico nazionale: sono stati censiti impianti per un totale di circa 1 GW di potenza efficiente contro 22,6 GW quantificati in Italia dai dati statistici di Terna.

Per la maggior parte dei dati ci si è avvalsi dei siti web ufficiali dei gestori.

2.2.6.6 Parco a biomasse

La **scheda "Biomasse"** contiene le informazioni relative alle UPR termoelettriche alimentate da combustibile biologico, diverso da quello fossile, e classificate con la sigla "D_Bio".

Con biomasse si intendono tutte quelle sostanze di origine biologica (vegetale o animale) che non hanno subito processi di fossilizzazione: è una fonte considerata pulita e rinnovabile. I materiali che possono alimentare la centrale sono legno, materiale di scarto delle lavorazioni dell'agricoltura, del giardinaggio, della manutenzione dei boschi, scarti alimentari organici.

Il combustibile verde è bruciato all'interno di una camera di combustione: il calore così generato viene utilizzato per produrre energia elettrica (tramite una o più turbine a vapore) o come fonte di riscaldamento. Il funzionamento è semplice: la combustione delle biomasse rilascia calore che trasforma in vapore l'acqua della centrale termodinamica.

Come per gli impianti fotovoltaici, la caratterizzazione delle centrali a biomasse è stata fatta utilizzando la *Transparency Platform 2021* [13], i siti web dei gestori (identificando anche il tipo di carburante utilizzato) e i dati di mercato estratti da GME [17].

2.2.6.7 Termovalorizzatori di rifiuti e altre tipologie

La **scheda "Rifiuti"** contiene le informazioni relative alle UPR termoelettriche alimentate da rifiuti solidi urbani (RSU) e classificate con la sigla "R_Waste".

Le unità di produzione che utilizzano rifiuti come combustibile sono i cosiddetti termovalorizzatori. Il principio di funzionamento è simile agli impianti alimentati a biomasse. A differenza di queste, i rifiuti solidi urbani non sono considerati fonti rinnovabili, poiché non compensano le emissioni in atmosfera di gas clima-alteranti.

In un primo momento gli scarti (carta sporca, plastica monouso, rifiuti ingombranti o ospedalieri) vengono raccolti e stoccati in appositi forni. Si procede poi alla combustione, durante la quale i rifiuti bruciano ad una temperatura superiore agli 850 gradi¹⁴. Il calore prodotto porta a vaporizzare l'acqua in circolazione nella caldaia posta a valle, che aziona una turbina a vapore e il generatore elettrico. Oltre alla produzione di energia elettrica, al termovalorizzatore può essere associato un impianto cogenerazione per il teleriscaldamento o un impianto di gassificazione per la produzione del gas di sintesi.

La **scheda "Others"** contiene le informazioni relative alle UPR termoelettriche alimentate da altre tipologie di combustibile non meglio identificabili e classificate con la sigla "X_Other_NoRES".

Con la categoria "altro" si intendono tutti quegli impianti che non ricadono in alcun'altra classe e non sono considerabili rinnovabili: si è cercato sui siti web dei gestori le informazioni per inserirle nei gruppi corretti e, dove non si sono trovate informazioni, le si sono lasciate in quella categoria.

¹⁴ La temperatura elevata permette di tenere sotto controllo i livelli di diossina.



Similmente agli impianti fotovoltaici e alle biomasse, la caratterizzazione dei termovalorizzatori e delle "altre tipologie" è stata fatta utilizzando la *Transparency Platform 2021* [13] e i dati di mercato estratti da GME [17].

2.3 Dati di scenario 2021

Nel precedente paragrafo 2.2 sono state descritte le caratteristiche tecniche e topologiche dei diversi componenti del data set; nel seguito sono invece descritti tutti quei dati che, insieme alle caratteristiche sopra, condizionano l'esercizio del sistema elettrico, derivanti da situazioni che vengono a determinarsi o che si ipotizzano per un particolare anno: l'insieme di questi dati costituisce un cosiddetto "scenario".

Per un anno orizzonte sono dati di scenario i volumi zionali annui del fabbisogno, delle produzioni imposte suddivise per tipologia e degli apporti naturali idrici, nonché la quantità di energia scambiata (importata ed esportata) dal sistema italiano con i Paesi confinanti. Sono altresì dati di scenario i costi dei combustibili e delle emissioni di anidride carbonica.

Molti dei dati di scenario provengono da modelli macroeconomici, altri da complessi modelli climatici: tutti questi dati devono però essere elaborati per ottenere il dettaglio utile per le simulazioni di rete, ovvero orario e nodale.

I dati di scenario stati organizzati nelle schede del foglio Excel "Scenario.xlsx" così raggruppate:

- Rete: "NTC", "dati_guasto";
- Generatori: "Tipo_profilo_gen", "Tipo_gen_UC", "Profili_produzione_imposta", "Apporti_Naturali";
- Carico e fabbisogno: "Nodi_Carico", "Profili_carico";
- Import/Export: "Nodi_ImportExport", "Profili_ImportExport".

Nei sottoparagrafi successivi sono descritti i dati dello scenario relativo all'anno 2021, la fonte dei dati di sintesi e la metodologia adottata per riportare questi ultimi al dettaglio richiesto.

È stato scelto lo scenario dell'anno 2021 perché, all'inizio delle attività (anno 2022), questo era l'anno più recente disponibile di cui fosse possibile individuare i consuntivi. Fermo restando che l'obiettivo dello strumento di calcolo è quello di valutare scenari futuri, considerare in questa fase un anno passato consente di testare in maniera più appropriata la metodologia di valutazione. Inoltre, disporre di una situazione di scenario vicina a quella attuale (situazione di partenza) consente di implementare in modo più semplice le varianti per rappresentare ipotesi di futuri scenari del sistema nazionale.

2.3.1 Capacità di scambio sulle sezioni (NTC)

Le capacità di scambio commerciali sulle sezioni tra le zone di mercato, comunemente note come *Net Transfer Capacity* (NTC), sono quelle definite dall'operatore di rete Terna [12] nel 2020 in riferimento all'anno 2021.

La **scheda "NTC"** riporta i profili orari dei valori in MW che costituiscono i limiti di transito su ciascuna sezione e nei due versi. La prima e la seconda colonna della scheda riportano data e ora di riferimento; nella prima riga le etichette di colonna identificano la sezione a cui applicare il limite, in seconda riga le etichette "Tmin" e "Tmax" stanno ad indicare rispettivamente la colonna con il limite nel verso contrario alla sezione ("to" -> "from", valori negativi) e la colonna con il limite nel verso diretto ("from" -> "to", valori positivi).

I valori dei limiti di transito tra le zone di mercato sono dettati, oltre che dai limiti fisici di trasporto della rete, da questioni di stabilità e sicurezza verificate secondo logiche che variano da sezione a sezione. Tali valori non sono costanti nel tempo ma possono variare in base al calendario (stagioni, mesi, giorni feriali e festivi, ora diurna-serale-notturna) e in base al carico residuo nelle due zone interconnesse, ottenuto sottraendo dal fabbisogno le produzioni previste da solare e fotovoltaico.

Pur non essendo valori costanti nel tempo, Terna ha prodotto due schemi stagionali (inverno in Figura 2.10, estate in Figura 2.11) per rappresentare almeno i valori estremi di tali limiti.

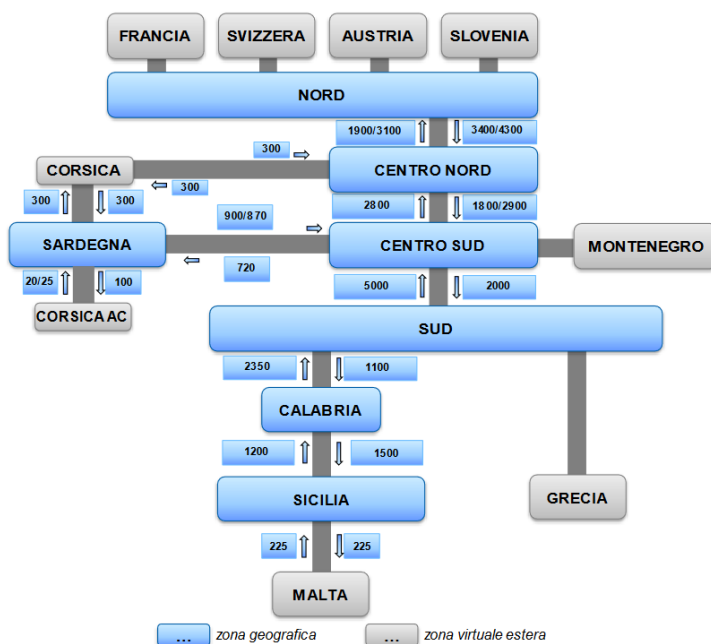


Figura 2.10 – Schema riassuntivo NTC 2021 (inverno) – fonte: Terna [12].

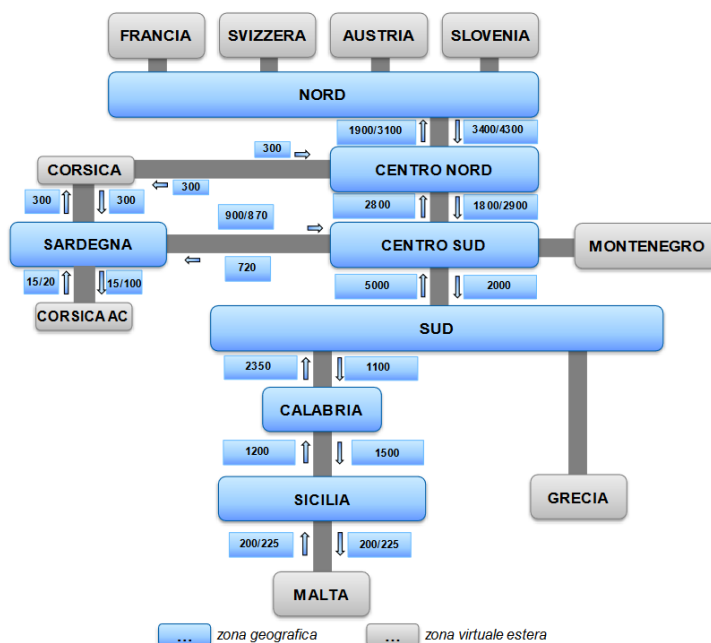


Figura 2.11 – Schema riassuntivo NTC 2021 (estate) – fonte: Terna [12].

Terna definisce limiti, come fossero sezioni “interne”, anche per le sezioni internazionali relative ai collegamenti di interconnessione con la Corsica e con Malta. Tuttavia, nella scheda del data set le sezioni di interconnessione con l'estero non sono state associate a limiti reali (è riportato un limite fittizio di +/- 9.999 MW); questo perché i programmi di import/export sono stati stabiliti sulla base di valori che già rispettano i limiti di scambio, pertanto non è necessario monitorare i transiti sulle sezioni di interconnessione.

2.3.2 Indisponibilità di generatori e collegamenti

I generatori e i collegamenti della rete di trasmissione sono soggetti a guasti imprevedibili che li possono rendere indisponibili al servizio per diverse ore. Per tali elementi, il programma di calcolo comprende un modello di simulazione del guasto accidentale (legato a un criterio di tipo Monte Carlo sequenziale) che consente di tenere conto di queste situazioni ai fini dell'analisi di affidabilità del sistema elettrico. Il modello di guasto prevede che ciascun elemento sia associato a parametri medi che definiscono i tempi di funzionamento (Mean Time To Failure – MTTF)¹⁵ e quelli di riparazione (Mean Time To Repair – MTTR)¹⁶.

Un'altra causa di indisponibilità degli elementi del sistema elettrico dipende dalla loro manutenzione programmata: si tratta di periodi di “fuori servizio” di cui, però, è possibile conoscere a priori il calendario di attuazione. Infatti, il programma di simulazione può ricevere in input il calendario di manutenzione di selezionati componenti e applicare lo stato di “fuori servizio” nei periodi indicati.

I parametri di guasto accidentale vengono definiti nel data set individuando classi affini di componenti che possono assumere gli stessi parametri. Per le linee, che a causa delle loro varie lunghezze sono difficilmente classificabili in modo univoco, è previsto un dato standard riferito a 100 km di lunghezza, da rapportare successivamente alla lunghezza effettiva di ciascuna linea. La

¹⁵ Parametro che quantifica il tempo medio di funzionamento di un'apparecchiatura prima che si guasti e debba essere riparata o sostituita.

¹⁶ Parametro che quantifica il tempo necessario per riparare un'apparecchiatura e ripristinarne la piena funzionalità.



classificazione delle linee diventa quindi basata sulla tipologia “in cavo” o “aerea” e sulle diverse tensioni nominali (Tabella 2.10). Le linee HVDC, invece, sono classificate a parte. Infine, per i generatori di centrale è usata una classificazione basata sulla loro tecnologia.

I dati per la manutenzione programmata consistono nell’indicazione della durata media annua attesa del periodo di fuori servizio, solitamente data in settimane/anno o in giorni/anno e riferita a classi omogenee di componenti.

Mentre per la manutenzione delle linee non è stato identificato un metodo per prevedere e fissare i periodi di fuori servizio, per la programmazione della manutenzione dei generatori è invece disponibile una funzione di calcolo denominata MSP³⁷. Quindi, in mancanza di metodologie adeguate, i periodi di indisponibilità programmata delle linee rientrano nei parametri di guasto accidentale, fatta comunque salva la possibilità di indicare periodi di indisponibilità noti a priori; per i generatori deve essere eseguita la funzione MSP appositamente alimentata con le informazioni necessarie, reperibili dalle indicazioni ENTSO-E per gli studi ERAA [14] e TYNDP [19]. Al momento, questo passaggio non è ancora stato implementato e l’esecuzione del programma NewRemark+ sul data set è avvenuta senza piani di manutenzione.

Ad ogni modo, il piano di manutenzione e l’indisponibilità forzata dei generatori hanno senso solo per le unità di produzione dispacciabili, poiché al momento di essere considerati da parte del modello di calcolo (*Unit Commitment*) deve essere noto se i generatori sono disponibili o no. Per quanto riguarda il resto del parco di generazione, ossia le unità di produzione legate a profili orari di produzione imposta, l’indisponibilità è tenuta in conto implicitamente attraverso il profilo orario di produzione che, essendo costruito in base al rapporto tra “producibilità zonale” e “installato zonale” ingloba nella produzione totale le situazioni di fuori servizio registrate nella zona considerata.

Per il parco di generazione (Tabella 2.9), anche riguardo all’indisponibilità forzata sono stati presi in considerazione i valori indicati da ENTSO-E in [14] e [19]. Si tratta di valori applicabili al solo parco di generazione termoelettrico: per il parco di generazione dispacciabile idroelettrico sono state adottate ipotesi basate sulle esperienze di studio pregresse di RSE. Per tutte le unità di produzione, ENTSO-E prevede un tempo di riparazione medio di una settimana (168 ore) e 27 giorni/anno di manutenzione (circa 4 settimane). Gli intervalli tra i guasti sono invece diversi in base alla tipologia del generatore.

Per le linee (Tabella 2.10), sono stati adottati i dati di indisponibilità indicati da Terna negli studi pubblicati in occasione dell’individuazione della nuova configurazione del sistema nazionale zonale [10]. I soli dati di indisponibilità non sono sufficienti per stabilire i parametri MTTF e MTTR: per questo si è dovuto ricercare il valore più adeguato del tempo medio di riparazione e di conseguenza calcolare l’intervallo medio tra i guasti [28]. Per le linee aeree il MTTR è stato fissato in 24 ore (ipotesi RSE), mentre per i cavi interrati e marini (anche HVDC) il MTTR è stato fissato pari a 600 ore (“AC Extruded, 220 to 500 kV: 25 days”. Fonte: CIGRE [29]).

³⁷ La funzione MSP (*Maintenance Scheduling of the Production system*) è una funzione di calcolo che, a partire dalle durate delle manutenzioni previste per ogni generatore, stabilisce un criterio di distribuzione nell’anno delle settimane di manutenzione, facendo in modo di non interferire con la necessità di mantenere adeguati margini di riserva nel sistema (criterio “a riserva costante”). Una descrizione di dettaglio è disponibile in [4]

Tabella 2.9 – Parametri di indisponibilità medi per i generatori (fonte: ENTSO-E con elaborazioni RSE).

Tipologia	MTTR (ore)	MTTF (ore)	Manutenzione (giorni)
Tradizionale a carbone "New"	168	2072	27
Tradizionale a carbone "Old2"	168	1512	27
Tradizionale a carbone "Old1"	168	1512	27
Tradizionale a gas "Old2"	168	1932	27
Tradizionale a gas "Old1"	168	1932	27
Ciclo combinato a gas "New"	168	3192	27
Ciclo combinato a gas "Old2"	168	1932	27
Ciclo combinato a gas "Old1"	168	1932	27
Turbina a gas "New"	168	3192	27
Turbina a gas "Old"	168	1932	27
Idroelettrico (*)	168	3192	27
MTTR = Mean Time To Repair MTTF = Mean Time To Failure (*) Ipotesi RSE			

Tabella 2.10 - Parametri di indisponibilità medi per le linee (fonte: Terna e ipotesi RSE).

Tipologia	Tasso di Indisponibilità (p.u./100 km)	MTTR (ore/100 km)	MTTF (ore/100 km)
Linea in cavo fino a 150 kV	0,051598174	600	11.028
Linea in cavo 220 kV	0,035730594	600	16.192
Linea in cavo 380 kV	0,004680365	600	127.595
Linea aerea fino a 150 kV	0,005022831	24	4.754
Linea aerea 220 kV	0,003652968	24	6.546
Linea aerea 380 kV	0,001484018	24	16.148
HVDC (escluso Sard.Cor.It.)	0,007085174	600	84.084
HVDC Sard.Cor.It.	0,020370000	600	28.855
MTTR = Mean Time To Repair MTTF = Mean Time To Failure			

Per i trasformatori, i convertitori HVDC e i sistemi equivalenti "trasformatore + convertitore", (Tabella 2.11), oltre alla fonte Terna già citata, è stata presa in considerazione la fonte CIGRE [30]. Per i trasformatori, con tasso di indisponibilità 0,0003 secondo Terna, è stato assunto un tempo di riparazione pari a 48 ore (ipotesi RSE, corrispondente alla condizione di avere sempre a disposizione una macchina di riserva). Per i convertitori HVDC, l'informazione dalla fonte CIGRE (*Average outage rate* e *Average outage duration*) è completa per ricavare MTTF e MTTR. Dai parametri dei due elementi in serie "trasformatore + convertitore" sono stati determinati MTTF e MTTR di un sistema equivalente [31].

Tabella 2.11 - Parametri di indisponibilità medi per trasformatori e convertitori (fonte: Terna, CIGRE ed elaborazioni RSE).

Tipologia	Tasso di Indisponibilità (p.u.)	MTTR (ore)	MTTF (ore)
Trasformatore	0,000300	48,0	159.952
Convertitore per HVDC	0,000655	4,1	6.255
Trasformatore + Convertitore	0,000955	5,8	6.018
MTTR = Mean Time To Repair MTTF = Mean Time To Failure			

Le informazioni relative all'indisponibilità dei generatori sono riportate nella **scheda "Tipo_gen"** del foglio Excel "Dataset.xlsx", dove la prima colonna contiene il codice identificativo della tipologia di generatore che trova corrispondenza per ciascun generatore nelle schede "Termoelettrici" e "Idroelettrici_Rilevanti"; la seconda e la terza colonna contengono i rispettivi dati di MTTR e MTTF mentre nella quarta colonna è previsto di indicare la durata della manutenzione programmata (in settimane/anno).

Le informazioni delle indisponibilità relative alle linee sono invece riportate nella **scheda "dati_guasto"** del foglio Excel "Scenario.xlsx"; analogamente ai generatori, la prima colonna contiene il codice identificativo della tipologia di linea che trova corrispondenza con i singoli collegamenti descritti nelle schede "Linee" e "Trasformatori 2 avv" del foglio "Dataset.xlsx"; la seconda e la terza colonna contengono i rispettivi dati di MTTR e MTTF.

Il modello di calcolo è predisposto per trattare i guasti di modo comune; tuttavia, nel data set tale opzione non è ancora stata implementata: occorrerebbe tenerne conto almeno per quanto riguarda le linee aeree in doppia terna, gli equivalenti dei trasformatori a tre avvolgimenti e le unità di produzione in ciclo combinato. Per le doppie terne, la difficoltà consiste nell'individuare puntualmente i casi effettivamente presenti nella rete (al momento non sono state individuate fonti sufficientemente precise) mentre per i cicli combinati e i trasformatori il data set è stato predisposto ma occorre ancora apportare qualche minima modifica al codice di calcolo.

2.3.3 Parco di generazione

In questa sezione sono descritti i dati dello scenario 2021 relativi al sistema di generazione, che consistono in:

- dati di costo di produzione dei generatori termoelettrici,
- serie orarie degli apporti naturali idrici per i generatori idroelettrici dispacciabili,
- serie orarie di produzione dei generatori imposti.

2.3.3.1 Costi di produzione dei generatori

Per i generatori idroelettrici dispacciabili e per tutti i generatori non dispacciabili è stata fatta l'ipotesi di costi operativi trascurabili e quindi nulli. Per i generatori termoelettrici dispacciabili sono stati invece ricostruiti i costi di avviamento ed i costi variabili di esercizio a partire dai dati di costo dei combustibili e dal costo delle emissioni di CO₂.

I costi di gas naturale, carbone e olii combustibili sono stati ricavati rispettivamente da [32], [33] e [34] mentre [35] riconduce ai tassi di cambio Euro/Dollaro utilizzati.

In [32] per ogni mese dell'anno è riportato il valore dell'indice PSV (Punto di Scambio Virtuale) espresso in €/Smc e riferito a un potere calorico superiore pari a 0,03852 GJ/Smc, ovvero il valore convenzionale definito da ARERA (Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente).

Il prezzo adottato per il gas naturale in €/GJ è la media dei valori mensili in €/Smc moltiplicata per il potere calorico superiore.

In [33] sono stati individuati i valori mensili dei prezzi del carbone (Australia e Sud Africa), espressi in indici FMI (i valori del 2016 corrispondono a 100): tali valori sono stati trasformati in €/t (utilizzando il valore medio del prezzo nel 2016 pari a 70 \$/t e i tassi di cambio mensili della BCE pubblicati in [35]). I valori mensili dei prezzi del carbone in €/GJ sono stati ricavati tenendo conto delle corrispondenze:

$$1 \text{ t} = 0,74 \text{ tep}$$

$$1 \text{ tep} = 41,860 \text{ GJ}$$

In [34] sono raccolti i prezzi netti medi mensili di olio combustibile fluido a basso tenore di zolfo (BTZ) e gasolio per riscaldamento (olio combustibile leggero) in €/t, che sono stati trasformati in €/GJ utilizzando i valori:

$$1 \text{ t} = 0,98 \text{ tep per il BTZ}$$

$$1 \text{ t} = 1,017 \text{ tep per il gasolio}$$

In sintesi, il prezzo adottato per ogni combustibile, riportato in Tabella 2.12, è dato dalla media dei prezzi mensili.

Tabella 2.12 – Costi dei combustibili.

Costo del combustibile anno 2021	(€/GJ)
Carbone	3,85
Gas naturale	12,72
Olio combustibile leggero	15,32
Olio combustibile pesante	14,41

La media annua dei prezzi dei permessi di emissione del 2021 è pari a 53,55 €/t [36].

Come successivamente ripreso nel paragrafo 2.4, l'utilizzo di un unico prezzo medio per l'intero anno si è rivelato inadeguato a causa dell'andamento di forte crescita che nel 2021 ha caratterizzato il costo di tutti i combustibili e il prezzo dei permessi di emissione. Si è pertanto deciso per le attività future in scenario 2021 di caratterizzare meglio i valori dei prezzi dei combustibili e delle emissioni, adottando almeno valori mensili.

Come illustrato nel precedente paragrafo 2.2.6.2, gli impianti di generazione del data set sono stati raggruppati per tipologia, ovvero per combustibile e tecnologia, secondo la classificazione adottata nel *Pan-European Market Modelling Database* (PEMMDB [14]): la Tabella 2.7 riporta le tipologie degli impianti termoelettrici.

Pur essendo dati di scenario, i costi di combustibile e dei permessi di emissione sono definiti nella **scheda "Tipo_gen"** del foglio Excel "Dataset.xlsx", insieme a tutti gli altri parametri che consentono di determinare i costi di avviamento e di produzione dei generatori.

Infatti, per ogni tipologia del PEMMDB nella scheda "Tipo_gen" sono definiti i parametri caratteristici degli impianti che ad essa afferiscono, tra cui:

- efficienza	η_{eff}	[GJ/MWh]
- emissioni	q_{CO2}	[kg/GJ]
- costo O&M	$costo_{O\&M}$	[€/MWh]
- costo fisso avvio	$costo_{AVV}^{FIX}$	[€/MW]
- consumo avvio	$consumo_{AVV}$	[GJ/MW]

Il costo unitario di avviamento $costo_{AVV}$, espresso in €/MW, è costituito da tre componenti: il costo fisso di avvio, il costo dovuto al consumo del combustibile ed il costo delle relative emissioni di CO₂; esso è stato così determinato a partire dal costo del combustibile $costo_{COMB}$, espresso in €/GJ, e delle emissioni $costo_{CO2}$, espresso in €/t:

$$costo_{AVV} = costo_{AVV}^{FIX} + costo_{COMB} \cdot consumo_{AVV} + costo_{CO2} \cdot consumo_{AVV} \cdot \frac{q_{CO2}}{1000} \quad 2.5$$

Il costo variabile di produzione $costo_{PROD}$, espresso in €/MWh, è costituito da tre componenti: il costo O&M (*Operation and Maintenance*), il costo dovuto al consumo del combustibile ed il costo delle relative emissioni di CO₂; esso è stato così determinato a partire dal costo del combustibile $costo_{COMB}$, espresso in €/GJ, e delle emissioni $costo_{CO2}$, espresso in €/t:

$$costo_{PROD} = costo_{O\&M} + costo_{COMB} \cdot \eta_{eff} + costo_{CO2} \cdot \eta_{eff} \cdot \frac{q_{CO2}}{1000} \quad 2.6$$

Si osserva che, per quanto detto sopra sui prezzi dei combustibili e delle emissioni, il costo variabile di produzione considerato risulta costante per ogni ora dell'anno; nelle attività future ci si propone di superare questa semplificazione.

In una ulteriore **scheda "Tipo_gen_UC"** sono definiti i parametri, per ogni tipologia di impianto dispatchabile, che sono utilizzati dal programma di calcolo nella determinazione dello *Unit Commitment* (UC) delle unità di produzione. In particolare, sono fissati i parametri PercMin e HPmax (di seguito definiti) per tutte le tipologie con minimo tecnico rilevante, che, assieme ai valori di *Minimum Up Time* e *Minimum Down Time* delle Unità di Produzione, consentono alla procedura euristica di *Unit Commitment* di definire in modo coerente gli stati on/off. A partire dai livelli di produzione definiti a valle del Mercato del Giorno Prima, i parametri PercMin e HPmax definiscono le soglie di potenza e di energia considerate adeguate per prendere la decisione di tenere acceso un impianto: impianti con potenza inferiore al prodotto di PercMin per la potenza minima vengono spenti; impianti che in una finestra di ore pari al loro *Minimum Up Time* producono meno del prodotto di HPmax per la potenza massima vengono spenti in tutto il periodo.

2.3.3.2 Serie orarie degli apporti naturali idrici

Le serie orarie degli apporti naturali degli impianti idroelettrici non sono reperibili; pertanto, queste sono state ricostruite sulla base della distribuzione temporale della produzione zonale complessiva idroelettrica. Più in dettaglio le serie orarie degli apporti naturali degli impianti idroelettrici sono state determinate a partire dalla produzione media annua, descritta nel paragrafo 2.2.6.1, e da dati di mercato: dal sito del GME [17] (sono state scaricate tutte le offerte di vendita presentate per l'anno 2021, accettate sul Mercato del Giorno Prima - MGP).

Le serie orarie di produzione, espresse in MWh e relative a tutte le Unità di Produzione Rilevanti (UPR), sono state aggregate per macro-tipologia e per zona, ottenendo le serie orarie di

produzione zonali per macro-tipologia delle UPR (in MWh) così come risultanti in uscita da MGP. Questi dati sono sintetizzati in Tabella 2.13.

Tabella 2.13 – Produzione totale annua 2021 da unità rilevanti (MGP).

Valori in GWh	Nord	Centro Nord	Centro Sud	Sud	Calabria	Sicilia	Sardegna	Totale
Rifiuti	1.820	28	858	166	39	-	-	2.911
Biomassa	1.849	124	771	1.442	1.048	123	413	5.770
Fotovoltaico	456	14	357	461	50	51	283	1.672
Others	467	44	-	82	-	-	151	744
Geotermico	-	5.549	-	-	-	-	-	5.549
Eolico	94	239	3.448	7.718	2.213	2.935	1.688	18.336
Fluente	11.159	407	2.146	-	125	6	281	14.124
Serbatoi	3.592	96	950	324	-	24	79	5.066
Equivalenti	9.551	254	941	128	414	23	-	11.311
Termoelettrico	70.359	6.103	14.208	15.459	10.198	5.649	7.695	129.670

Le serie orarie delle produzioni zonali etichettate come “Fluente”, “Serbatoi” ed “Equivalenti” sono state sommate per ottenere le serie zonali orarie di produzione idroelettrica da UPR, in MWh; per ogni zona è stata calcolata la somma delle produzioni orarie, che rappresenta l’energia fornita nell’intero anno 2021 dalle unità idroelettriche (si veda Tabella 2.14) in uscita da MGP, espressa in GWh.

Tabella 2.14 – Produzione totale annua 2021 da unità idroelettriche rilevanti (MGP).

Valori in GWh	Nord	Centro Nord	Centro Sud	Sud	Calabria	Sicilia	Sardegna	Totale
Idroelettrico	24.302	756	4.037	453	538	54	360	30.500

Utilizzando i valori di Tabella 2.14 in GWh, le serie orarie ricavate dalla distribuzione temporale della produzione zonale, come sintetizzate in Tabella 2.13, in MWh, sono state trasformate in serie di valori orari medi espressi in per mille e da queste ultime serie sono stati ricavati i valori orari medi settimanali, sempre espressi in per mille.

La **scheda “Apporti_naturali”** descrive per ciascuna zona di mercato il profilo dell’apporto naturale d’acqua, in per mille, ricavato come sopra descritto (52 valori medi settimanali per ogni zona). Nella stessa scheda è riportato lo schema di associazione di ciascuna regione italiana alla zona di mercato di appartenenza. Attraverso la definizione della regione, la **scheda “Idroelettrici_Rilevanti”** del foglio Excel “Dataset.xlsx” consente di ricostruire l’appartenenza dell’unità di produzione alla zona di mercato.

2.3.3.3 Serie orarie di produzione dei generatori imposti

Le serie orarie di produzione dei generatori imposti sono state determinate a partire dal dato di potenza massima degli impianti memorizzato nel data set e dai dati di mercato descritti nel paragrafo precedente: le serie orarie di produzione, espresse in MWh e relative a tutte le Unità di Produzione Rilevanti (UPR) non dispacciabili, sono state aggregate per macro-tipologia e per zona, ottenendo così le serie orarie di produzione zonali per macro-tipologia delle UPR non dispacciabili (in MWh) così come risultanti in uscita dal mercato MGP. Questi dati sono sintetizzati in Tabella 2.13



Le serie orarie di produzione imposta in p.u., zonali e per macro-tipologia, sono ottenute dalle serie orarie estratte dal mercato, divise per il valore del relativo installato (dato dalla somma delle potenze massima dei relativi impianti). Tali serie sono descritte nella **scheda "Profili_produzione_imposta"** dove nelle prime due colonne sono definite data e ora mentre nelle successive, che riportano in prima riga il codice identificativo del profilo, sono definiti i profili orari in p.u.

La **scheda "Tipo_profili_gen"** associa il codice di ciascuna UPR al codice del profilo di produzione tenendo conto della tipologia del generatore e della zona di mercato di appartenenza.

2.3.4 Carico e fabbisogno

Ai fini della determinazione delle curve di carico da rappresentare nel data set, sono stati presi in considerazione sia la distribuzione topologica già rappresentata nel sistema ricevuto dal PoliTO che i dati a consuntivo dal mercato pubblicati dal GME in riferimento all'anno 2021 per ogni unità di carico e di produzione [17].

Il fabbisogno soddisfatto dal mercato è al lordo delle perdite Joule in rete e al netto dei pompaggi e degli autoconsumi: dal codice di rete Terna¹⁸ [11] si evince, infatti, che:

"Il Gestore definisce la propria previsione della domanda di energia elettrica, articolata per zona geografica e periodo orario, al netto di:

- (a) energia destinata all'alimentazione delle unità di produzione idroelettriche di produzione e pompaggio nella fase di pompaggio;
- (b) energia prodotta e ceduta all'interno di un unico soggetto all'interno dello stesso sito.

La domanda di energia elettrica include le perdite di rete."

Il data set si concentra esclusivamente sulle unità di produzione rilevanti (UPR), ossia quelli con una potenza nominale superiore a 10 MW. Questa scelta implica l'esclusione della generazione distribuita, prevalentemente costituita da impianti fotovoltaici ed eolici. Pertanto, al fine di identificare il carico appropriato per le simulazioni, è necessario rimuovere dai dati del Mercato del Giorno Prima (MGP) tutte le unità produttive non rappresentate sulla rete. Il carico considerato è quindi un carico residuo, ottenuto sottraendo al totale le produzioni provenienti dai piccoli impianti.

Il punto di lavoro rappresentato nel sistema fornito dal PoliTO, riferito all'anno 2027, vede il sistema alimentare un carico parziale di 28.428 MW. Tale carico deve essere rideterminato e modulato come carico residuo 2021 in coerenza con il valore di picco verificatosi sul sistema elettrico italiano. A questo scopo è stata applicata una metodologia che ha portato a determinare un equivalente del fabbisogno.

Il primo passo consiste nel recuperare dal sito del GME [17] tutte le offerte di acquisto accettate nel Mercato del Giorno Prima (MGP), aggregandole per le diverse zone al fine di ottenere un fabbisogno ora per ora e annuo totale, come indicato nella Tabella 2.15.

¹⁸ 4.7.5.1 Previsione giornaliera della domanda di energia elettrica (ai fini della definizione degli esiti del Mercato del Giorno Prima).

Tabella 2.15 – Valori di fabbisogno annuo totale 2021 (MGP).

Zona	Fabbisogno (GWh)
NORD	160.980
CNOR	24.571
CSUD	50.624
SUD	18.092
CALA	5.892
SICI	17.123
SARD	8.858
ITALIA	286.140

Successivamente, sono state recuperate dal sito del GME [17] tutte le offerte di vendita di unità di produzione non rilevanti (non presenti nel data set, paragrafo 2.2.6) accettate nel MGP; queste sono state aggregate per le diverse zone al fine di ottenere un complessivo ora per ora e annuo totale (Tabella 2.16).

Tabella 2.16 – Valori di produzione annua delle unità non rilevanti 2021 (MGP).

Zona	Fabbisogno (GWh)
NORD	27.974
CNOR	3.259
CSUD	5.403
SUD	5.439
CALA	844
SICI	2.021
SARD	1.033
ITALIA	45.973

I dati sulla generazione non rilevante per ciascuna zona, sia totali che per ogni ora dell'anno, sono stati sottratti dai valori totali di fabbisogno, ottenendo così le curve di carico residuo necessarie. I valori annuali totali sono riportati Tabella 2.17.

Tabella 2.17 Valori di carico residuo annuo 2021 (MGP).

Zona	Fabbisogno (GWh)
NORD	133.006
CNOR	21.312
CSUD	45.221
SUD	12.667
CALA	5.048
SICI	15.102
SARD	7.825
ITALIA	240.181

L'analisi delle curve evidenzia che, nella zona Sud, si verifica l'inversione dei flussi di potenza¹⁹ in alcune ore (per un totale di 119 ore). Questi valori, in prima approssimazione, sono stati considerati trascurabili, poiché la loro entità è minima, e il programma NewRemark+ attualmente

¹⁹ Per inversione di flusso a livello di cabina primaria si intende la situazione nella quale la potenza attiva fluisce dalla rete di distribuzione MT verso la rete AT.

non gestisce la possibilità di carichi negativi (ovvero che diventano generatori fittizi). Tuttavia, è necessaria un'implementazione futura per considerare questo evento sempre più frequente a causa delle crescenti installazioni di generazione rinnovabile distribuite.

Per ottenere le curve di carico residuo e riferirle in "per unità" (p.u.), è stato identificato il picco del carico residuo zonale e totale. Successivamente, i valori in MW di ogni ora per ogni zona sono stati normalizzati dividendo ciascun valore per il massimo, ottenendo così il valore in p.u.

Infine, per ridimensionare accuratamente la potenza attiva di riferimento del carico sulla rete fornita dal Politecnico di Torino, è stato calcolato un coefficiente correttivo per ogni zona. Quest'ultimo è pari al rapporto tra il valore del picco per la zona, derivante dalle analisi del mercato, e il valore della potenza attiva del carico in quella zona nella rete PoliTO (Tabella 2.18).

Tabella 2.18 – Coefficiente correttivo per ogni zona.

Zona	Carico PoliTO (MW)	Picco Residuo Mercato MGP (MW)	Rapporto Mercato MGP/ PoliTO
NORD	17.376	24.233	1.39
CNOR	2.629	3.977	1.51
CSUD	5.604	7.639	1.36
SUD	2.589	2.420	0.93
CALA	862	857	0.99
SICI	2.415	2.593	1.07
SARD	1.047	1.249	1.19
TOTALE	32.524	42.970	1.32

Successivamente, questo coefficiente è stato moltiplicato per la potenza di riferimento di ogni carico presente nei nodi della rete PoliTO, ottenendo così il nuovo valore desiderato di riferimento per la potenza attiva del carico. Questa metodologia consente di considerare le caratteristiche specifiche di ciascuna zona nella definizione della potenza attiva del carico della rete.

È interessante notare che il picco del carico residuo si verifica il 15 dicembre, mentre, considerando l'intero carico, si verifica il 29 luglio. La differenza nei picchi di carico riflette la stagionalità della produzione di energia. Nel dettaglio, il picco estivo, che si verifica a fine luglio, è influenzato dalla massiccia produzione di energia da fonti rinnovabili durante i mesi caldi. Questa variazione stagionale sottolinea l'importanza di comprendere e gestire in modo efficace la dinamica del carico per garantire una fornitura stabile ed efficiente di energia.

Sono infine state prodotte la **scheda "Nodi_Carico"**, che a ciascun nodo di carico identificato attraverso il codice di nodo associa il valore di riferimento del carico nodale e il codice del profilo orario in p.u. che lo modula nell'anno, e la **scheda "Profili_carico"**, dove la prima e la seconda colonna descrivono data e ora mentre l'etichetta delle successive colonne corrisponde al codice identificativo del profilo di carico in p.u.

2.3.5 Import ed Export

Le informazioni riguardanti le interconnessioni con l'estero del modello del PoliTO sono completate da una ulteriore tabella a esse appositamente dedicata: sull'estremo estero di ciascuna linea di interconnessione sono riportate iniezioni equivalenti che valgono per il calcolo di AC *load-flow*. Le iniezioni equivalenti sono state sostituite con opportuni carichi e generatori

equivalenti atti a simulare alternativamente l'import o l'export con l'estero su ciascun collegamento; carichi e generatori equivalenti sono stati quindi associati a profili orari in p.u. che modulano la potenza come esemplificato nella Figura 2.12.

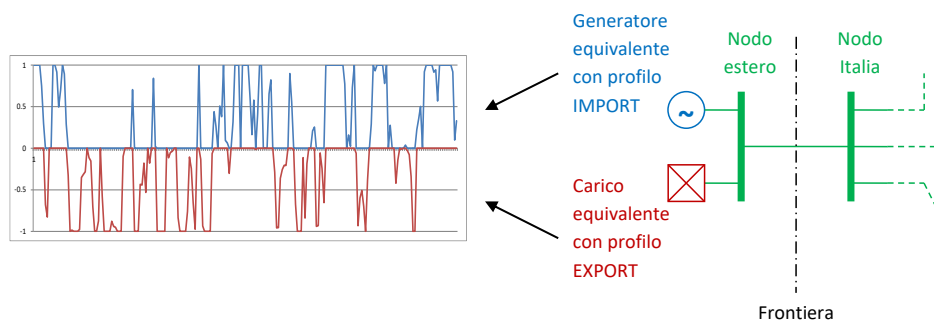


Figura 2.12 – Modello equivalente degli scambi alle frontiere con l'estero.

I profili orari della potenza in import/export in ogni frontiera derivano dal consuntivo 2021 reso pubblico da Terna nell'apposito sito internet dedicato al *Transparency Report* [18]. Su questa assunzione occorre fare una precisazione: finora sono stati trattati dati di consuntivo provenienti dagli esiti del mercato del GME, ma si è dovuto prendere atto che questi non sono adatti per rappresentare in modo corretto gli scambi fisici alle frontiere. Comparando i dati orari per ciascuna frontiera delle serie di Terna rispetto a quelle del GME si nota come questi non corrispondano fra loro: i totali orari sono paragonabili ma la ripartizione dei flussi cambia notevolmente a dimostrare che gli esiti di mercato rappresentano scambi commerciali con cui la rete fatica a mantenere la coerenza. Si ha sostanzialmente evidenza di *loop-flow* che dimostrano la loro consistenza soprattutto sui confini della zona Nord.

I programmi di scambio sono tra loro differenti anche rispetto alle quantità complessive annue: evidentemente, GME riporta quantità in esito al MGP mentre Terna riferisce dati del cosiddetto "tempo reale". Per il GME si tratta di vendite dall'estero per 48.002 GWh e acquisti dall'estero per 4.268 GWh (saldo: 43.735 GWh); Terna riporta 45.473 GWh in import e 2.680 GWh in export (saldo: 42.794 GWh). Il dato complessivo di Terna risulta così inferiore di circa 1 TWh rispetto a quello del mercato MGP.

La ripartizione dei flussi di potenza sugli eventuali molteplici collegamenti di una frontiera è stata ipotizzata dimensionando carichi e generatori equivalenti in proporzione alle dimensioni effettive delle linee (potenza di riferimento: massima capacità di trasporto in dipendenza dalla corrente massima). In Tabella 2.19 sono riportati i valori di tali potenze di riferimento associate ai collegamenti di interconnessione. I profili orari sono stati quindi calcolati in p.u. normalizzando le potenze orarie, indicate come successivamente descritto, rispetto alla somma dei carichi e generatori equivalenti su ciascuna frontiera.

Il dettaglio della definizione dell'import/export è riportato nella **scheda "Nodi_ImportExport"**; qui sono identificati tramite codice i nodi sugli estremi esteri dei collegamenti e a questi sono associati il valore di riferimento del carico e del generatore equivalente, il codice della zona estera di provenienza del collegamento, una breve descrizione del collegamento e gli anni di riferimento dell'intervallo per determinare lo stato "in servizio" o "non in servizio" dell'elemento nell'anno scenario.

Il codice identificativo della zona estera consente il collegamento del carico e del generatore equivalenti ai loro profili orari in p.u. definiti nella **scheda "Profili_ImportExport"** dove l'etichetta di colonna corrisponde al codice identificativo di zona. Per tali profili si è assunta una convenzione

per cui i valori positivi costituiscono l'import verso l'Italia, da associare ai generatori equivalenti, e quelli negativi l'export da associare ai carichi.

Tabella 2.19 – Collegamenti di interconnessione con l'estero.

Frontiera	Descrizione	Potenza di riferimento (MW)
Francia	TRINITE VICTOR - CAMPOROSSO	300
Francia	VILLARODIN - VENAUS	1.500
Francia	ALBERTVILLE - RONDISSONE 1	1.100
Francia	ALBERTVILLE - RONDISSONE 2	1.100
Francia	GRAND'ILE - PIOSSASCO (dal 2022)	600
Corsica	BONIFACIO - Sar. Cor. (S. TERESA)	105
Corsica	LUCCIANA - Sar. Cor. It. (CODRO.)	50
Svizzera	RIDDES - AVISE	250
Svizzera	RIDDES - VALPELLINE	250
Svizzera	ALL'ACQUA - PONTE V. F.	250
Svizzera	SERRA - PALLENZENO	250
Svizzera	LAVORGO - MUSIGNANO	1.100
Svizzera	MENDRISIO - CAGNO	600
Svizzera	SOAZZA - MESE 380 kV (dal 2024)	1.100
Svizzera	GORDUNO - MESE 220 kV	250
Svizzera	CAMPOCOLOGNO - TIRANO 132 kV	100
Svizzera	CAMPOCOLOGNO - TIRANO 150 kV	100
Svizzera	ROBBIA - GORLAGO	1.100
Svizzera	ROBBIA - S. FIORANO	1.100
Austria	LIENZ – AURONZO (SOVERZENE)	350
Austria	GREUTH - TARVISIO	100
Slovenia	DIVACA 380 kV - REDIPUGLIA	1.300
Slovenia	DIVACA 220 kV - PADRICIANO	250
Montenegro	LASTVA - VILLANOVA	600
Grecia	ARACHTHOS - GALATINA	500
Malta	RAGUSA - MAGHTAB	250

2.4 Risultati preliminari in scenario 2021

La simulazione eseguita con il programma NewRemark+, alimentato dal data set in scenario 2021, ha fornito risultati preliminari su cui è stato possibile cominciare a verificare l'impatto delle ipotesi adottate: alcune, come p.e. l'adozione di costi di produzione costanti durante l'anno e la rappresentazione di equivalenti di aste idroelettriche, non consentono di confrontare completamente i risultati del programma con i dati dei consuntivi 2021 di Terna e del mercato di GME; tuttavia, i risultati ottenuti forniscono utili indicazioni sulla validità del lavoro finora svolto e su come proseguire nel futuro. Il programma ha eseguito la simulazione di un solo anno climatico come da consuntivo 2021 quindi senza considerare gli effetti dell'aleatorietà delle fonti eolica e fotovoltaica. Sostanzialmente, l'esecuzione effettuata corrisponde a una simulazione deterministica dell'anno 2021.

I risultati disponibili in output dalla simulazione riguardano innanzitutto gli esiti del modello zonale (produzioni e scambi sulle sezioni), che sono confrontabili con gli esiti del Mercato del Giorno Prima (MGP) riscontrato dai dati del GME.

Il fabbisogno nazionale soddisfatto nella simulazione risulta pari a 239,5 TWh mentre il carico residuo, ossia la produzione delle Unità di Produzione Rilevanti (UPR) in MGP del GME determinata come descritto nel paragrafo 2.3.4, risulta complessivamente pari a 240,2 TWh. I due conteggi si differenziano per numero di giorni annui di riferimento ($52 \times 7 = 364$ giorni per la simulazione; 365 per i dati GME), pertanto, è accettabile che i numeri non corrispondano perfettamente.

In Tabella 2.20 sono confrontati i risultati delle produzioni complessive per tipologia di UPR, ottenute selezionando le produzioni delle relative UPR del mercato MGP e confrontandole con quelle delle unità di generazione del data set fornite in output da NewRemark+. Le produzioni complessive risultano abbastanza ben allineate dal punto di vista delle tipologie utilizzate.

Tabella 2.20 – Produzioni complessive per tipologia delle UPR diverse da quelle a combustibile fossile.

Tipologia dell'unità di produzione	UPR GME (MGP) (GWh)	UPR Data set (GWh)
Idroelettrico	30.994	30.520
Geotermoelettrico	5.549	5.533
Biomassa	5.886	5.754
Eolico	18.636	18.296
Solare fotovoltaico	1.536	1.670
Rifiuti e altro non FER	3.640	3.647
Totale "non fossile"	66.240	65.421
UPR = Unità di Produzione Rilevanti GME = Gestore del Mercato Elettrico MGP = Mercato del Giorno Prima FER = Fonte di Energia Rinnovabile		

Lo stesso non succede, invece, per quanto riguarda le UPR termoelettriche dispacciabili, ossia quelle che utilizzano combustibile fossile (carbone e gas). In Tabella 2.21 e Tabella 2.22 è riportato il confronto tra le loro produzioni complessive nella condizione a consuntivo e in quella simulata.

Tabella 2.21 - Produzioni complessive zonali delle UPR a combustibile fossile.

Zona di mercato	UPR GME (MGP) (GWh)	UPR Data set (GWh)
NORD	70.359	52.449
CNOR	6.103	8.486
CSUD	14.208	20.702
SUD	15.459	25.765
CALA	10.198	5.888
SICI	5.649	6.861
SARD	7.695	11.379
Totale	129.670	131.529
UPR = Unità di Produzione Rilevanti GME = Gestore del Mercato Elettrico MGP = Mercato del Giorno Prima		

Tabella 2.22 - Produzioni complessive per tipologia delle UPR a combustibile fossile.

Tipologia termoelettrico	UPR GME (MGP) (GWh)	UPR Data set (GWh)
Carbone Old2	3.557	26.023
Carbone Old1	8.833	27.723
Gas CCGT New	106.112	72.289
Gas CCGT Old2	7.190	2.097
Gas CCGT Old1	341	-
Gas OCGT New	1.836	1.966
Gas OCGT Old	1.059	454
Gas TV Old2	59	-
Gas TV Old1	683	978
UPR = Unità di Produzione Rilevanti GME = Gestore del Mercato Elettrico MGP = Mercato del Giorno Prima CCGT = <i>Combined Cycle Gas Turbine</i> OCGT = <i>Open Cycle Gas Turbine</i> TV = Turbina a Vapore tradizionale		

Mentre la produzione termoelettrica disacciabile totale dimostra valori complessivi con differenze comprensibili (come spiegato nel paragrafo 2.3.5, lo scenario di import/export nelle due ipotesi è sensibilmente diverso: il saldo tra le due ipotesi è a carico del disaccamento termoelettrico), la distribuzione topologica della produzione di queste UPR è invece poco confrontabile. Si evidenziano infatti alcuni scostamenti riguardo alla distribuzione che trovano spiegazione, in primo luogo, nelle ipotesi di prezzo adottate per la simulazione; in secondo luogo, nella modalità di attribuzione delle efficienze agli impianti di produzione:

- il modello di simulazione adotta prezzi dei combustibili e dei permessi di emissione della CO₂ medi annui mentre il consuntivo 2021 tiene conto del loro cambiamento continuo; il 2021, in particolare, ha visto un cambiamento di questi costi molto importante (Figura 2.13), tant'è che l'ordine di merito a inizio anno tra le diverse tecnologie termoelettriche a gas e a carbone risulta praticamente invertito a fine anno;
- l'efficienza degli impianti termoelettrici è stata attribuita in base a fonti pubbliche o alla loro data di realizzazione e/o ristrutturazione (supponendo che a maggior modernità corrisponde un miglior rendimento) e in base a questa, a parità di tecnologia, si realizza un ordine di merito di un certo tipo; la realtà del 2021 potrebbe vedere un ordine di merito diverso, dettato da

altri fattori difficilmente individuabili. Sarebbe quindi necessario procedere ad una più attenta analisi delle offerte riscontrate in MGP nel 2021 relativamente alle singole UPR e alla loro tecnologia ipotizzata.

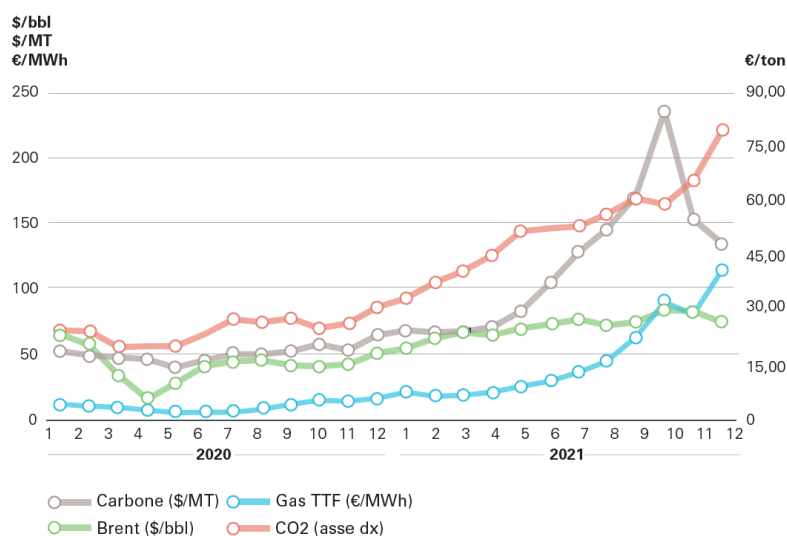


Figura 2.13 - Prezzi dei principali combustibili europei. (Fonte: GME [37]).

Fra gli altri risultati del mercato zonale, si è notato un utilizzo del pompaggio molto limitato, quasi trascurabile: si tratta di 27,7 GWh di assorbimento nella simulazione contro 2,14 TWh prodotti consumati dal GME [37]. A fronte di questo risultato sono stati osservati i prezzi orari in output dalla simulazione zonale: si tratta di prezzi zionali decisamente uniformi che riportano al valore del costo di produzione dei cicli combinati a gas di tipo "new" (tecnologia marginale prevalente) e che molto raramente variano scendendo a valori di costo della produzione a carbone. Non si osservano ore con prezzi a zero (FER marginali). In questa situazione, il pompaggio non trova condizioni convenienti per essere attivato.

Evidentemente, le considerazioni riguardo ai costi medi annuali di cui sopra ritrovano un ulteriore elemento di critica: per una simulazione più reale occorrerebbe tener conto della variabilità dei costi di combustibile e delle emissioni di CO₂ durante l'anno. Tuttavia, in considerazione dello scopo del modello di sistema rappresentato attraverso il data set (ossia il suo sviluppo per simulare scenari futuri), diventerebbe difficile, se non impraticabile, ipotizzare l'andamento variabile di tali costi in anni scenario lontani come il 2035 o il 2040.

Un ultimo elemento critico è costituito dalla mancata influenza sui prezzi zionali imputabile al costo dell'energia in importazione. I dati del GME [17] dimostrano che spesso la tecnologia marginale che forma il prezzo zonale è legata al Market Coupling. Nella simulazione l'importazione è rappresentata da produzioni imposte senza prezzo; pertanto, non è possibile replicarne l'influenza nella determinazione del prezzo marginale zonale.

Gli scambi zionali (transiti sulle sezioni) documentati dal programma di simulazione hanno dimostrato ancora una volta che il dispacciamento termoelettrico non ha replicato la situazione 2021 da consuntivo GME: 13 TWh di saldo sulla sezione dalla zona Centro Nord verso la zona Nord non trovano riscontro nei consuntivi (4 TWh, nel verso opposto); tale incoerenza si può dedurre anche dalla Tabella 2.21 nella distanza tra la produzione termoelettrica del Nord in esito alla simulazione (70 TWh) e quella a consuntivo (52 TWh).



Il modello di calcolo ha quindi proseguito il suo lavoro completando un anno di simulazione, replicando parte del problema del Mercato dei Servizi di Dispacciamento; tuttavia, la simulazione è stata effettuata in base a criteri non propriamente costruiti (in particolare: i requisiti di riserva e le offerte in MSD) pertanto risulta prematuro ogni commento. Rimane la prova che il modello di sistema rappresentato nel data set e il modello di calcolo sono compatibili tra loro, ossia che il sistema di interfaccia per l'input descritto nel successivo Capitolo 3 funziona bene.

2.5 Evoluzione del data set e prospettive future

La versione del data set finora realizzata ha consentito di effettuare le prove preliminari di simulazione con il programma NewRemark+. Allo stato attuale, mancano alcune parti essenziali per il funzionamento corretto e completo del simulatore:

- un set di dati per la rappresentazione della variabilità climatica del carico e della produzione eolica e fotovoltaica;
- la programmazione puntuale degli interventi di manutenzione dei generatori nelle centrali;
- la gestione del carico residuo quando questo diventa negativo (fenomeno che richiama la questione della risalita di potenza attiva dalle cabine primarie);
- il perfezionamento della determinazione dei requisiti di riserva e delle offerte in MSD;
- la definizione dei guasti di modo comune e l'apposito modello dedicato ai cicli combinati.

Successivamente sarà possibile far evolvere la situazione di scenario rappresentata e procedere a sviluppare uno scenario futuro coerente con le richieste di analisi che si dovessero presentare.

Nei sotto-paragrafi successivi è esposto un possibile strumento da utilizzare per la rappresentazione della variabilità climatica e sono date indicazioni per affrontare studi in scenari futuri del sistema italiano.

2.5.1 Anni climatici per simulazione Monte Carlo

In versioni passate dei tool di simulazione di RSE, il precedente programma REMARK+ era stato interfacciato con le funzioni di AMaCha [38] allo scopo di ricevere profili orari di produzioni eoliche e fotovoltaiche utili nelle simulazioni Monte Carlo per tener conto degli effetti dell'aleatorietà delle fonti energetiche.

È stato affrontato il problema di mantenere tale utilità anche in NewRemark+ in considerazione dell'evoluzione che c'è stata riguardo alle possibilità di generare serie orarie stocastiche di produzioni aleatorie e del carico: la funzione AMaCha è infatti evoluta nella procedura SPOPSI descritta in Appendice nel Capitolo 7.

Sono state quindi definite e testate le specifiche di interfacciamento tra i due programmi, che scambiano informazioni attraverso appositi file scritti da SPOPSI secondo le seguenti modalità:

- dato il numero di anni climatici necessari e l'elenco delle zone di mercato definite, per ciascun anno climatico e per ciascuna zona sono forniti i profili orari di carico, eolico e fotovoltaico;
- per ogni anno climatico "xx" sono scritti due file di tipo CSV (*Comma Separated Values*, con convenzione internazionale: "punto" decimale e "virgola" separatore di colonna):
 - o uno per il carico, nominato `LOAD_ACxx.csv`;
 - o uno per le produzioni eoliche e fotovoltaiche (insieme), nominato `PEXP_ACxx.csv`;
- la prima colonna contiene la numerazione sequenziale delle ore da 1 a 8760;
- ogni serie oraria è identificata in testa a ogni colonna (prima riga) attraverso un ID fornito relativo alle zone di mercato; esempio:
 - o per il carico: "CAR_NORD", "CAR_CNOR", ...
 - o per le produzioni: "PV_NORD", "PV_CNOR", ... "WON_NORD", "WON_CNOR", ...



- ogni serie zonale ha quindi 8760 grandezze orarie in p.u. ossia:
 - o per eolico e fotovoltaico, la potenza media oraria uscente per ogni unità di potenza installata (MW/MW);
 - o per il carico, la potenza media oraria in riferimento al massimo valore annuo (picco) della serie (MW/MW).

È stata quindi testata la ricezione delle serie orarie relative ad un anno climatico scelto a caso. Si sono evidenziati alcuni aspetti che richiedono sviluppi specifici nella prosecuzione delle attività. In particolare, SPOPSI fornisce serie orarie di valori di carico in p.u. relativi al fabbisogno zonale, completo mentre per il data set per NewRemark+ è necessario profilare il carico nodale attraverso un equivalente del residuo da soddisfare con le sole unità di produzione rilevanti. Per il 2021 si è proceduto avendo a disposizione dettagliate informazioni in esito dal mercato. Per scenari futuri tale soluzione non sarà più adottabile: inoltre, si è palesata già nell'analisi del 2021 la possibilità che il carico residuo risulti addirittura negativo. I rari e limitati casi del 2021 sono stati trascurati ma per il futuro occorrerebbe procedere predisponendo il programma per gestire questa situazione.

Osservando i profili della producibilità solare fotovoltaica, si è notato come questi rappresentino un andamento zonale in cui la media territoriale, su una superficie vasta come p.e. quella del Nord, è particolarmente "smussata" e per questioni di non-contemporaneità difficilmente porta a valori di picco vicini all'unità. Per contro, il data set rappresenta solo i rari impianti fotovoltaici rilevanti per la rete quindi non per forza ampiamente diffusi nel territorio. Nel caso del Nord preso come esempio, sono presenti solo tre unità di produzione rilevanti, concentrate nell'area delle province di Ferrara e Rovigo, che nella realtà hanno dimostrato curve di producibilità con caratteristiche ben diverse da quelle medie zonali. Si sono infine evidenziate asincronie tra le serie prodotte artificialmente da SPOPSI e quelle dedotte dai dati del mercato MGP 2021; occorrerà presumibilmente verificare la coerenza della convenzione oraria adottata nei due modelli riguardo all'ora legale e al riferimento universale.

Ad ogni modo, non essendo scopo della procedura SPOPSI quello di replicare l'anno 2021, per un'analisi completa dell'efficacia dei dati prodotti sarà necessario verificare l'intero campione di uscite di SPOPSI costituito da un numero sufficiente di anni climatici.

2.5.2 Scenari futuri

Il data set realizzato costituisce la base per implementare situazioni rappresentative di uno scenario futuro come necessario per eventuali richieste di studio. Il lavoro essenziale per preparare uno scenario futuro consiste principalmente in:

- revisione della rete con la rimozione dei collegamenti demoliti o riconfigurati e l'aggiunta di quelli di nuova costruzione o riconfigurati;
- revisione del parco di generazione tenendo conto dei piani di ristrutturazione e dismissione, delle future implementazioni (nuove centrali, nuove tecnologie), dell'evoluzione dei prezzi dei combustibili e dei titoli di emissione di CO₂ e dell'impatto dei cambiamenti climatici sulla producibilità idroelettrica (revisione degli apporti naturali);
- revisione dei sistemi di accumulo considerando future installazioni di pompaggi, di batterie e altre nuove tecnologie;
- evoluzione del fabbisogno (crescita, nuove tipologie di fabbisogno, domanda flessibile, auto elettriche, elettrolizzatori, ecc.), individuazione dei nuovi punti di prelievo del carico (nuove cabine primarie o nuove cabine utente), ricostruzione del carico residuo;
- aggiornamento delle interconnessioni con l'estero e futuri scenari di import/export;
- aggiornamento delle capacità di scambio tra le zone (*Net Transfer Capacity* - NTC).



Per simulare uno scenario futuro di import/export nazionale è disponibile in RSE un modello di mercato zonale continentale esteso, realizzato per essere elaborato dal programma SMTSIM [39]. Tale modello è descritto sinteticamente in Appendice (Capitolo 10) e in modo più approfondito in [40].

Il modello di mercato zonale implementato riflette l'ipotesi di scenario National Trend all'anno 2030 (NT 2030): non è scontato che tale scenario sia quello richiesto per gli eventuali studi futuri, pertanto, sarà necessario ricostruire su questa base lo scenario effettivamente necessario avendo cura, oltretutto, di garantire la coerenza tra i due modelli di sistema. Inoltre, per quanto riportato in premessa nel paragrafo 2.3.5 ²⁰, occorre affrontare e risolvere il problema della distanza riscontrata tra gli scambi commerciali in esito ai simulatori di mercato zonali e gli scambi fisici riscontrati sulla rete dai TSO o stimabili con opportuni strumenti di simulazione del funzionamento della rete.

²⁰ "... gli esiti di mercato rappresentano scambi commerciali con cui la rete fatica a mantenere la coerenza. Si ha sostanzialmente evidenza di loop-flow che dimostrano la loro consistenza soprattutto sui confini della zona Nord."



3 - SPECIFICHE PER LE FUNZIONI DI ACQUISIZIONE DEL DATA SET IN NEWREMARK+

Dopo aver completato la fase di acquisizione dei dati necessaria per la costituzione del data set, composto dai tre fogli Excel sopra descritti (Dataset.xlsx, Scenario.xlsx e Asteldroelettriche_equivalenti.xlsx), si è manifestata la necessità di sviluppare funzioni per fornire opportunamente gli input a NewRemark+, per quanto riguarda sia elaborazioni preliminari che consentono, p.e., semplificazioni modellistiche per la riduzione delle dimensioni del problema, sia l'automatizzazione della preparazione dei file richiesti dal programma.

Durante la redazione delle specifiche, è stato scelto di sviluppare una versione provvisoria delle funzioni di preparazione degli input, per verificare la correttezza delle specifiche stesse. Questa versione preliminare necessiterà di ulteriori completamenti e affinamenti, ma è già idonea per acquisire i dati richiesti dal programma. Si è scelto quindi di implementare le funzioni mediante codice Python, finalizzato alla lettura dei dati in input dal data set e alla generazione dei file indispensabili per il corretto funzionamento del programma. Tali files sono dettagliatamente delineati e descritti nel manuale di NewRemark+ [4].

Nel prosieguo del Capitolo si procede a una concisa descrizione delle funzioni implementate in Python e della logica di interfacciamento che permette la comunicazione tra il data set e NewRemark+.

3.1 Dati generali

Al fine di interfacciare con NewRemark+ i dati riportati nei tre file Excel (che compongono il data set) sopra menzionati, sono state definite tre funzioni.

La prima "dati_generali" permette di creare i vari *DataFrame*²¹ che contengono tutte le informazioni contenute nel file Dataset.xlsx. Questi elementi rimangono costanti indipendentemente dallo scenario selezionato. Tra essi figurano i trasformatori, le linee, i nodi, i nodi collegati ai generatori, i generatori (classificati per categorie) e il *DataFrame* "df_tipo_gen", che raccoglie informazioni sui costi di avviamento, i tassi di guasto, i Minimum up-time (MUT) e i Minimum down-time (MDT) per ciascuna tipologia di generazione.

La seconda "Scenario" importa tutti gli elementi che sono dipendenti dallo scenario, quali i profili di generazione imposta e di carico, di import ed export verso l'estero, i valori di *Net Transfer Capacity* (NTC) tra le zone interne all'Italia e i dati di guasto per ogni tipologia di generazione.

La terza "trafo3to2" consente di equivalentare un trasformatore a tre avvolgimenti come tre trasformatori a due avvolgimenti seguendo le formule di trasformazione a stella come ricavate dai principi di elettrotecnica generale, v.d. paragrafo 2.2.4. Questa procedura richiede la creazione di un nodo fittizio (nodo centro stella) con la stessa tensione nominale del primario, che la funzione genera automaticamente e aggiunge alla lista di nodi della rete, sostituendo successivamente l'unico trasformatore con i tre equivalenti. I tre trasformatori equivalenti sono quindi considerabili come un'unica macchina ai fini del fuori servizio forzato e per questo viene creata una apposita codifica nell'ambito della gestione dei guasti di modo comune.

²¹ Un *DataFrame* è una struttura dati bidimensionale in cui i dati sono allineati in modo tabulare in righe e colonne.

3.2 Dati dei generatori

Al fine di estrarre le informazioni necessarie al programma NewRemark+ per ciascun generatore, come il nodo di collegamento, la potenza massima e minima, i costi di produzione, le dimensioni del serbatoio e gli apporti naturali, sono state sviluppate dieci funzioni che operano su *DataFrame* precedentemente importati in Python.

Le prime due funzioni "gen_Max_Min" e "genToNodi" svolgono compiti distinti. La prima funzione assegna a ciascun generatore, per tutte le tipologie, le potenze minime e massime dell'impianto completo e la seconda stabilisce i collegamenti degli impianti con uno o più nodi, riportando la loro potenza installata in p.u.

Un esempio di quest'ultima operazione è presentato nella Figura 3.1. Il generatore "UP_NPWRRVENNA_9" è distribuito su più nodi, con il valore percentuale rispetto alla potenza installata, mentre "UP_FUSINA_T_3" è collegato a un unico nodo.

Nodo	UP_MERCATO	Tipo_guasti	p.u.	nodo_1	coeff_1	nodo_2	coeff_2	nodo_3	coeff_3
N3985	UP_NPWRRVENNA_9	TV_1_1	1	VLVR302	0.028291621	VLVR303	0.036996736	ADSV301	0.051142546
N4773	UP_FUSINA_T_3	TV_1_1	1	FS2V601	1				

Figura 3.1 – Esempio di associazione nome-generatore con uno o più nodi.

La funzione "genCosti" associa ai generatori dispacciabili, termoelettrici e idroelettrici, una serie di parametri chiave, tra cui i costi di produzione, il Min up-time, il Min down-time, il costo di avviamento, HPMAX (numero di ore a potenza massima, che rappresenta l'energia minima per avviare il generatore) e PERCMIN (numero di ore a PMAX, che indica l'energia minima per avviare il generatore), si veda paragrafo 2.3.3.1, e genera un file in cui collega i nomi dei generatori con le loro tipologie.

La funzione "TipoGen" associa ad ogni tipologia il *Mean Time To Failure* (MTTF), il *Mean Time To Repair* (MTTR) e il proprio il Macro-tipo (Thermal, ThermalND, Hydro, HydroND, Wind, Solar). Per i generatori non dispacciabili (come eolici, fotovoltaici e biomasse) è necessario fornire una curva in p.u. di funzionamento che può caratterizzare l'intero territorio italiano, suddivisa per zone di mercato, regioni, o essere specifica per ciascun impianto. La funzione responsabile di associare questi elementi è denominata "GenIMP". Per ragioni di semplicità computazionale e facilità di reperimento dei dati, è stato adottato un approccio con curve zonali diverse per ogni tipologia di generatore.

La funzione "gruppiRiserva" consente l'associazione di ciascun generatore dispacciabile con un valore percentuale relativo alla riserva. La gestione sicura del sistema elettrico e il mantenimento di un adeguato livello di qualità del servizio è garantito dai servizi di riserva, suddivisi in tre categorie: Riserva Primaria (RP), Riserva Secondaria (RS) e Riserva Terziaria (R3).

Per la Riserva Primaria (RP), la variabile "percRP" indica la percentuale di potenza massima utilizzabile per la riserva primaria. Questa percentuale è fissata al 1.5% per l'intera penisola e la Sicilia, mentre per la Sardegna è del 10%.

Per la Riserva Secondaria (RS), la variabile "bandaRS" è impostata al 15% della potenza massima per gli impianti idroelettrici, mentre per quelli termoelettrici è fissata al massimo tra 10 MW e il 6% della potenza massima [11].

Per quanto riguarda la Riserva Terziaria (RT) esiste una variabile chiamata "flaR3" che indica se il generatore partecipa o no. Per impostazione predefinita, questa variabile è configurata sul numero 1 (= partecipa) per i generatori dispacciabili.



Le funzioni specifiche per gli impianti idroelettrici dispacciabili includono "Apporti" e "datildroelettrici". Per garantire una simulazione accurata del funzionamento di un generatore idroelettrico è essenziale acquisire informazioni quali i volumi dei serbatoi a monte e a valle, la presenza di uno sfioro e la sua capacità, gli apporti naturali al serbatoio e i volumi iniziale e finale del serbatoio (nell'ipotesi formulata nel data set, sono considerati uguali e pari alla metà del volume totale).

La funzione "Equivalenteldro" implementata consente di scegliere se trasferire a NewRemark+ i dati reali degli impianti idroelettrici per ogni asta, oppure un equivalente riportato nel file Excel "Asteldroelettriche_equivalenti.xlsx". Questa opzione è stata concepita in considerazione del numero elevato di generatori presenti in ciascuna asta (287) e della presenza di alcuni serbatoi con una capacità ridotta, che potrebbe comportare problematiche di calcolo. Nel Dataset si è ritenuto opportuno utilizzare gli impianti equivalenti, riducendo il numero di generatori a 94.

In futuro, una volta verificata la validità del data set, sarà possibile effettuare una simulazione dettagliata, ragionevolmente su un periodo di tempo inferiore all'anno, per confrontare l'esito del modello con impianti equivalenti rispetto a quello del modello completo.

3.3 Zone e Nodi

Questa sezione descrive due funzioni che definiscono le zone e i nodi, associando i nodi alle zone e specificando la tipologia dei nodi.

La prima funzione, "zonenodi", definisce le zone in cui è suddiviso il modello di rete, che corrispondono generalmente alle zone di mercato italiano (Nord, Centro-Nord, Centro-Sud, Sud, Calabria, Sicilia e Sardegna), e alle zone estere connesse alla penisola (Austria AT, Svizzera CH, Corsica CO, Francia FR, Grecia GR, Montenegro MT, Slovenia SL, Malta MT, Tunisia TN). Oltre alle zone, vengono definiti anche gli aggregati, che rappresentano insiemi di zone per ciascuna delle quali si calcola un fabbisogno di riserva unico. Questa pratica è adottata perché in NewRemark+ alcuni vincoli sono stabiliti a livello di aggregati di zone. Di default, l'interfaccia crea due aggregati, uno per l'intera Italia e l'altro per l'estero. Inoltre, la funzione stabilisce i parametri per ogni zona che sono utili per valutare il costo del distacco del carico (C_ENS), il costo dell'energia in eccesso (C_ENP) e un flag che indica se la zona è soggetta a un vincolo di soddisfacimento della riserva terziaria (uguale a -1 se non partecipa, maggiore di 1 se partecipa, e uguale a 1 se il fabbisogno di R_3 è pari a quello dell'aggregato).

La seconda funzione, "nodi_carico", descrive tutti i nodi inclusi nel modello di rete implementato. Per ciascun nodo, vengono specificati la zona di appartenenza, la tensione nominale e il costo del *load shedding*. La funzione, inoltre, definisce quali nodi hanno un carico associato, specificando il valore di potenza massima che il carico può assumere in MWh e i valori di potenza attiva del carico per tutte le 8760 ore dell'anno. Questi valori sono rappresentati tramite curve annuali in "per unità".

Le curve annuali possono seguire un andamento nazionale, zonale (con zone definite precedentemente), regionale o nodale. Nell'interfaccia, sono state utilizzate curve zonali provenienti dal file Scenario.xlsx.

3.4 Collegamenti

Nella fase successiva, vengono esaminate le funzioni che consentono di acquisire tutti gli elementi necessari per descrivere i collegamenti, inclusi trasformatori e linee, all'interno del modello di rete.

Il termine sezione viene definito come l'elemento che identifica una porzione di rete di collegamento tra due zone. Ogni sezione è caratterizzata da una zona di partenza ("From") e una zona di destinazione ("To"), che specifica la direzione del collegamento. Nella Tabella 3.1 sono elencati i nomi delle varie sezioni insieme ai nodi From e To corrispondenti.

Tabella 3.1 – Elenco delle Sezioni e delle Zone di mercato interconnesse.

Sezione	Zona "From"	Zona "To"
NORD_CNOR	NORD	CNOR
CNOR_CSUD	CNOR	CSUD
CNOR_SARD	CNOR	SARD
CSUD_SUD	CSUD	SUD
CSUD_SARD	CSUD	SARD
SUD_CALA	SUD	CALA
CALA_SICI	CALA	SICI
NORD_FR	NORD	FR
NORD_CH	NORD	CH
NORD_AT	NORD	AT
NORD_SI	NORD	SI
CSUD_ME	CSUD	ME
SUD_GR	SUD	GR
SICI_MT	SICI	MT
SICI_TN	SICI	TN
SARD_CO	SARD	CO

La seconda funzione, "tipoCollegamenti", definisce le varie tipologie di collegamenti, identificate all'interno del modello di rete implementato in NewRemark+. Queste includono i trasformatori (suddivisi tra quelli usati per collegare porzioni di rete AC e quelli che rappresentano le stazioni di conversione dei sistemi HVDC) e le linee (composte da linee aeree, cavi e conduttori HVDC). Inoltre, la funzione stabilisce per ciascuna tipologia di collegamento i valori di MTTR e MTTF, analogamente a quanto riferito per i generatori.

La funzione "collegamenti_trafi_linee" è dedicata alla definizione e all'associazione di tutti i parametri relativi ai collegamenti, inclusi linee e trasformatori.

Per quanto riguarda le linee, vengono definiti il nome, i nodi di partenza e arrivo (essenziali per determinare il senso positivo del power flow), la lunghezza in chilometri, la resistenza e la reattanza chilometrica, la conduttanza, la suscettanza (non necessarie in NewRemark+) e il transito minimo e massimo che la linea può sopportare, suddiviso per le stagioni invernale ed estiva.

Per i trasformatori, vengono associati il nome, il rapporto di trasformazione, le perdite nel ferro (esprese in percentuale), la tensione di corto circuito (anch'essa in percentuale), la potenza di riferimento (generalmente uguale al valore nominale) e la potenza massima.

La funzione "collegamenti_trafi_linee" produce due output aggiuntivi: l'associazione tra il nome del collegamento e il suo tipo, e il limite estremo di sfasamento (in radianti); quest'ultimo valore differisce da zero solo per i trasformatori che rappresentano fittiziamente un convertitore HVDC (che assume quindi massimo sfasamento uguale a π) e per quelli puntuali che caratterizzano i PST.

La funzione "dirLineez" identifica le linee che hanno i nodi To e From in due aree diverse e assegna a ciascuna linea il nome della sezione corrispondente e la direzione. Ad esempio, per la



linea "L_400FF82" con il nodo From nell'area Nord e il nodo To nel Centro-Nord, la direzione assume il valore 1 poiché la sezione si chiama NORD-CNORD. La direzione avrà un valore di -1 se il nodo From è nell'area Centro-Nord e il nodo To è nel Nord (come nel caso della linea "L_400FT180").

3.5 Import ed Export

La rete utilizzata per creare il data set comprende esclusivamente i nodi situati nel territorio nazionale e le linee di collegamento verso l'estero.

Si è scelto di non includere le zone estere di mercato a causa dei limiti computazionali citati in premessa la capitolo 2. Sono stati utilizzati, quindi, i dati a consuntivo pubblicati da Terna [18] creando un profilo imposto sia per la generazione equivalente (import in Italia) sia per il carico equivalente (export dall'Italia) come nell'esempio in Figura 2.12.

La funzione "ImportExport" svolge un ruolo cruciale nella preparazione dei dati per il data set, specialmente considerando la necessità di gestire le zone estere in modo accurato. Inizialmente, disconnette tutti i collegamenti precedentemente associati ai nodi delle zone estere, confermando la scelta di non includerle direttamente nel mercato simulato e successivamente collega ai nodi delle zone estere un carico e un generatore, entrambi con potenza attiva massima corrispondente a quella del collegamento di interconnessione.

Questo approccio consente di modellare l'importazione di energia come un carico aggiunto al sistema e l'esportazione come una generazione. I profili di carico e generazione ottenuti vengono poi aggiunti ai dati di carico e generazione impostati come non dispacciabili, contribuendo a definire in modo dettagliato il comportamento della rete elettrica italiana durante le operazioni di importazione ed esportazione.



4 - CONCLUSIONI

Per consolidare un approccio di studio nodale a supporto delle analisi di pianificazione del sistema elettrico di trasmissione e generazione, è stato necessario rappresentare dettagliatamente un sistema da esaminare attraverso la modellazione del suo funzionamento.

Al fine di conseguire tale obiettivo, è stato strutturato e popolato un data set del sistema elettrico italiano, utile per le elaborazioni con strumenti di calcolo basati su *Optimal Power Flow* sequenziale, in particolare con il programma NewRemark+ dedicato all'analisi di affidabilità e agli studi di pianificazione del sistema elettrico. Il data set rappresenta la situazione all'anno 2021 del sistema di generazione e del fabbisogno, con un modello di rete riferito all'anno 2027, coerente con i Piani di Sviluppo di Terna.

Sono poi state specificate e predisposte le funzioni di interfaccia, necessarie per la gestione del data set in preparazione dei dati di input a NewRemark+.

Il data set ha raggiunto un buon livello di dettaglio che ha permesso di eseguire un caso test con il programma NewRemark+. Confrontando i risultati prodotti dal simulatore rispetto ai consuntivi del 2021, il test ha consentito di verificare le ipotesi adottate nella formazione del data set. Si sono evidenziate alcune criticità nel metodo di formazione dei prezzi di mercato: il modello di simulazione adotta costi di produzione del parco termoelettrico medi annui mentre il consuntivo 2021 tiene conto del loro cambiamento continuo; il 2021, in particolare, ha visto un cambiamento molto importante di questi costi con impatto sull'ordine di merito tra le diverse tecnologie termoelettriche a combustibile fossile. Ciò comporta, tra le unità di produzione termoelettriche, una distribuzione della produzione simulata diversa da quella consuntivata.

Al fine di eseguire una simulazione probabilistica di tipo Monte Carlo sequenziale costituita da un campione significativo e rappresentativo di diversi anni climatici, NewRemark+ è stato interfacciato con la procedura SPOPSI (*Stochastic POver Profile Simulator*), anch'essa sviluppata nel progetto "Evoluzione, pianificazione, programmazione ed esercizio delle reti elettriche" e dedicata alla generazione di serie temporali della potenza attiva scambiata da carico, eolico e fotovoltaico. Resta da affinare la procedura di preparazione dei dati di potenza attiva scambiata dal carico da fornire in input a NewRemark+ che richiede i valori del carico residuo anziché quelli del carico lordo provenienti da SPOPSI.

Successivamente al completamento e alla validazione del data set che rappresenta lo stato "al presente" del sistema elettrico, sarà possibile far evolvere il data set stesso per rappresentare ipotesi di sviluppi futuri per simularne il funzionamento in scenari di lungo termine. Con ciò, risulterà possibile sperimentare metodologie e soluzioni procedurali a supporto del planning e contribuire all'approfondimento delle esigenze di pianificazione del sistema elettrico nazionale secondo esigenze che potranno presentarsi nelle attività richieste a RSE dalle Istituzioni.



5 - BIBLIOGRAFIA

- [1] R. Calisti, M. V. Cazzol, G. Cersa, A. Garzillo, V. Viscardi, A. Zani, «Messa a punto di nuovi strumenti modellistici a supporto dello sviluppo ottimale della rete di trasmissione,» Ricerca di Sistema, RSE, n. 13000500, Milano, 2013.
- [2] R. Calisti, M. V. Cazzol, G. Cersa, A. L'Abbate, «Nuovi strumenti per l'ottimizzazione delle reti di trasmissione,» Ricerca di Sistema, RSE, n. 18001172, Milano, 2017.
- [3] R. Calisti, M. V. Cazzol, G. Cersa, A. Iaria, A. L'Abbate, D. Piloni, M. Rapizza, «Sviluppo e applicazione di strumenti per l'ottimizzazione delle reti di trasmissione,» Ricerca di Sistema, RSE, n. 18007631, Milano, 2018.
- [4] M. V. Cazzol, «Manuale NewREMARK+,» Ricerca di Sistema, RSE, n. 21012782, Milano, 2021.
- [5] R. Calisti, M. V. Cazzol, «Valutazioni tecnico-economiche di progetti di sviluppo di rete: rinforzi sulla rete a 380 kV in Sicilia,» Ricerca di Sistema, RSE, n. 20000125, Milano, 2019.
- [6] R. Calisti, M. V. Cazzol, A. L'Abbate, «Valutazioni tecnico-economiche di progetti di sviluppo di rete mediante analisi zonali,» Ricerca di Sistema, RSE, n. 20009899, Milano, 2020.
- [7] G. Cersa, A. Trevisiol, M. R. Rapizza, R. Bonanno, M. Riva, Procedura SPOPSI per generare serie temporali di grandezze stocastiche: sviluppo della dipendenza della potenza eolica da variabili meteorologiche e dalla tecnologia; indagine della dipendenza della potenza del carico dagli scenari climatici, Milano: Ricerca di Sistema, RSE, n. 22013919, 2022.
- [8] G. Cersa, M. R. Rapizza, A. Trevisiol, R. Bonanno, «Procedura SPOPSI per generare serie temporali di grandezze stocastiche: impiego e sviluppo della dipendenza della potenza eolica e fotovoltaica da variabili meteorologiche,» Ricerca di Sistema, RSE, n. 23012431, Milano, 2023.
- [9] L. Solida, G. Chicco, E. Bompard, T. Huang, A. Mazza, M. R. Rapizza, «Topological Aspects of Building Synthetic Models for Power Transmission Networks from Public Data,» in *57th International Universities Power Engineering Conference (UPEC)*, pp. 1-6, doi: 10.1109/UPEC55022.2022.9917609, Istanbul, Turkey, 2022.
- [10] Terna, «Allegato A.24 al Codice di Rete - Individuazione zone della rete rilevante,» Terna, 2021.
- [11] Terna, «Codice di trasmissione dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete,» Terna, 2015.
- [12] Terna, «Valori dei limiti di transito tra le zone di mercato - Rev. 27,» Terna, 2020.
- [13] ENTSO-E, «Transparency Platform - Installed capacity per production unit (download),» 2021. [Online]. Available: <https://transparency.entsoe.eu/generation/r2/installedCapacityPerProductionUnit/show>. [Consultato il giorno 26 ottobre 2022].
- [14] ENTSO-E, «European Resource Adequacy Assessment (ERAA) 2021 edition - Downloads,» 2021. [Online]. Available: <https://www.entsoe.eu/outlooks/eraa/2021/eraa-downloads/>. [Consultato il giorno 26 ottobre 2022].
- [15] Frigerio A. et al, «Valutazione del potenziale dei sistemi di accumulo di energia mediante centrali di pompaggio idroelettrico per il sistema elettrico italiano,» RSE, Ricerca di Sistema, n. 12000959, Milano, 2012.
- [16] Simone Sperati, Davide Airoidi, Il Nuovo Atlante Eolico Italiano: sviluppo e guida d'uso per l'utente, Milano: Ricerca di Sistema, RSE, n. 21010332, 2021.
- [17] Gestore dei Mercati Energetici - GME, «Gestore dei Mercati Energetici - Dati storici Excel - MGP,» 2021. [Online]. Available: <https://www.mercatoelettrico.org/It/download/DatiStorici.aspx>. [Consultato il giorno 26 ottobre 2022].
- [18] Terna, «Transparency Report: la piattaforma - Download center,» 2021. [Online]. Available: <https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/transparency-report/download-center>. [Consultato il giorno 26 ottobre 2022].
- [19] ENTSO-E, «TYNDP 2022 Scenario Report – Version April 2022,» 2022. [Online]. Available: <https://tyndp.entsoe.eu/resources/tyndp-2022-scenario-report>. [Consultato il giorno 26 ottobre 2022].
- [20] Terna, «Revisione configurazione zonale,» Terna, 2018.
- [21] OpenStreetMap Foundation, «Open Infrastructure Map,» OpenStreetMap Foundation, 2022. [Online]. Available: <https://openinframap.org/>. [Consultato il giorno 26 ottobre 2022].



- [22] M. Rebolini et al., «New Phase Shifting Transformers in the Italian transmission network. Design, manufacturing, testing and electromagnetic transients modelling,» CIGRE A2-207, Paris, 2014.
- [23] Terna, «Consistenza Fonti Rinnovabili (fonte GAUDI),» Terna, 2021. [Online]. Available: <https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/dispatching/fonti-rinnovabili>. [Consultato il giorno 8 marzo 2023].
- [24] Commissione Europea, «European Green Deal - Fit For 55,» 2022. [Online]. Available: <https://www.consilium.europa.eu/en/policies/green-deal/fit-for-55-the-eu-plan-for-a-green-transition/>. [Consultato il giorno 24 ottobre 2023].
- [25] Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica, «Valutazioni e Autorizzazioni Ambientali - VAS - VIA - AIA,» 2022. [Online]. Available: <https://va.mite.gov.it/it-IT>. [Consultato il giorno 26 ottobre 2022].
- [26] Enel Green Power, «Centrale geotermica,» 2022. [Online]. Available: <https://www.enelgreenpower.com/it/learning-hub/energie-rinnovabili/energia-geotermica/centrale-geotermica>. [Consultato il giorno 26 ottobre 2022].
- [27] RSE, «AEOLIAN - Atlante EOLico ItaLIANO,» RSE, 2022. [Online]. Available: <https://atlanteeolico.rse-web.it/>. [Consultato il giorno 26 ottobre 2022].
- [28] R. Billinton, R. N. Allan, Reliability Evaluation of Power Systems, Boston, MA: Springer US, 1996.
- [29] CIGRE WG B1-10, «Update of service experience of hv underground and cable systems,» CIGRE, n 379, Parigi, 2009.
- [30] CIGRE WG B4-108, «Reliability study methodology for HVDC grids,» CIGRE, Parigi, 2010.
- [31] R. Billinton, R. N. Allan, Reliability Evaluation of Power Systems, Boston, MA: Springer US, 1996.
- [32] Acinque, «Indice PSV,» ottobre 2023. [Online]. Available: <https://acinque.it/luce-gas-e-servizi/tutela-del-cliente/indice-psv.html>. [Consultato il giorno 24 ottobre 2023].
- [33] ENEA, «Analisi trimestrale del sistema energetico italiano - Anno 2021,» ENEA, n. 1/2022, 2022.
- [34] Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica, «Prezzi medi mensili dei carburanti e combustibili,» ottobre 2023. [Online]. Available: <https://dgsaie.mise.gov.it/prezzi-mensili-carburanti>. [Consultato il giorno 24 ottobre 2023].
- [35] CambioEuro, «Cambio Euro Dollaro 2021 - Tassi di cambio storici BCE,» ottobre 2023. [Online]. Available: <https://www.cambioeuro.it/cambio-storico-dollaro-2021/>. [Consultato il giorno 24 ottobre 2023].
- [36] SENDECO2, «Prezzi CO2,» ottobre 2023. [Online]. Available: <https://www.sendeco2.com/it/prezzi-co>. [Consultato il giorno 24 ottobre 2023].
- [37] Gestore dei Mercati Energetici - GME, «Relazione annuale 2021,» GME, 2022.
- [38] G. Ceresa, «AMaCha (stochastic Analysis with Markov Chains) 2.0 – Descrizione funzionale,» Ricerca di Sistema, RSE, n. 16001480, Milano, 2016.
- [39] D. Siface, L. Belotti, «Manuale d'uso del simulatore sMTSIM,» Ricerca di Sistema, RSE, n. 20000152, Milano, 2019.
- [40] I. Faifer, R. Calisti, «Construction of Pan-European Zonal Market Model Based on Available Information,» Ricerca di Sistema, RSE, n 23012436, Milano, 2023.
- [41] M.V. Cazzol, A. Iaria, S. Rossi, D. Siface, A. Taverna, «Sviluppo Strumenti SW per la simulazione dei mercati elettrici,» Ricerca di Sistema, RSE, n. 16001444, Milano, 2016.
- [42] Gaia Ceresa, «Specifiche di un nuovo strumento software per generare serie temporali di grandezze stocastiche,» Ricerca di Sistema, RSE, n. 20009562, Milano, 2020.
- [43] Gaia Ceresa, «AMaCha (stochastic Analysis with MArkov CHAins) 2.0 - Descrizione funzionale,» Ricerca di Sistema, RSE, n. 16001480, Milano, 2015.
- [44] S. Pfenninger, I. Staffell, «Renewables.ninja,» 2023. [Online]. Available: <https://www.renewables.ninja/>. [Consultato il giorno 26 ottobre 2022].



- [45] M. Lacavalla, R. Bonanno, S. Sperati, «Dataset MERIDA per il calcolo dei tempi di ritorno delle principali minacce meteorologiche per l'alimentazione dei modelli di vulnerabilità della rete,» Ricerca di Sistema, RSE, n. 20010741, Milano, 2020.
- [46] G. Ceresa, M. R. Rapizza, «Implementazione e applicazioni di strumento per generare serie temporali di grandezze stocastiche,» Ricerca di Sistema, RSE, n. 21008912, Milano, 2021.
- [47] G. Ceresa, A. Trevisiol, M. R. Rapizza, R. Bonanno, M. Riva, «Procedura SPOPSI per generare serie temporali di grandezze stocastiche: sviluppo della dipendenza della potenza eolica da variabili meteorologiche e dalla tecnologia; indagine della dipendenza della potenza del carico dagli scenari climatici,» Ricerca di Sistema, RSE, n.22013919, Milano, 2022.
- [48] Med-TSO, «Med-TSO,» 2023. [Online]. Available: <https://med-tso.org/en/home/>. [Consultato il giorno 1 giugno 2023].

6 - APPENDICE: IL PROGRAMMA NEWREMARK+

Il programma NewRemark+ (*RE*liability and *MARK*et) [4] è un simulatore del funzionamento del sistema elettrico con orizzonte annuale e con definizione oraria. A partire da una modellazione dei meccanismi del mercato dell'energia [41], effettua un'analisi del sistema composito di generazione e trasmissione verificandone l'affidabilità a fronte di eventi aleatori replicati con procedimenti probabilistici di tipo Monte Carlo sequenziale.

È strutturato in due blocchi di calcolo: il primo destinato all'analisi del mercato zonale dell'energia al fine di ottenere informazioni utili anche per la stima del beneficio *Socio-Economic Welfare*, il secondo dedicato all'analisi del sistema con dettaglio nodale per considerare le molteplici necessità (servizi di dispacciamento) che portano a rivedere la soluzione di mercato zonale: soluzione delle congestioni di rete, approvvigionamento dei margini di riserva, bilanciamento del carico. Questo secondo blocco consente la stima dei costi delle movimentazioni necessarie per la soluzione dei problemi di rete, riserva e bilanciamento. Il programma NewRemark+ fornisce inoltre una stima dell'energia non fornita al carico e dell'energia producibile in eccesso (*overgeneration*); sono infine ricavabili informazioni utili per quantificare le perdite Joule in rete e le emissioni in atmosfera di CO₂ e di gas inquinanti.

Nell'ambito della pianificazione, il simulatore può essere utilizzato per valutare i benefici associati a interventi di sviluppo del sistema, confrontando i valori degli indici tecnico-economici e ambientali ottenuti nelle situazioni rispettivamente "con" e "senza" gli interventi, in accordo con le metodologie di Analisi Costi-Benefici (ACB).

In Figura 6.1 è riportato uno schema di NewRemark+, che ne riassume le fasi principali.

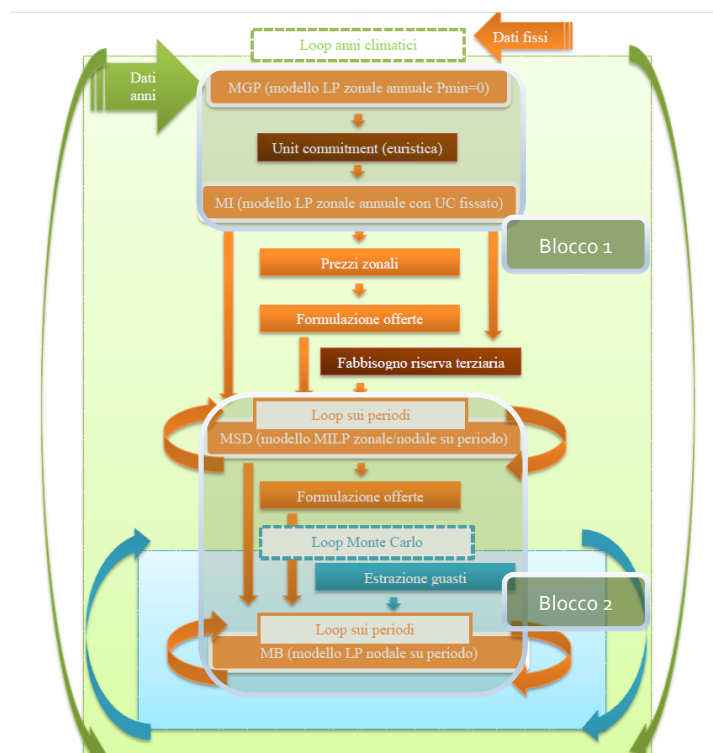


Figura 6.1 - Schema di NewRemark+.



7 - APPENDICE: LA PROCEDURA SPOPSI

Come esposto in [42], in passato è stato realizzato lo strumento AMaCha [43] per sintetizzare serie stocastiche di potenza eolica e fotovoltaica che mantengono le proprietà statistiche delle serie storiche; per fare ciò, AMaCha elabora le serie in input identificando la parte stocastica attraverso catene di Markov. Il limite di questo approccio è che non considera le correlazioni spaziali, importanti nell'applicazione in oggetto, e nemmeno la dipendenza dalle variabili meteorologiche. Per superare tale limite è stato necessario apportare delle modifiche al modello, le cui dimensioni crescerebbero esponenzialmente; quindi, si è deciso di adottare un approccio differente.

Il nuovo generatore di serie temporali è SPOPSI (*Stochastic POwer Profile Simulator*). Esso è composto da tre sezioni indipendenti (SPOPSI_sun, SPOPSI_wind, SPOPSI_load), che hanno una struttura comune ma usano strumenti matematici differenti vista la diversità dei dati che manipolano.

La prima parte di SPOPSI analizza dati storici di potenza (eolica, fotovoltaica o carico) provenienti da [44] e [45], modellandone la relazione con le variabili meteorologiche attraverso regressioni non lineari GAM (*Generalized Additive Model*) e la componente stocastica con processi VAR (*Vector AutoRegression*) in SPOPSI_wind e ARMA (*AutoRegressive Moving Average model*) in SPOPSI_sun; SPOPSI_load destagionalizza il carico e applica una regressione lineare, in cui il carico destagionalizzato è visto come una funzione della temperatura.

La seconda fase, quella di generazione delle nuove serie, richiede che l'utente decida entro quale percorso emissivo (RCP²²) vuole stimare la produzione rinnovabile e il carico, e per quale anno, entro il 2100; i modelli climatici forniscono quindi i valori delle variabili meteorologiche. SPOPSI genera un numero di serie di potenza eolica, fotovoltaica e di carico deciso dall'utente, con profili orari diversi fra loro, ma che conservano le proprietà statistiche delle serie storiche; queste proprietà non sono identiche fra loro ma variano in un intervallo, in modo che ciascuna serie possa essere considerata come ragionevole, ma significativamente diversa dalle altre, per alimentare simulazioni Monte Carlo.

In [42] sono descritte le specifiche e in [46] la prima versione della procedura; in [47] è presentata la versione definitiva di SPOPSI_wind in cui sono inserite le dipendenze dalla temperatura e dalla velocità del vento; in [8] è descritta la versione definitiva di SPOPSI_sun in cui sono state modellate le dipendenze dalla temperatura e dalla radiazione solare.

²² RCP = Representative Concentration Pathway, scenari di percorsi emissivi nel futuro, che descrivono la conseguenza sulle variabili climatiche delle azioni intraprese dall'uomo per contenere le emissioni di CO₂ rispetto al periodo preindustriale. RCP2.6 è lo scenario ottimistico, ma ormai non più raggiungibile, di forte contenimento delle emissioni di CO₂; RCP8.5 è lo scenario pessimistico in cui si ipotizza che non si adotterà alcuna azione in favore del clima; lo scenario RCP4.5 è intermedio.

8 - APPENDICE: EQUIVALENTI DI SISTEMI IDROELETTRICI

Un impianto idroelettrico è rappresentabile schematicamente con un generatore di potenza P che manda in turbina acqua prelevata da un serbatoio a monte M e la scarica in un serbatoio a valle V , oppure in fiume, lago o mare con deflusso naturale delle acque (Figura 8.1).

La relazione tra il volume di acqua turbinata V_T e la potenza media prodotta in un'ora può essere semplificata attraverso l'equazione:

$$P = \eta \cdot V_T,$$

dove η è il coefficiente energetico in kWh/m³.

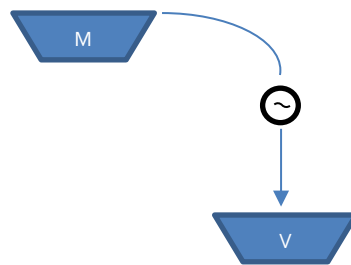


Figura 8.1 – Schema di un impianto idroelettrico con serbatoi di raccolta delle acque.

Il volume V_M^h del serbatoio a monte e il volume V_V^h del serbatoio a valle all'ora h sono correlati alla potenza prodotta e ai volumi nelle ore precedenti dalle relazioni:

$$V_M^h = V_M^{h-1} - \frac{P^h}{\eta} + \text{apporto}_M^h$$

$$V_V^h = V_V^{h-1} + \frac{P^h}{\eta} + \text{apporto}_V^h$$

dove apporto_M^h e apporto_V^h sono gli apporti naturali di acqua nei rispettivi serbatoi all'ora h .

Naturalmente, se il serbatoio è un lago, il mare o un vasto bacino alimentato da un fiume di portata elevata, il vincolo di bilancio non è utile e può essere omissso.

Questo modello è in grado di rappresentare il funzionamento di aste idrauliche complesse che vedono più impianti in cascata.

A titolo esemplificativo in Figura 8.2 sono riportate alcune delle più comuni casistiche di topologie di impianti idroelettrici all'interno di aste complesse:

- a sinistra, un serbatoio a monte che alimenta più impianti in cascata senza una vasca intermedia (o con una vasca dalle dimensioni trascurabili); l'impianto a valle funziona turbinando direttamente l'acqua scaricata dall'impianto a monte;
- in centro, un serbatoio a monte che alimenta impianti in cascata disponendo anche di un serbatoio intermedio;
- a destra, impianti con serbatoi a monte diversi ma che condividono lo stesso serbatoio a valle (oppure, viceversa, con lo stesso serbatoio a monte ma con diversi serbatoi a valle).

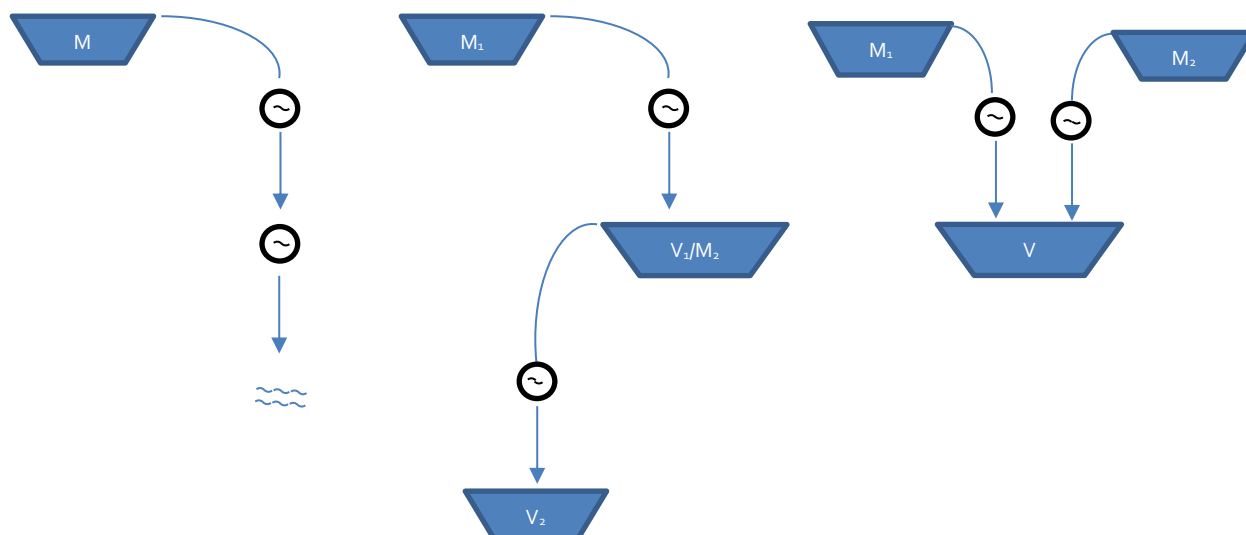


Figura 8.2 – Schemi di possibili topologie di impianti idroelettrici.

Dal punto di vista della soluzione del modello matematico, i vincoli di bilancio dei serbatoi sono estremamente onerosi in quanto legano tra di loro variabili relative ad ore differenti: non è quindi opportuno, a causa della complicazione del modello e del conseguente aumento ingiustificato dei tempi di risoluzione, modellare come dispacciabili quegli impianti che hanno serbatoi con capacità talmente ridotta da risultare sostanzialmente a produzione imposta, cioè assimilabili a generatori ad acqua fluente. Inoltre, per lo stesso motivo si è ritenuto opportuno rappresentare il sistema delle aste italiane, consistente in un alto numero di impianti di generazione, attraverso modelli di impianti equivalenti in grado di coglierne le caratteristiche di funzionamento, riducendo al tempo stesso la complessità.

La scelta di una strategia di equivalentazione del sistema idroelettrico italiano è stata condizionata da due fattori: innanzitutto è stato ricercato un compromesso tra la semplificazione e la qualità del modello. Inoltre, si è dovuta considerare la natura nodale delle analisi di rete (per valutare sia gli indici di adeguatezza del sistema di trasmissione, sia costi e benefici di nuovi rinforzi), che richiede una precisa localizzazione sulla rete dei generatori di centrale.

In virtù di entrambe le condizioni, l'adozione di grandi equivalenti zionali non è stata ritenuta adeguata: essi non sono sufficientemente accurati per simulare l'esercizio degli impianti idroelettrici e inoltre non sono localizzabili sulla rete di trasmissione. Si è quindi deciso di individuare, laddove possibile, equivalenti di aste idrauliche, sufficientemente accurati e più facilmente localizzabili sulla rete.

Nel seguito viene descritto un equivalente, che è stato adottato per tutte le possibili combinazioni delle casistiche schematizzate in Figura 8.2, e che, applicato ad insiemi di impianti appartenenti ad una stessa asta, ha consentito di ottenere il risultato ricercato.

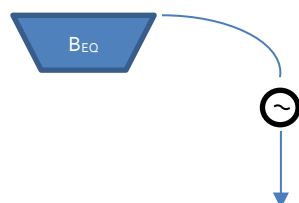


Figura 8.3 – Schema dell'equivalente idroelettrico adottato.

L'impianto equivalente rappresentato in Figura 8.3 è definito in modo da soddisfare i seguenti requisiti:

- il generatore equivalente deve poter produrre la somma delle potenze prodotte dai generatori originali;



- il generatore equivalente deve produrre in media in un anno la somma delle produzioni medie annue dei generatori originali;
- il serbatoio equivalente deve avere a disposizione come apporto medio annuo la somma degli apporti medi annui dei serbatoi originali;
- il serbatoio equivalente deve avere capacità tale da consentire al modello di rappresentare seppur in modo approssimato i vincoli operativi dell'insieme dei serbatoi originali.

Il primo requisito consente di definire la massima potenza erogabile $\bar{P}_{EQ}$ del generatore equivalente a partire dalle massime potenze $\bar{P}_i$ dei generatori che gli appartengono:

$$\bar{P}_{EQ} = \sum_i \bar{P}_i$$

Questa impostazione è valida in generale, sebbene siano stati riscontrati casi di aste in cui a valle di un impianto a serbatoio è posto un impianto sostanzialmente ad acqua fluente (o con una vasca di raccolta e alimentazione di dimensione trascurabile) con una portata minore: per questi casi si è assunto di ridimensionare la portata dell'impianto a monte, e conseguentemente di ridimensionarne la potenza massima, anziché ipotizzare la possibilità che parte dello scarico della centrale a monte fosse deviato dall'impianto a valle e non utilizzato.

Indicando con $\bar{p}_i$ la portata oraria dell'impianto a valle i -esimo, la potenza massima dell'impianto a monte j -esimo viene così ridefinita come $\bar{P}_j = \eta_j \cdot p_i$.

L'equivalente viene costruito considerando per questi casi la massima potenza ridefinita.

Il secondo e il terzo requisito consentono di definire il coefficiente energetico del generatore equivalente: infatti, indicando con E_i l'energia media prodotta dall'impianto i -esimo in un anno in GWh/y (dato disponibile nel data set), l'energia media prodotta dall'insieme di tutti gli impianti dell'equivalente è:

$$E_{EQ} = \sum_i E_i$$

Indicando con V_i l'apporto naturale annuo a disposizione dell'impianto i -esimo in 10^6m^3 , l'apporto naturale del serbatoio equivalente può essere definito come:

$$V_{EQ} = \sum_i V_i$$

Di conseguenza il coefficiente energetico equivalente in $\text{MW}/(10^3 \text{m}^3)$ può essere definito come:

$$\eta_{EQ} = E_{EQ} / V_{EQ}$$

Il quarto requisito è stato soddisfatto definendo la capacità del serbatoio equivalente in funzione del coefficiente energetico dell'equivalente e della capacità dell'insieme dei serbatoi espressa in MWh: infatti se si indica con CAP_i la capacità in 10^3m^3 del serbatoio dell'impianto i -esimo, l'energia in MWh teoricamente producibile da i è pari a $E_i^{TOT} = CAP_i \cdot \eta_i$.

Dovendo essere $\sum_i E_i^{TOT} = CAP_{EQ} \cdot \eta_{EQ}$ si può ricavare $CAP_{EQ} = (\sum_i CAP_i \cdot \eta_i) / \eta_{EQ}$.



9 - APPENDICE: INTERVENTI SULLA RETE ALL'ANNO 2027

Si riportano di seguito gli interventi più recenti o prossimi futuri sulla rete di trasmissione, di cui si è trovato riscontro nel modello di sistema elettrico ricevuto dal Politecnico di Torino. L'abbreviazione "vs." significa "verso".

Area Nord

- Linea HVDC Piemonte-Savoia, collegamento tra Piossasco e Grand'Ile (FR);
- Riassetto rete 220 kV Torino: collegamenti tra Grugliasco, Pianezza, Sangone, Moncalieri e Rosone;
- Cabina Primaria 220 kV di Bramante, collegamenti vs. Politecnico e Torino sud;
- Cabina Primaria 220 kV di Arbarello, collegamenti vs. Torino centro e Stura;
- Linea HVDC Greenconnector, collegamento tra Verderio e Sils (CH);
- Linea 220 kV Mese-Castasegna (CH);
- Sezione 400 kV Mese, collegamenti vs. Soazza (CH) e Bulciago, interconnessione vs. 220 kV e 132 kV;
- Sezione 400 kV Magenta, collegamenti vs. Turbigo e Baggio, interconnessione vs. 220 kV e 132 kV;
- Stazione 400 kV Pogliano e collegamenti vs. Turbigo e Rho (doppia terna);
- Cabina Primaria 220 kV di Rozzano e collegamenti vs. Cesano M. e Tavazzano;
- Cabina Primaria 220 kV di Milano-Marcello e collegamenti vs. Gadio, P.ta Venezia e Ric. Nord MI;
- Linea 220 kV Milano P. ta Venezia-Ricevitrice Sud;
- Cabina Primaria 220 kV di Segrate, collegamenti vs. Brugherio e Lambrate;
- Linea 400 kV Cassano-Chiari (con nuovo raccordo 220 kV Chiari-Ric. Ovest BS);
- Stazione 220 kV di Agnosine, collegamenti vs. Cimego e Nave, interconnessione vs. 132 kV;
- Sezione 400 kV Malcontenta, collegamenti vs. Fusina, Venezia Nord e Dolo, interconnessione vs. 220 kV;
- Linea 400 kV Camin-Dolo;
- Stazione 400 kV Vedelago, collegamenti vs. Sandrigo e Volpago, interconnessione vs. 132 kV;
- Stazione 400 kV Volpago, collegamenti 400 kV vs. Cordignano e Vedelago, collegamenti 220 kV vs. Polpet e Scorzè, interconnessione vs. 220 kV e 132 kV;
- Sezione 220 kV Schio, collegamenti vs. Ala e Vicenza MV, interconnessione vs. 132 kV;
- Sezione 220 kV Polpet, collegamenti vs. Vellai, Volpago, Auronzo, Soverzene, interconnessione vs. 132 kV;
- Sezione 220 kV Auronzo, collegamenti vs. Polpet e Lienz (AT), interconnessione vs. 132 kV;
- Sezione HVDC Salgareda, collegamento HVDC vs. Bericevo (SI)
- Sezione 400 kV Udine Sud, collegamenti vs. Redipuglia (doppia terna) e Udine Ovest (doppia terna), interconnessione vs. 220 kV;

Area Centro Nord

- Linea 400 kV Colunga-S. Benedetto Querceto-Calenzano;
- Sezione 400 kV Colunga, collegamento vs. S. Benedetto Querceto, interconnessione vs. 220 kV e 132 kV;
- Sezione 400 kV S. Benedetto Querceto, collegamenti vs. Colunga e Calenzano, interconnessione vs. 132 kV;
- Sezione 400 kV Filettole (Lucca Ovest), collegamenti vs. Spezia e Acciaiollo, interconnessione vs. 132 kV;
- Stazione 400 kV Acciaierie Ferriere Piombino, collegamento vs. Suvereto;
- Linea 400 kV Casellina-Fontelupo-Tavarnuzze-Le Rose-S. Barbara (rifacimento parziale in cavo di linea aerea esistente)
- Stazione 400 kV Fontelupo, collegamenti vs. Casellina, Tavarnuzze (doppia terna);
- Stazione 400 kV Le Rose, collegamenti vs. S. Barbara, Tavarnuzze (doppia terna);
- Sezione 220 kV Livorno 2, interconnessione vs. 132 kV;

Area Centro Sud

- Stazione 400 kV Tuscania, collegamenti vs. Montalto e Villavalle;
- Sezione 400 kV Flaminia, collegamento vs. Roma Nord e Roma Ovest, interconnessione vs. 220 kV e 150 kV;
- Stazione Roma Sud-Ovest, collegamenti vs. Roma Sud (doppia terna), Roma ovest, Aurelia, interconnessione vs. 150 kV;



- Cabina Primaria 220 kV Areti Castel di Leva, collegamenti con Areti S. Paolo e Roma Sud;
- Stazione 400 kV Avellino Nord, collegamenti vs. Bisaccia e S. Sofia, interconnessione vs. 150 kV;
- Stazione 400 kV Benevento 3, collegamenti vs. Benevento 2 e Troia, interconnessione vs. 150 kV;
- Stazione 400 kV Montesano, non connessa alla rete 400 kV, interconnessione vs. 150 kV;
- Sezione 220 kV Napoli Direzionale all., collegamenti vs. Napoli Direzionale e Napoli Levante;
- Sezione 220 kV Scafati, collegamenti vs. Torre Nord e S. Valentino, interconnessione vs. 150 kV;
- Cabina Primaria 220 kV Teano, collegamenti vs. S. Maria C.V. e Presenzano;
- Linea 400 kV ex Patria-S. Sofia in entra/esci S. Maria C.V.;

Area Sud

- Collegamento 400 kV S. Severo – AT40VA (import eolico dall'Albania);
- Collegamento 400 kV Deliceto-Bisaccia;
- Stazione 400 kV Manfredonia, collegamenti vs. Andria e Foggia, interconnessione vs. 150 kV;
- Stazione 400 kV Latiano, collegamenti vs. Taranto Nord e Brindisi Pign., interconnessione vs. 150 kV;
- Stazione 400 kV Melfi, collegamenti vs. Genzano e Bisaccia, interconnessione vs. 150 kV;
- Stazione 400 kV Genzano, collegamenti vs. Matera e Melfi, interconnessione vs. 150 kV;
- Stazione 400 kV Garaguso, collegamenti vs. Matera e Aliano, interconnessione vs. 150 kV;
- Stazione 400 kV Belcastro, collegamenti vs. Scandale e Magisano, interconnessione vs. 150 kV;

Area Calabria

- Stazione 400 kV Scilla scrocio, collegamenti vs. Rizziconi e Bolano;
- Stazione 400 kV Bolano, collegamenti vs. Scilla scrocio e Paradiso;
- Sezione 400 kV Scilla, collegamenti vs. Rizziconi e Scilla Pozzo (doppia terna), interconnessione vs. 150 kV;
- Stazione 400 kV Scilla Pozzo, collegamenti vs. Calabria approdo e Scilla (doppia terna);
- Stazione 400 kV Calabria approdo, collegamenti vs. Sicilia approdo e Scilla Pozzo (doppia terna);

Area Sicilia

- Stazione 400 kV Paradiso, collegamenti vs. Sorgente e Bolano;
- Stazione 400 kV Sicilia approdo, collegamenti vs. Calabria approdo e Villafranca (doppia terna);
- Stazione 400 kV Villafranca Tirrena, collegamenti vs. Sicilia approdo (doppia terna) e Sorgente (doppia terna), interconnessione vs. 150 kV;
- Sezione 400 kV Pantano, collegamenti vs. Paternò e Priolo, interconnessione vs. 220 kV e 150 kV;
- Sezione 400 kV Mineo, collegamenti vs. Paternò e Chiaramonte Gulfi, interconnessione vs. 150 kV;
- Sezione 400 kV Assoro, collegamenti vs. Chiaramonte Gulfi (doppia terna) e Ciminna (doppia terna), interconnessione vs. 150 kV;
- Sezione 400 kV Ciminna, collegamenti vs. Assoro (doppia terna), interconnessione vs. 220 e 150 kV;
- Sezione 400 kV Partanna, collegamento vs. Partanna HVDC, interconnessione vs. 220 kV;
- Stazione HVDC Partanna, collegamento vs. Partanna, collegamento HVDC 500 kV vs. Tunisia;
- Stazione 220 kV MEG13027, collegamento vs. Partanna;
- Stazione 220 kV Lago Arancio, collegamento vs. Sambuca;
- Stazione 220 kV Rocca Ficuzza, collegamento vs. Sambuca;
- Sezione 220 kV Favara per compensatore sincrono;
- Sezione 220 kV Partinico per compensatore sincrono;

Area Sardegna

- Stazione 220 kV Bolotana all., collegamenti vs. Bolotana c.le., Busachi, Ottana;
- Stazione 220 kV Bolotana c.le., collegamento vs. Bolotana all.;
- Stazione 220 kV Mogorella, collegamenti vs. Busachi, Villasor e Grighine c.le.;
- Stazione 220 kV Grighine c.le., collegamento vs. Mogorella;



10 - APPENDICE: MODELLO DI SCENARIO ZONALE EUROPEO

La presente Appendice riguarda la costruzione di un modello zonale europeo di sistema elettrico su uno scenario 2030. I prezzi di mercato dei Paesi esteri, infatti, che risultano dallo scenario di generazione/carico e dai vincoli di sistema elettrico, condizionano in modo significativo il comportamento del sistema elettrico italiano.

Più in generale, l'analisi di un modello esteso pan-europeo del mercato dell'elettricità riveste una grande importanza in diversi contesti:

- Allocazione delle Risorse: l'analisi del mercato aiuta a comprendere il modo in cui le risorse, come la generazione di elettricità, vengano allocate nel mercato. Questo facilita l'identificazione delle strategie di sviluppo dei sistemi limitrofi e contribuisce a individuare la posizione ottimale per allocare nuove risorse, portando a un efficientamento del sistema energetico.
- Decisioni dei Consumatori e dei Produttori: l'analisi dei prezzi di mercato assiste consumatori e produttori nel prendere decisioni ponderate riguardo al consumo di energia, agli investimenti e alla produzione. I decisori possono valutare l'impatto delle normative sugli esiti di mercato e su altri fattori rilevanti, contribuendo a perfezionare e migliorare le politiche energetiche.
- Integrazione delle Fonti Rinnovabili: l'analisi del modello di mercato diventa essenziale per comprendere le sfide legate all'integrazione delle Fonti di Energia Rinnovabile (FER). Contribuisce a valutare l'impatto delle energie rinnovabili, a gestire l'intermittenza e a progettare strutture di mercato che supportino una transizione energetica sostenibile.
- Pianificazione e Funzionamento della Rete: i modelli di mercato contribuiscono alla pianificazione e al funzionamento della rete elettrica. Forniscono informazioni sul comportamento dei partecipanti al mercato, sui flussi di elettricità e sulla congestione della rete. Queste informazioni sono cruciali per garantire l'affidabilità e la stabilità della rete.

La costruzione di un modello estremamente dettagliato e ampio presenta sfide legate alla complessità computazionale e alla raccolta di dati. L'obiettivo primario dell'attività qui riportata è quindi stato di realizzare un modello zonale esteso basato sul minor numero di informazioni possibile, per una successiva analisi con il programma SMTSIM [39]. L'output di questo modello può essere successivamente utilizzato per un'analisi dettagliata del mercato nodale e della rete tramite NewRemark+.

La costruzione del modello pan-europeo si è basata su dati pubblici forniti da ENTSO-E, concentrandosi specificamente sullo scenario National Trend per il 2030 (NT 2030) e considerando i tre anni climatici (ossia basati sul clima del 1995, 2008 e 2009) suggeriti da ENTSO-E [19]. Inoltre, il modello è stato esteso attraverso la modellazione del Nord Africa (Marocco, Algeria e Tunisia). Tutte le capacità di trasporto rilevanti sono state allineate con i dati ENTSO-E del 2022, incluse le nuove connessioni.

La scelta del data set ENTSO-E come fonte principale di informazioni è stata motivata dalla sua reputazione di essere la migliore fonte disponibile, affidabile e coerente. Questa decisione è stata guidata dalla natura riservata delle caratteristiche dei dati necessari per la modellazione e dalla necessità di coprire un'ampia area geografica. Il data set ENTSO-E non solo fornisce informazioni ufficiali comprovate, basate sulle politiche dell'Unione Europea, ma include anche metodologie, rapporti e protocolli derivanti da incontri con gli stakeholder. Questo contribuisce a migliorare la comprensione comune dei dati e del processo complessivo.

Per una comprensione esaustiva della costruzione dello scenario nel contesto del modello di mercato paneuropeo, si raccomanda di fare riferimento al documento esteso [40] che funge da guida pratica allineata ai requisiti specifici del modello SMTSIM.

La tecnica di modellazione di [40] descrive come i dati disponibili siano stati adattati ai requisiti di SMTSIM dettagliati nel manuale utente [39]. Diversi set di dati sono stati elaborati e convertiti nel formato richiesto, compresi quelli

descrittivi di carichi, dettagli delle centrali idroelettriche, serie temporali per le fonti di energia rinnovabile e capacità installate per le centrali termiche, tutti dati essenziali per la costruzione dello scenario. Sono stati considerati, con informazioni dettagliate fornite nel capitolo sull'approccio di modellazione di [40]: proprietà termiche, capacità nette di trasporto tra le zone di mercato (*Net Transfer Capacity - NTC*), prezzi delle materie prime e fattori di emissione.

Il modello zonale pan-Europeo di SMTSIM include cinquantotto zone di mercato, con l'Italia rappresentata da sette zone: Centro-Nord (CN), Centro-Sud (CS), Nord (ND), Sardegna (SA), Sicilia (SC), Calabria (CA), Sud (SU). Ogni paese è rappresentato da almeno una zona di mercato, con serie temporali di carico pertinenti, capacità installate termiche e idroelettriche, produzione oraria di serie temporali da FER e non-FER, capacità di interconnessione con i paesi limitrofi. In Figura 10.1 viene riportato lo schema zonale del modello pan-europeo sviluppato all'interno di SMTSIM.

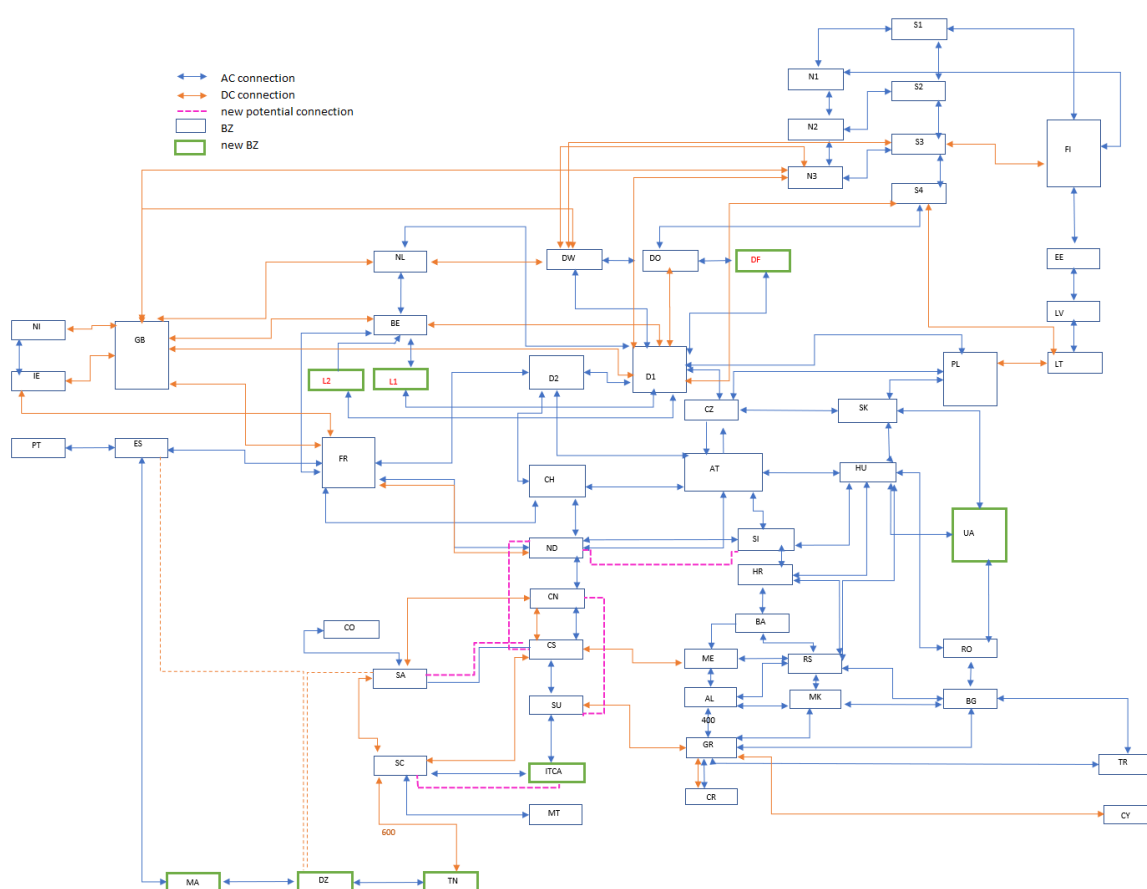


Figura 10.1 - Modello zonale pan-europeo in SMTSIM.

I prezzi, ottenuti dalle linee guida per la costruzione dello studio TYNDP 2022 per lo scenario NT 2030 [19], includono dati su CO₂, fattori di emissione per i combustibili e prezzi delle materie prime. Questi prezzi sono applicati uniformemente su tutte le zone di mercato.

I dati idroelettrici per gli impianti ad acqua fluente, i serbatoi, i pompaggi (a ciclo aperto e chiuso) sono stati ottenuti dal Climate Database (CD) di ERAA [14]. I flussi naturali orari per le centrali idroelettriche sono stati considerati in base a tre anni climatici statisticamente diversi tra loro (basati sul clima degli anni 1995, 2008, 2009). I dati sulle serie temporali FER (PV, eolico in terra, eolico offshore, *Concentrated Solar Power - CSP*) sono stati ottenuti dal CD. ENTSO-E ha sviluppato il *Pan-European Climate Database (PECD)* in collaborazione con il *Copernicus Climate Change Service*. Il



PECD si basa su dati di analisi storica dove le condizioni operative possibili derivano dalle condizioni meteorologiche passate. I dati includono serie temporali FER basate su trentotto anni climatici per le seguenti tecnologie:

- Eolico Onshore 147 sottoregioni;
- Eolico Offshore 155 sottoregioni;
- Solare (PV) 147 sottoregioni;
- CSP 147 sottoregioni;
- Idroelettrico 47 zone di mercato, 36 anni: acqua fluente, pompaggi a ciclo aperto, pompaggi a ciclo chiuso

Per la costruzione dei profili orari di carico, ENTSO-E utilizza un modello di regressione della temperatura e di proiezione del carico, incorporando un'analisi dell'incertezza in diverse condizioni climatiche [14]. I profili orari di consumo sono stati estratti per tutte le zone di mercato in base agli anni climatici 1995, 2008 e 2009, elaborati e adattati al formato dati di input di SMTSIM.

Le *Net Capacity Transfer* (NTC) tra le diverse zone di mercato sono state derivate dai dati forniti da ENTSO-E e sono disponibili nel file *Transfer Capacities ERAA 2022* (Foglio Excel "TY2030.xlsx" [14]). Questo set di dati definisce la matrice delle connessioni tra le zone di mercato tra loro e le NTC (in MW) sulle sezioni di connessione. Informazioni aggiuntive da Med-TSO [48] sono state utilizzate per la modellazione del Nord Africa. Le capacità installate delle centrali termiche, sia termiche che FER, sono state derivate dai dati ENTSO-E di TYNDP 2022 [19] e ERAA 2022 [14] (Figura 10.2).

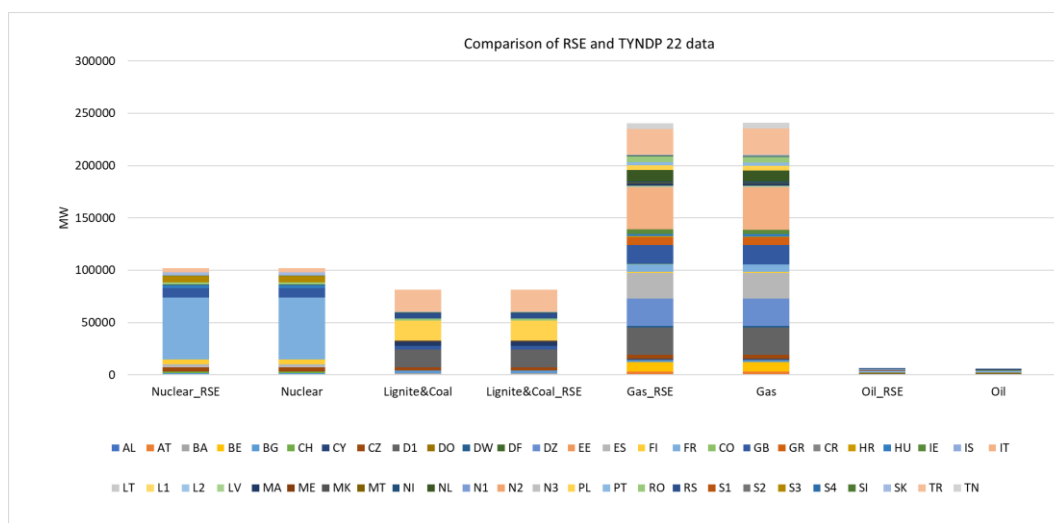


Figura 10.2 - Capacità di generazione installata, rete 2030: sMTSIM (RSE) e ENTSO-E TYNDP 2022.

Un risultato importante derivato dal modello di mercato zonale pan-europeo riguarda i flussi transfrontalieri di energia elettrica attraverso le interconnessioni. L'output di SMTSIM include infatti serie temporali orarie in MW per ciascuna interconnessione; inoltre, include i prezzi zionali medi orari in €/MWh e le serie temporali orarie per la generazione idroelettrica e termica. In Figura 10.3 è mostrato l'esempio del saldo dei flussi interzonali e transfrontalieri in TWh risultanti dalla simulazione dello scenario 2030 con i dati dell'anno climatico 1995.



Figura 10.3 – Esempio di saldo dei flussi interzonali e transfrontalieri (in TWh).

Il nuovo modello sviluppato, che abbraccia diverse aree geografiche e tiene conto di varie condizioni climatiche su tre anni, include la produzione da FER e i modelli di domanda. Questo modello può essere considerato una fonte di dati di input affidabile per ulteriori analisi approfondite del mercato e della rete nodale.

Il completamento con successo del primo caso di prova (NT 2030, anno climatico 1995) attesta la solidità del processo di modellazione. Ulteriori dettagli sui risultati della simulazione di mercato zonale sono forniti nel documento [40].



11 - ACRONIMI

Acronimo	Descrizione
AAT	Altissima Tensione
AC	Alternating Current
ARERA	Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente
ARMA	AutoRegressive Moving Average (model)
AT	Alta Tensione
BTZ	Basso Tenore di Zolfo
CCGT	Combined Cycle Gas Turbine
CD	Climate Database
CHP	Combined Heat and Power
CP	Cabina Primaria
CSP	Concentrated Solar Power
CSV	Comma Separated Values
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators
EMAS	Environmental Management and Audit Scheme
ERAA	European Resource Adequacy Assessment
FER	Fonte di Energia Rinnovabile
GAM	Generalized Additive Model
GAMS	General Algebraic Modeling System
GME	Gestore dei Mercati Energetici
HESCI	Hydro Energy Storage Capacity in Italy
HVDC	High Voltage Direct Current
MASE	Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica
MDT	Minimum Down Time
MGP	Mercato del Giorno Prima
MSD	Mercato per il Servizio di Dispacciamento
MT	Media Tensione
MTTF	Mean Time To Failure
MTTR	Mean Time To Repair
MUT	Minimum Up Time
NT 2030	National Trend 2030
NTC	Net Transfer Capacity
OCGT	Open Cycle Gas Turbine



Acronimo	Descrizione
O&M	Operation and Maintenance
OPF	Optimal Power Flow
p.u.	per unit
PEMMDB	Pan-European Market Modelling Database
PolITO	Politecnico di Torino
PECD	Pan-European Climate Database
PST	Phase Shifting Transformer
PSV	Punto di Scambio Virtuale
PTDF	Power Transfer Distribution Factor
RCP	Representative Concentration Pathway
RdS	Ricerca di Sistema
RP	Riserva Primaria
RS	Riserva Secondaria
RT	Riserva Terziaria
RSE	Ricerca Sistema Energetico
RSU	Rifiuti Solidi Urbani
SE	Stazione Elettrica
TG	Turbo-Gas
TV	Turbina a Vapore
TP 2021	Transparency Platform 2021
TSO	Transmission System Operator
TYNDP	Ten Year Network Development Plan
UC	Unit Commitment
UP	Unità di Produzione
UPR	Unità di Produzione Rilevante
VAR	Vector Auto-Regression