

# POLITECNICO DI TORINO

Collegio di Ingegneria Energetica

**Corso di Laurea Magistrale  
in Ingegneria Energetica e Nucleare – Innovazione nella  
produzione di energia**

Tesi di Laurea Magistrale

## **Analisi del sistema energetico italiano: modellazione degli effetti a breve termine del Covid-19**



### **Relatori**

*firma del relatore (dei relatori)*  
prof. M. Simonetti  
prof.ssa R. Roberto

### **Candidato**

*firma del candidato*  
Martina Bembi

Ottobre 2020



## INDICE

Abstract .....	5
La situazione Storica .....	6
Lo strumento per l'analisi di sistemi energetici complessi: EnergyPLAN .....	7
Descrizione del software .....	7
La logica di funzionamento di EnergyPLAN .....	9
Modello di riferimento per lo scenario energetico italiano in EnergyPLAN .....	12
Domanda .....	13
Energia Elettrica .....	13
Riscaldamento .....	15
Raffrescamento .....	17
Industria e altri combustibili .....	18
Trasporti .....	18
Supply .....	19
Calore ed Energia Elettrica .....	20
Impianti di Potenza Centralizzati .....	21
Energie Rinnovabili Variabili .....	22
Distribuzione del combustibile .....	24
Emissioni di CO <sub>2</sub> .....	25
Costi .....	26
Prezzi del combustibile .....	26
Costi delle tecnologie .....	27
Verifica dell'accuratezza del Modello di Riferimento .....	28
Analisi Future .....	29
La realizzazione degli scenari .....	30
Domanda .....	32
Domanda di Energia Elettrica – I dati Reali .....	32
Domanda di Energia Elettrica – La costruzione delle Ipotesi .....	33
Riscaldamento e Raffrescamento .....	40
Industria e Combustibili Vari – I Dati Reali .....	41
Industria e Combustibili Vari – La costruzione delle Ipotesi .....	42
Trasporti – I Dati Reali .....	47
Trasporti – La costruzione delle Ipotesi .....	51

Supply .....	60
Generazione di Energia Elettrica – Dati Reali.....	60
Generazione di Energia Elettrica – La Costruzione delle Ipotesi.....	62
Calore, Energia Elettrica ed Impianti di Potenza Centralizzati .....	70
Bibliografia .....	71

## Abstract

Il diffondersi di un nuovo e sconosciuto Virus, prima in Cina, e nei mesi successivi nel resto del Mondo, ha generato una situazione di massima instabilità globale. Nel nostro Paese si è assistito ad una vera e propria crisi sanitaria. Per poter contenere la diffusione del Covid-19, il Governo è stato costretto a varare dei Decreti che hanno imposto numerose restrizioni al popolo italiano.

Queste misure contenitive, oltre ad avere avuto effetti sociali rilevanti, hanno impattato sul sistema energetico italiano.

Lo scopo di questo lavoro di tesi è quello di analizzare e quantificare gli effetti della pandemia sui consumi finali nei vari settori, le relative richieste delle diverse commodity energetiche e di conseguenza sulle attività di produzione dell'energia, al fine di valutare gli effetti a breve termine del Covid-19 sul sistema energetico italiano.

Il sistema energetico italiano è stato analizzato con dettaglio sui vari vettori energetici e settori di produzione e consumo finale. Sono stati sviluppati quattro scenari, caratterizzati da situazioni future differenti, con livelli di criticità crescenti, partendo da uno scenario Business As Usual, cioè dove la diffusione del virus non è mai avvenuta, fino ad arrivare ad uno scenario C, nel quale si figura una nuova chiusura delle attività e del Paese.

Il modello del sistema energetico italiano è stato implementato con il software EnergyPLAN, ampiamente utilizzato in ambito di ricerca e di pianificazione energetica. EnergyPLAN è un software gratuito, implementato e messo a disposizione dal Sustainable Energy Planning Research Group dell'università di Aalborg, Danimarca.

Per ogni scenario sono state valutate le variazioni dei consumi di fonti primarie e l'impatto che esse hanno avuto sui diversi settori di produzione e consumo, e sull'emissioni di CO<sub>2</sub>.

## La situazione Storica

Il 31 Dicembre 2019 “le autorità Cinesi riferiscono all’OMS (Organizzazione Mondiale della Sanità) l’emergenza di diversi casi di una misteriosa polmonite. L’epicentro è a Wuhan, città cinese di 11 milioni di abitanti nell’Hubei.

Da completare

## Lo strumento per l'analisi di sistemi energetici complessi: EnergyPLAN

### Descrizione del software

EnergyPLAN è un software capace di simulare il funzionamento di un sistema energetico nazionale su base oraria, includendo i settori dell'elettricità, del riscaldamento, del raffrescamento, dell'industria e dei trasporti. È sviluppato e gestito dal *Sustainable Energy Planning Research Group* all'università di Aalborg, Danimarca [1].

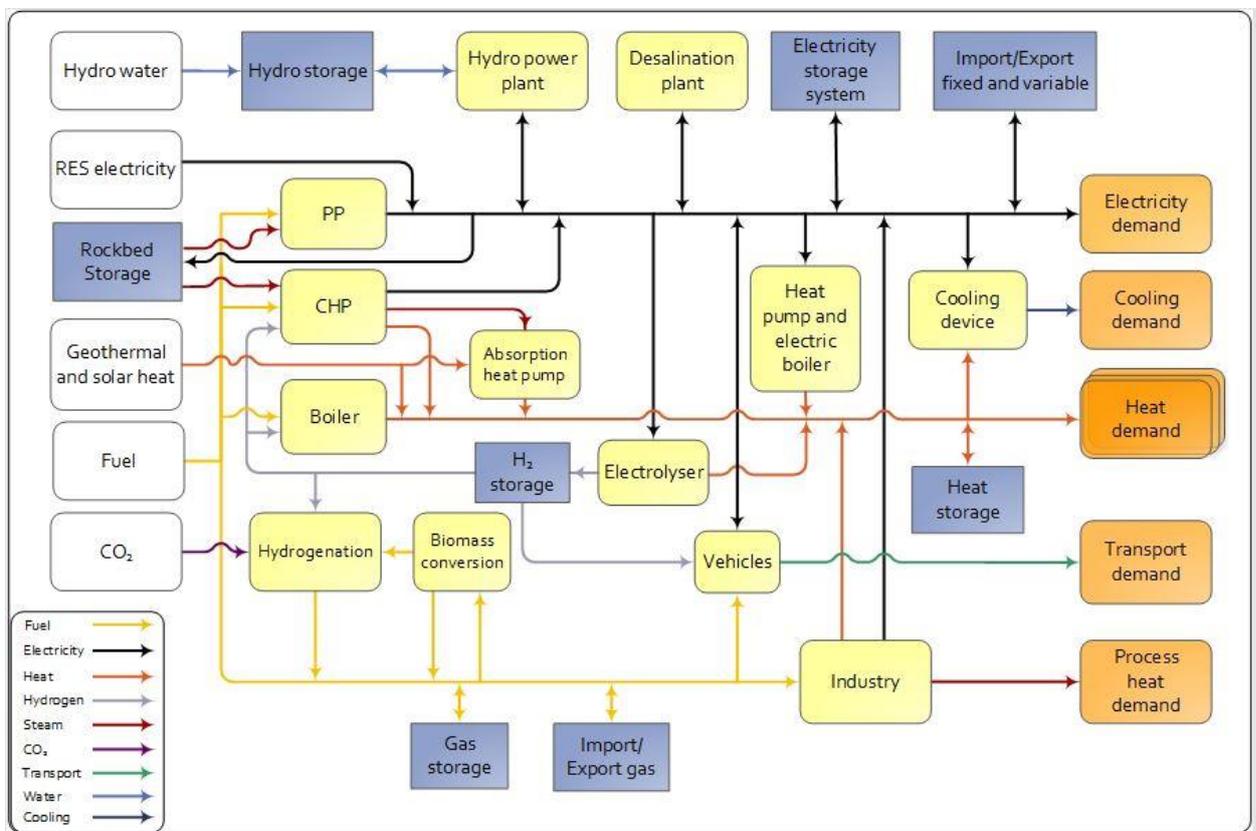


Figure 1 - Schermata iniziale di EnergyPLAN

Il modello è largamente diffuso in ambito di ricerca ma è anche uno strumento chiave per i consulenti ed i responsabili politici di molti Paesi. Questo è dovuto al focus sulla condivisione del modello durante il suo sviluppo. Ad esempio, il modello ha un'interfaccia user-friendly ed è diffuso come software completamente gratuito, scaricabile tramite una pregressa registrazione al sito web, sul quale è anche possibile trovare una varietà di documenti per l'apprendimento del software come esercizi, tutorial, modelli già esistenti e la possibilità di consultare il forum per risolvere eventuali dubbi. [1]

Il software è un modello computazionale deterministico pensato per l'analisi degli impatti energetici, ambientali ed economici di diverse strategie energetiche. L'obiettivo chiave è quello di modellare

diverse opzioni in modo tale che possano essere confrontate una con l'altra piuttosto che modellare una sola soluzione "ottimale" basata su condizioni predefinite. Usando questa metodologia, è possibile illustrare una palette di opzioni per un sistema energetico, piuttosto che un'unica soluzione. Questo classifica EnergyPLAN come un tool di "simulazione" e non di ottimizzazione, anche se il modello al suo interno effettua diverse ottimizzazioni.

Inoltre, lo scopo di EnergyPLAN è quello di modellare il "punto finale" del sistema energetico e non il punto iniziale. Il focus è incentrato sul sistema energetico futuro e per questo il software include modelli relativamente dettagliati di tecnologie future come la gassificazione di biomassa e combustibili sintetici, ma anche modelli relativamente aggregati di tecnologie odierne come, ad esempio, le centrali elettriche. L'attenzione è rivolta al futuro piuttosto che al presente.

Poiché lo scopo primario del programma è quello di aiutare nella definizione di strategie di pianificazione energetica a carattere regionale o nazionale, basandosi su analisi tecniche o di tipo economico, il modello tiene conto dell'intero sistema energetico a partire dalla domanda di energia elettrica, passando a quella di energia termica e dei trasporti, fino ad arrivare ai fabbisogni dell'industria.

I principali input sono costituiti dalle domande da soddisfare, dalla presenza di centrali tradizionali, dalla disponibilità di fonti rinnovabili, dai costi (per le analisi economiche), nonché da una serie di strategie di regolazione, ponendo particolare attenzione alla gestione di eventuale produzione di energia in eccesso. Gli output, viceversa, sono costituiti dai bilanci orari di energia, e dai dati annuali relativi ai consumi di combustibili, emissioni e costi. È importante sottolineare che EnergyPLAN prende in considerazione la sola potenza *attiva* immessa in rete, trascurando quella *reattiva*.

EnergyPLAN si differenzia da altri software con obiettivi simili nei punti seguenti:

- *Modello deterministico*: al contrario dei modelli stocastici, ad esempio quelli basati sui metodi Monte Carlo, ad uno stesso input corrisponderà sempre lo stesso risultato.
- *Simulazione su base oraria*, contrariamente a modelli che lavorano su dati annuali aggregati di domanda e produzione. Di conseguenza, il modello può analizzare l'influenza delle fluttuazioni delle fonti energetiche rinnovabili sul sistema, così come la stagionalità nella domanda di energia elettrica e calore o negli apporti naturali per impianti idroelettrici a bacino.
- *Descrizione aggregata del sistema*: non vengono presi in considerazione le singole unità di produzione o i singoli carichi, ma vengono raggruppati solamente secondo la tecnologia.
- *Ottimizzazione del funzionamento* di un dato sistema, piuttosto che l'ottimizzazione degli investimenti nel sistema.
- Analisi di un arco temporale di un anno ad intervalli di un'ora, al contrario dei modelli che analizzano archi temporali di diversi anni.

- EnergyPLAN è basato su una programmazione analitica, a differenza di altri software che lavorano utilizzando cicli iterativi, strumenti di matematica avanzata o programmazione dinamica. Questo rende il calcolo diretto e il modello molto veloce nell'effettuare i calcoli.

In EnergyPLAN è possibile sviluppare diverse tipologie di analisi [2]:

### *Analisi tecniche*

L'analisi tecnica è basata sulle abilità tecniche proprie dei componenti all'interno del sistema energetico, infatti in queste tipologie di analisi gli input sono la descrizione della domanda di energia, le potenze e le efficienze del mix di tecnologie utilizzate per la produzione ed alimentate da diverse fonti. L'output, invece, è costituito da bilanci energetici annuali, dai consumi di combustibile e dalle emissioni di anidride carbonica.

### *Analisi di mercato*

La simulazione di mercato è progettata per associare domanda e offerta al minor costo, anziché al consumo minimo di carburante. In questo caso il modello necessita di ulteriori input, così da poter ricostruire i prezzi di mercato e per poter determinare la risposta di tali prezzi a variazioni nelle importazioni ed esportazioni. È inoltre necessario definire i costi marginali di produzione delle varie unità di produzione. I calcoli vengono condotti ottimizzando i vari impianti seguendo logiche di profitto economico, includendo eventuali tasse e costi sulla produzione di CO<sub>2</sub> [3].

### *Studi di fattibilità*

In questo tipo di studio si analizzano i costi di investimento, i costi fissi operativi e di manutenzione, così come un tempo di vita dell'investimento e un tasso di interesse di ritorno dell'investimento stesso. Più nel dettaglio, i costi sono divisi in costi dei combustibili, costi variabili d'esercizio, costi d'investimento, costi fissi d'esercizio, costi e ricavi delle importazioni ed esportazioni e, eventualmente, costi associati alla produzione di anidride carbonica. Il sistema calcola le conseguenze socio-economiche della produzione.

## La logica di funzionamento di EnergyPLAN

La procedura dell'analisi dei sistemi energetici effettuata dal software può essere riassunta con il diagramma a blocchi di Figure 2. Il primo step consiste nell'eseguire tutti i calcoli che possono essere svolti simultaneamente all'inserimento dei dati nelle finestre di input del software. Dopo di che vengono eseguiti tutti quei passaggi preliminari che coinvolgono i bilanci di energia.

Successivamente la procedura si divide in una simulazione di tipo tecnico o economico. La simulazione tecnica, in definitiva, minimizzare il rapporto import/export dell'energia elettrica e cerca di indentificare la soluzione che consente il minor consumo di combustibile. Dall'altro lato, la simulazione economica identifica la soluzione più conveniente sulla base dei costi economici di ogni unità di produzione, tenendo in conto le tasse (opzione *business economy*) oppure no (opzione *socio economy*).

Di seguito sono descritti in maniera più dettagliata i vari *steps* [4]:

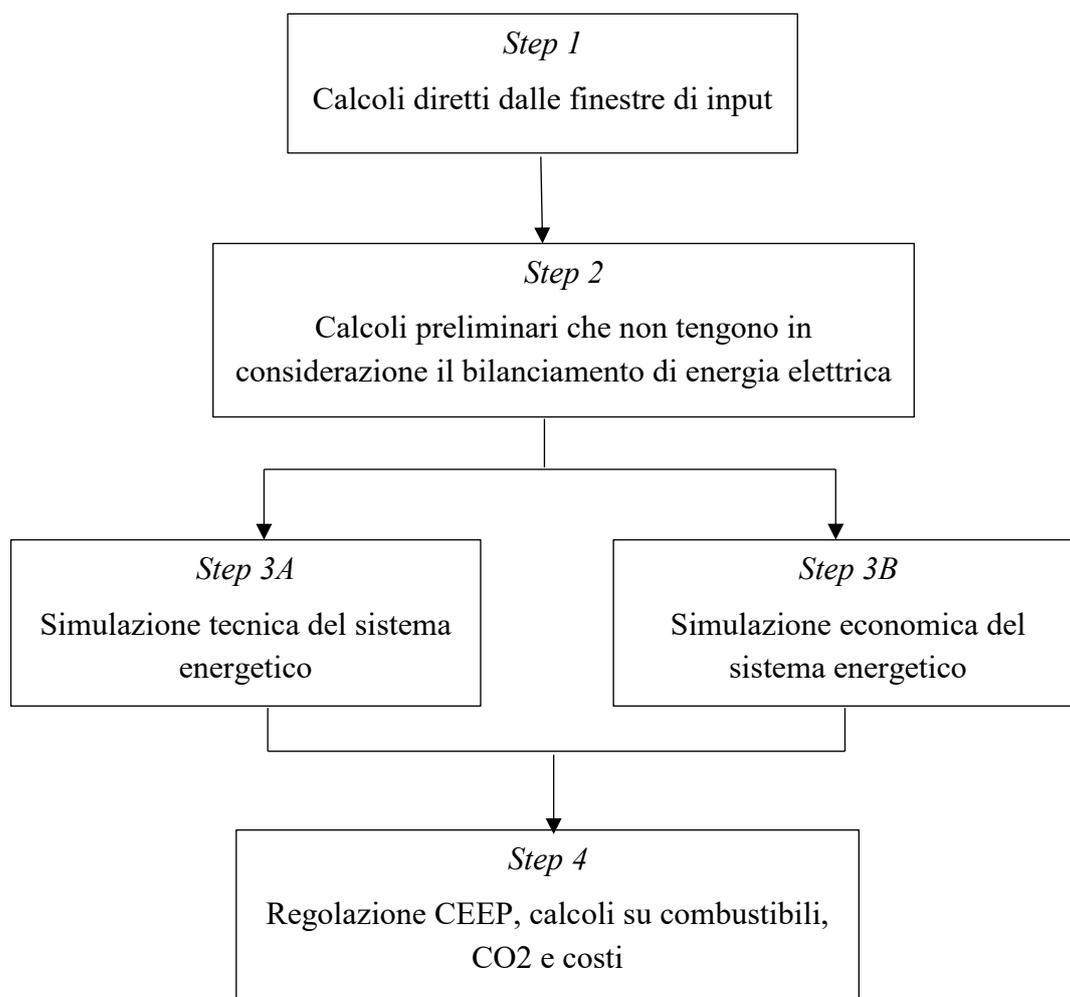


Figure 2 - Diagramma del funzionamento di EnergyPLAN

*Step 1*: Calcolo diretto dalle finestre di input

1. Calcolo dei valori orari della domanda di energia elettrica
2. Calcolo degli apporti prodotti dal solare termico
3. Calcolo degli apporti delle fonti rinnovabili (RES) dedite alla produzione di energia elettrica
4. Calcolo della produzione elettrica dall'idroelettrico
5. Calcolo della generazione da fonte nucleare o geotermica
6. Calcolo dei fabbisogni e consumi delle utenze domestiche (boilers, impianti CHP, pompe di calore, solare termico ecc.)

7. Eventuali calcoli relativi all'uso e alla produzione da biocombustibili per il settore dei trasporti e del riscaldamento domestico.
8. Analisi dei prezzi di mercato, se specificato.

*Step 2:* Calcoli preliminari che non tengono in considerazione il bilanciamento di energia elettrica

1. Importazioni ed esportazioni di energia elettrica fissate
2. Domanda di energia termica per il teleriscaldamento, incluso per i sistemi di raffrescamento ad assorbimento
3. Produzione di energia in cogenerazione da impianti industriali o dai rifiuti solidi urbani
4. Eventuale produzione di energia termica attraverso i *boilers*, da sottrarre alla domanda dei sistemi di teleriscaldamento.
5. Teleriscaldamento con sola produzione di calore

*Step 3A:* Simulazione tecnica del sistema energetico [3]

1. Gestione di impianti CHP, pompe di calore e di boilers nei sistemi di teleriscaldamento
2. Domanda flessibile di energia elettrica
3. Gestione degli impianti idroelettrici con la possibilità di accumulo e pompaggio
4. Sistemi di microgenerazione e di pompe di calore
5. Gestione dell'accumulo di calore
6. Gestione dello stoccaggio di energia elettrica (CAES, elettrolizzatori, batterie per veicoli elettrici)
7. Gestione degli impianti termoelettrici tradizionali e calcoli sull'*EEEP* (*Exportable Excess Electricity Production*; energia elettrica prodotta in eccesso che è possibile esportare) e del *CEEP* (*Critical Excess Energy Production*: energia elettrica prodotta in eccesso che *non* è possibile esportare all'estero).

*Step 3B:* Simulazione economica del sistema energetico

1. Import netto ed il prezzo del mercato esterno risultante
2. Simulazione economica di mercato
3. Analisi degli aspetti trattati nello *step 3A* ma in una logica di minimizzazione dei costi

*Step 4:* Regolazione CEEP, calcoli su combustibili, CO<sub>2</sub> e costi

1. Regolazione del CEEP
2. Stabilizzazione della rete
3. Bilanci di energia termica nelle reti di teleriscaldamento
4. Calcolo dei consumi di combustibili
5. Calcolo delle emissioni di anidride carbonica
6. Bilancio della rete di distribuzione del gas
7. Calcolo dello *share* sulle energie da fonti rinnovabili
8. Valutazione dei costi

## Modello di riferimento per lo scenario energetico italiano in EnergyPLAN

Nell'ambito di questo lavoro di tesi, per poter sviluppare e analizzare gli scenari, è stato necessario implementare in EnergyPLAN un modello base che rappresentasse il sistema energetico italiano allo stato dell'arte. Tale modello è stato elaborato seguendo le linee generali del lavoro [5] degli esperti Sara Bellocchi e Michele Manno, del dipartimento di Ingegneria industriale dell'università di Roma, Tor Vergata. Il modello cerca di rappresentare l'intero sistema energetico italiano sul quale, poi, è stato possibile condurre le analisi strettamente correlate a quanto precedentemente illustrato.

Questa sezione ha lo scopo di illustrare la metodologie seguita, le ipotesi fatte e il set di dati utilizzati per caratterizzare a pieno il sistema energetico nazionale italiano nel 2018; anno in cui è stato possibile raccogliere la maggior parte dei dati necessari alla costruzione del modello di riferimento. Per poter verificare l'affidabilità del modello sono stati confrontati i principali indicatori calcolati dal software con quelli rilasciati dalle fonti ufficiali, ritenendoli affidabili con un errore percentuale inferiore al 2%. Per una maggiore comprensione di tutte le funzionalità del software (anche quelle non trattate in questo lavoro) si rimanda a [2] [4]. Per avere una visione di tutte le ipotesi del modello originario, fare riferimento a [6].

Gli input generali sul lato della domanda di energia sono rappresentati da:

- Carichi annuali di energia elettrica, ulteriormente suddivisi nei contributi di raffrescamento, riscaldamento e trasporti);
- Dal riscaldamento "individuale", definito dal software come la domanda di riscaldamento del settore residenziale, soddisfatta dai boiler domestici;
- Dalla domanda di calore richiesta ai sistemi di teleriscaldamento;
- Dal consumo diretto di combustibili per l'industria e per i trasporti.

Per permettere al software di effettuare un bilancio energetico, è necessario definire completamente la parte di Supply, composta principalmente dalla capacità elettrica delle centrali di produzione, dalle loro efficienze elettriche e termiche, ma anche dal livello di share dei combustibili e dalla distribuzione oraria della generazione di energia da fonti rinnovabili.

Il software lavora su una base oraria, quindi il programma richiede le distribuzioni di potenza ad intervalli temporali di un'ora, in modo tale da descrivere in maniera dettagliata e più dinamica la domanda di energia elettrica, di riscaldamento, raffrescamento e dei trasporti. Il software calcola le distribuzioni come il rapporto tra la domanda di potenza a quella determinata ora e ed valore del picco di potenza annuale.

Nei paragrafi successivi verranno descritti più nel dettaglio i parametri utilizzati per caratterizzare ogni area specifica del sistema energetico italiano, fornendo le fonti utilizzate e la metodologia applicata. Le diverse sezioni sono organizzate seguendo l'ordine in cui i tab di EnergyPLAN sono posizionati nella struttura del software in modo tale da facilitare la lettura e la comprensione del processo di caratterizzazione del sistema energetico. Alla fine è stata inserita una sezione per verificare l'affidabilità del modello implementato.

## Domanda

La sezione “Domanda” è il primo *tab* da completare in EnergyPLAN ed è composto da diverse sottosezioni, ognuna delle quali correlate a diversi possibili requisiti energetici che potrebbero intervenire in un sistema energetico come: energia elettrica, riscaldamento e raffrescamento, industria e vari settori, trasporti e desalinizzazione. Quest’ultimo, però, non interessa il caso dell’Italia.

### Energia Elettrica

La domanda di energia elettrica è stata suddivisa secondo la tipologia dei carichi utilizzati in EnergyPLAN, mostrata nella tabella sottostante [Table 1].

La maggior parte dei dati sono stati ricavati dal Bilancio Energetico Nazionale (BEN), pubblicato dal MiSE [7] e dai database di Terna [8], la società che si occupa della rete di trasmissione nazionale italiana (RTN) dell’elettricità in alta ed altissima tensione. Terna non fornisce solo dei valori annuali netti ma anche le potenze nette scambiate con l’estero ed il carico elettrico orario totale del 2018; entrambi sono stati normalizzati rispetto al massimo valore annuale in modo tale da inserire le distribuzioni normalizzate richieste dal software. Tali distribuzioni sono mostrate in figura [Figure 3], [Figure 4] e [Figure 5].

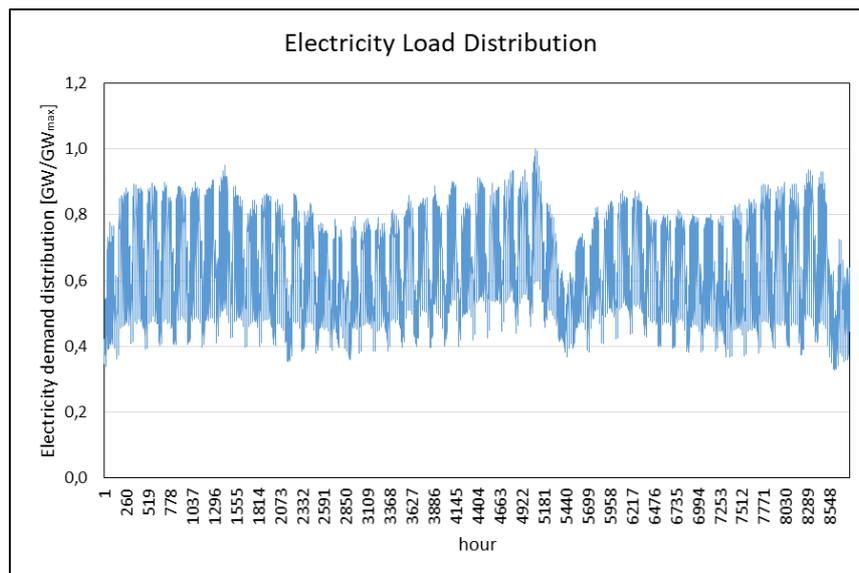
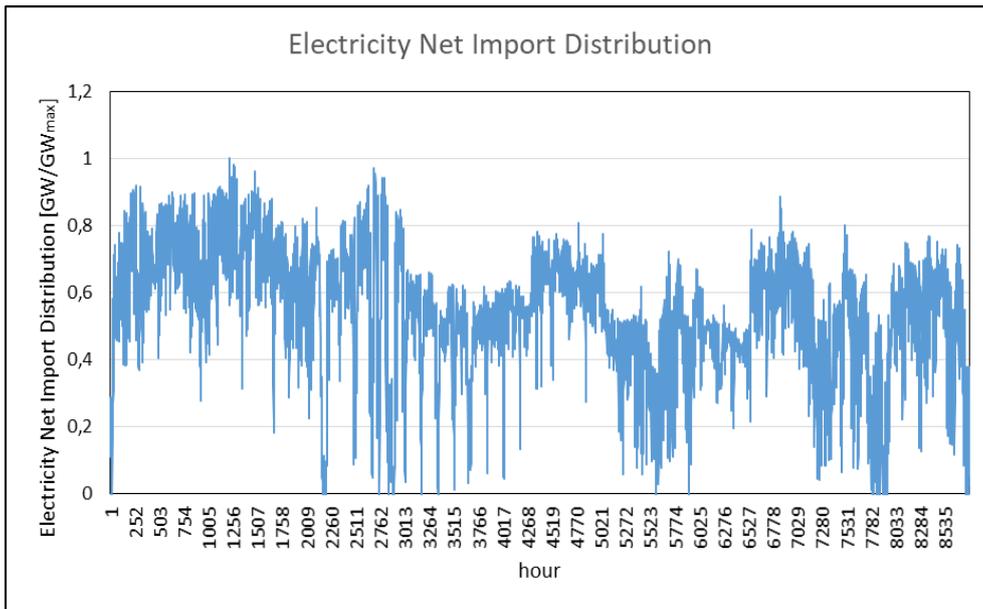


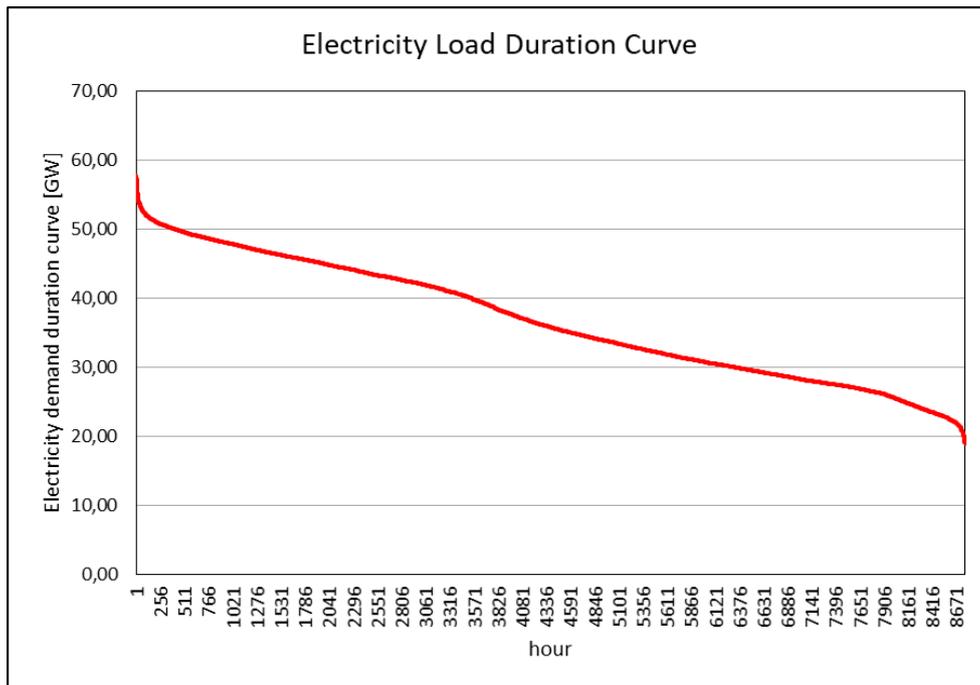
Figure 3 - Distribuzione del carico elettrico

Table 1 - Carichi elettrici per settore (TWh)

Carico	Consumo	Fonte
Raffrescamento elettrico	6.422	[9] [10]
Energia elettrica per PdC ( <i>individuale</i> )	18.535	[11]
Riscaldamento elettrico ( <i>individuale</i> )	9.723	[9]
Energia elettrica per i trasporti	11.538	[7]
Altri carichi elettrici	287.332	[7]
Domanda Totale (Lorda)	333.550	
Import Netto	-43.891	[7]
Produzione interna totale (Lorda)	289.659	



*Figure 4 - Distribuzione dell'Import Netto*



*Figure 5 - Curva di Durata del carico elettrico*

## Riscaldamento

La domanda di riscaldamento e di acqua calda sanitaria è stata modellata partendo dalla pubblicazione rilasciata dal Gestore dei Servizi Energetici (GSE) [12] che fornisce uno spaccato dei consumi nel settore residenziale e dei servizi nell'anno 2014. Sono state applicate le stesse percentuali di allocazione dei consumi per il riscaldamento e l'acqua calda sanitaria (ACS) in modo tale da stimare al 2018 i consumi di prodotti petroliferi, Gas Naturale (GN) e biomasse.

Per quanto riguarda le pompe di calore (PdC), i dati sono stati ricavati da un altro report della GSE focalizzato sull'uso delle fonti rinnovabili nei vari settori del sistema italiano [11]. Il consumo di energia elettrica per l'alimentazione di altri dispositivi di riscaldamento è stato valutato partendo dal consumo totale di energia elettrica per scopi di riscaldamento [9] e sottraendo la quantità di energia elettrica consumata dalle pompe di calore.

Le efficienze energetiche per i boiler a benzina, a gas naturale e a biomassa sono stati ricavati dai valori medi forniti da [13]. Il valore del fattore delle performance stagionali (FPS) lungo tutto il periodo di riscaldamento è stato calcolato sulla base dei dati reali misurati e disponibili dal GSE [11].

Per la costruzione della distribuzione oraria della domanda di riscaldamento *individuale*, è stato tenuto in considerazione il fatto che, in Italia, la maggior parte di questa domanda viene soddisfatta attraverso la combustione del gas naturale, quindi si è assunto sufficientemente affidabile ipotizzare che tale distribuzione oraria segua la stessa distribuzione del GN. Tali dati sono stati reperiti dal sito della SNAM, la società nazionale per il trasporto e lo stoccaggio del gas naturale in Italia, per l'anno 2018 [14]. Il consumo di gas naturale per il riscaldamento è stato valutato scorporando, su base oraria, gli usi di gas dovuti all'uso da parte di industria, centrali di potenza e trasporto.

Sempre nella stessa sezione di EnergyPLAN è possibile inserire la domanda di riscaldamento soddisfatta dal teleriscaldamento (TR). Queste informazioni sono state estrapolate dal Bilancio Energetico Nazionale (BEN) del 2018 redatto dal Ministero dello Sviluppo Economico (MiSE) [7]. Dal BEN è stato possibile ricavare i bisogni dei settori residenziale e dei servizi, suddivisi in caldaie per il teleriscaldamento, che forniscono  $4.14 TWh$  e impianti di cogenerazione che producono  $18.60 TWh$ , per un totale di  $22.74 TWh$ .

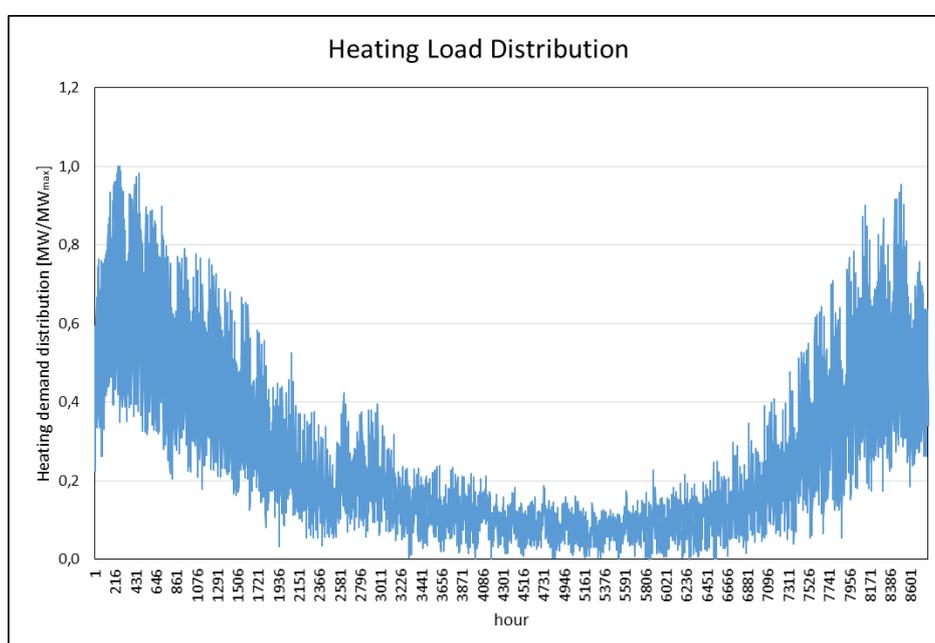
Per quanto riguarda la distribuzione del carico termico dovuto al teleriscaldamento è stata presa come distribuzione rappresentativa quella della città di Torino, dal momento che è la città italiana con il più alto share di domanda di riscaldamento soddisfatta dal teleriscaldamento. Sono stati utilizzati i dati del 2010 [15].

Secondo Terna [16], la quantità di calore utile prodotto dagli impianti di cogenerazione risulta uguale a  $59.61 TWh$  (5126.5 ktep): quindi, la parte restante di domanda (oltre al TR) è di  $41.01 TWh$  ed include l'autoconsumo e consumo dell'industria, le perdite e altri requisiti del calore derivato.

Nella **Table 2** vengono riassunti i carichi termici e le efficienze dei dispositivi di riscaldamento. Di seguito viene anche riportata la distribuzione dei carichi per il riscaldamento individuale (**Figure 6**).

**Table 2** - Carichi di riscaldamento (TWh) ed efficienze dei dispositivi di riscaldamento

<b>Tecnologia</b>	<b>Consumo</b> (Fonte: [12])	<b>Efficienza/FPS</b> (Fonti: [13] [11])	<b>Domanda</b>
Boiler a olio	28.10	0.90	25.29
Boiler a gas naturale	264.44	0.92	243.28
Boiler a biomassa	76.56	0.75	57.42
Boiler elettrici	7.46	1.00	7.46
PdC	18.54	2.63	48.76
<b>Totale</b>			<b>382.21</b>



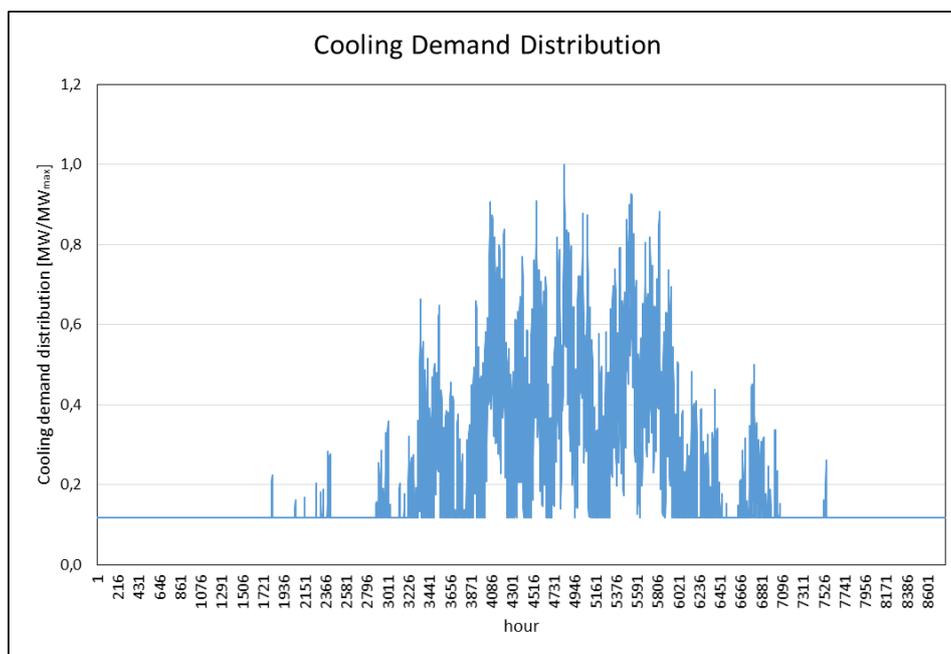
**Figure 6** - Distribuzione della domanda di riscaldamento "individuale"

## Raffrescamento

La domanda di energia elettrica per il raffrescamento è stata valutata considerando una domanda annuale di raffrescamento di  $35.322 \text{ TWh}$  [9] ed un SEER (Seasonal Energy Efficiency Ratio) di 5.5 [10]. L'indice di efficienza energetica stagionale (SEER) è una misura di efficienza energetica media dei dispositivi di raffrescamento, comunemente utilizzata per tenere in considerazione le variazioni nella condizioni operative di questi dispositivi durante tutta la stagione di raffrescamento. Questi dati hanno permesso di calcolare il consumo di energia elettrica per il raffrescamento di  $6.422 \text{ TWh}$ .

La distribuzione della domanda di raffrescamento è stata recuperata dal sito di un progetto europeo chiamato *Heat Roadmap* [17] ed è mostrato in **Figure 7**.

Una parte della domanda di raffrescamento è soddisfatta dal teleriscaldamento attraverso impianti a cogenerazione, e tale domanda è stata calcolata partendo dalle informazioni fornite dall'annuario 2019 rilasciato dall'AIRU [18], Associazione Italiana del Riscaldamento Urbano.



**Figure 7** - Distribuzione della domanda di raffrescamento

## Industria e altri combustibili

I consumi relativi all'industria e ad altri settori (come il settore dell'agricoltura, la pesca, la silvicoltura, autoconsumo dell'industria e altri settori non specificati) sono dati fondamentali da raccogliere per poter fare una stima delle emissioni di anidride carbonica e dei consumi effettivi che provengono da queste aree del sistema energetico.

I valori di questi consumi, riferiti al 2018, sono stati ricavati dal Bilancio Energetico Nazionale [7] e sono mostrati nella **Table 3**.

Oltre ai consumi di combustibile, EnergyPLAN permette di inserire le perdite di combustibile, stimate come una percentuale del totale di combustibile consumato. Queste perdite, nel caso dell'Italia, sono state assunte allo 0.5% del consumo di gas naturale [7].

**Table 3** - Consumi del settore dell'industria e varie (TWh)

<b>Combustibile</b>	<b>Industria</b>	<b>Varie</b>
Carbone	8.85	0.87
Prodotti petroliferi	23.48	66.54
Gas Naturale	100.57	31.72
Biomassa e Rifiuti	7.52	0.85
<i>Di cui Biomassa</i>	4.58	0.85
<i>Di cui Rifiuti</i>	2.93	0.00
<b>Totale</b>	<b>140.42</b>	<b>99.98</b>

## Trasporti

Analogamente a quanto fatto per il settore dell'industria, i consumi di combustibile dovuti al settore dei trasporti sono stati ricavati dal BEN [7] e sono riassunti nella **Table 4**.

EnergyPLAN, inoltre, permette di distinguere i combustibili provenienti da origini fossili e i combustibili prodotti da biomassa.

**Table 4** - Consumi di combustibile del settore dei trasporti (TWh)

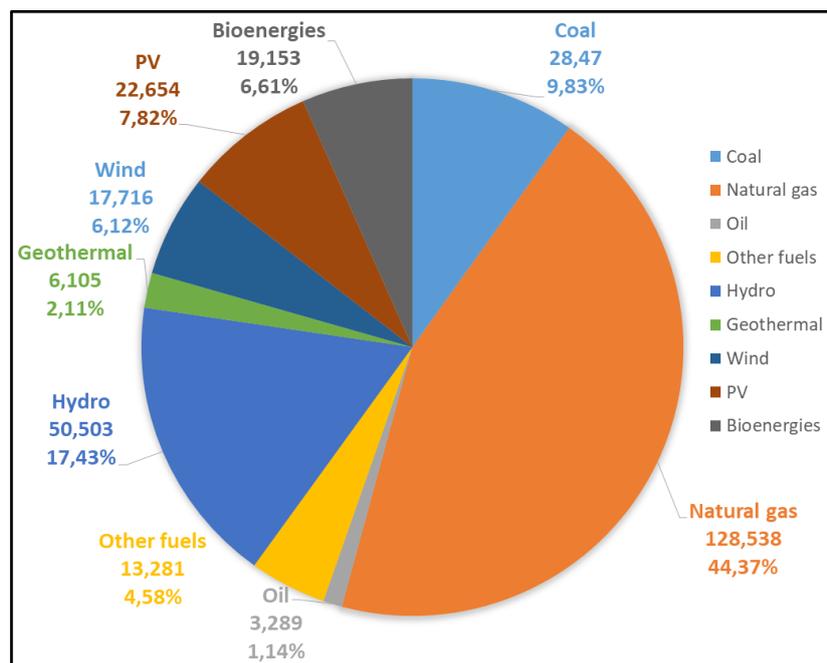
<b>Combustibile</b>	<b>Consumi</b>
Petrolio Jet (Carboturbo)	10.16
Diesel	251.25
<i>di cui Biodiesel</i>	14.15
Benzina	88.84
<i>di cui Biobenzina</i>	0.38
Metano	12.71
GPL	20.62
Elettricità	11.54

## Supply

Oltre alla Domanda, EnergyPLAN permette (e richiede) la modellazione delle tecnologie di approvvigionamento di un dato sistema energetico. Questa sezione del software permette di includere le tecnologie per la produzione di calore e le tecnologie per la generazione di energia elettrica. Questi due vettori energetici possono essere prodotti in maniera separata oppure simultaneamente, attraverso sistemi di cogenerazione. In questa sezione sono prese in considerazione tecnologie convenzionali (cioè che utilizzano fonti fossili) ma anche tecnologie che utilizzano risorse rinnovabili (Fotovoltaico, Eolico, Idroelettrico, Geotermico). Inoltre, è importante specificare all'interno del software la distribuzione dei vari combustibili utilizzati tra le diverse tecnologie di approvvigionamento.

L'approvvigionamento energetico per il caso italiano è stato modellato includendo il mix tecnologico attualmente utilizzato per soddisfare le richieste di energia e calore (come nel calore derivato) e, in definitiva, per raggiungere un bilancio energetico orario durante tutto l'anno.

Per quanto riguarda la fornitura di energia elettrica, la **Figure 8** mostra la produzione lorda di energia elettrica per fonte in Italia, sottolineando come la maggior parte della generazione sia ancora assorbita dai combustibili fossili, in particolare dal gas naturale.



*Figure 8 - Generazione lorda di energia elettrica divisa per fonte*

## Calore ed Energia Elettrica

Gli impianti di cogenerazione e di teleriscaldamento sono stati modellati per soddisfare la domanda di calore derivato come è stato definito nelle sezioni precedenti.

Le caldaie degli impianti di teleriscaldamento sono state definite in modo tale da produrre  $4.14 TWh$  della domanda nazionale di riscaldamento con un'efficienza termica di 0.879 calcolato come il rapporto tra la produzione termica e ed il consumo totale dei combustibili utilizzati per produrre tale calore [7].

Nel caso dello scenario di riferimento, gli impianti di cogenerazione sono stati modellati partendo dalla loro capacità totale e dalle efficienze termiche ed elettriche. Questi dati sono stati inseriti nella sezione "Back-pressure Mode Operation" del software, cioè la sezione per gli impianti a cogenerazione che operano in contropressione, che EnergyPLAN definisce come impianti appartenenti al Gruppo 2 (CHP2). I valori delle capacità di questi impianti sono stati ricavati dal report di Terna sugli impianti di generazione [19] mentre le efficienze elettriche e termiche sono state valutate sulla base dei dati di consumo e di generazione presenti sul Bilancio Energetico Nazionale [7]. I dati sono mostrati in **Table 5**.

EnergyPLAN permette di selezionare, tra gli impianti di cogenerazione, grandi impianti di cogenerazione che sono in grado di operare, se richiesto, in modalità di sola produzione di energia elettrica; essi appartengono a quello che EnergyPLAN definisce come Gruppo 3; precisamente tali impianti sono nominati CHP3 quando producono in maniera combinata energia elettrica e calore e PP1 quando generano solo elettricità.

**Table 5** - Impianti di Cogenerazione: Capacità installata ed efficienze

<b>Tecnologia</b>	<b>Capacità (GW)</b>	<b><math>\eta_{el}</math></b>	<b><math>\eta_{th}</math></b>
CHP2	26.15	38.56%	21.91%

**Table 6** - Impianti CHP operanti in cogenerazione e in modalità di sola produzione di energia elettrica: Capacità installate ed efficienze

<b>Tecnologia</b>	<b>Capacità (GW)</b>	<b><math>\eta_{el}</math></b>	<b><math>\eta_{th}</math></b>
PP1	20.00	42.75%	-
CHP2	6.15	36.34%	33.49%
CHP3	20.00	42.75%	18.97%

**Table 7** - Impianti di generazione convenzionale: Capacità installata ed efficienza

<b>Tecnologia</b>	<b>Capacità (GW)</b>	<b><math>\eta_{el}</math></b>
PP2	37.87	44.20%

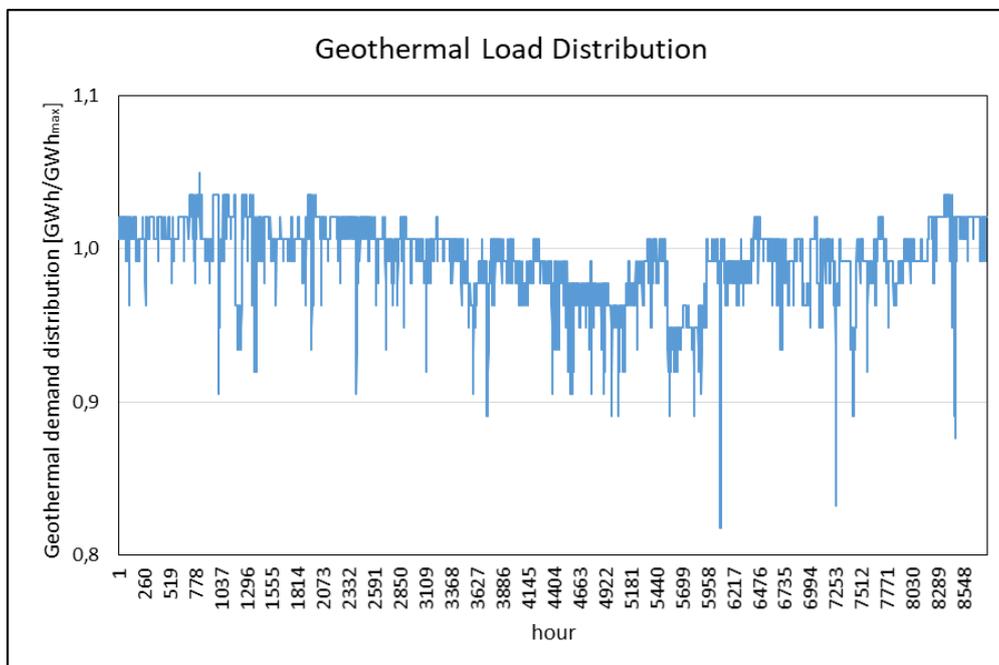
## Impianti di Potenza Centralizzati

Questa sezione di EnergyPLAN permette di implementare gli impianti di potenza centralizzati come centrali a vapore, nucleari, geotermiche e idriche in diga. Comunque, facendo riferimento allo scenario di riferimento italiano, questa sezione del software è stata utilizzata solo per caratterizzare le centrali geotermiche e gli impianti di potenza convenzionali (PP2). Anche in questo caso le capacità sono state ricavate dal report annuale di Terna [19] e le efficienze dal BEN [7] e sono riassunte in **Table 8**. La distribuzione della domanda di energia da fonte geotermica è stata ricavata dal database di Terna [20] ed è mostrata in **Figure 9**.

Per quanto riguarda le centrali idroelettriche in diga, sebbene permettano il dispacciamento dell'energia, sono state incluse nella scheda "Energia rinnovabile variabile" insieme alle centrali idroelettriche fluviali perché le centrali idroelettriche in diga, in Italia, sono già sfruttate quasi al massimo delle loro potenzialità. Siccome per lo studio di scenari nazionali futuri non sono state fatte particolari assunzioni per gli impianti idroelettrici in diga non è sembrato necessario dedicarli una sezione.

**Table 8** - Capacità (MW) ed efficienza da impianti geotermici

<b>Tecnologia</b>	<b>Capacità</b>	<b>Efficienza</b>
Geotermico	813.1	0.1



**Figure 9** - Distribuzione del carico geotermico

## Energie Rinnovabili Variabili

Questa sezione del software implementa gli impianti a fonti rinnovabili (FER) con generazione intermittente. EnergyPLAN richiede la capacità complessiva e la generazione annuale di energia elettrica da ciascuna fonte, da fornire insieme a una distribuzione oraria di energia, normalizzata durante l'anno.

Con riferimento al caso dell'Italia, la produzione di energia elettrica da fonti FER è stata modellata partendo dalla capacità complessiva degli impianti eolici, fotovoltaici (FV) e idroelettrici, insieme alle loro distribuzioni orarie, come fornito dal report annuale [16] e dal database di Terna [20]. I dati sono mostrati in **Table 9** e le distribuzioni orarie in **Figure 11**, **Figure 12**, **Figure 10**.

EnergyPLAN permette agli utenti di indicare il “fattore di correzione” in modo tale da poter modificare a sua volta le distribuzioni di energia oraria e la generazione di energia elettrica. Utilizzando le distribuzioni orarie normalizzate messe a disposizione da Terna [20], combinate con i dati di capacità installata, il software non è in grado di riprodurre dei risultati concordanti con la produzione effettiva, questo perché il modello non è in grado di riprodurre riduzioni, indisponibilità delle centrali elettriche o altre situazioni che potrebbero compromettere la generazione di energia.

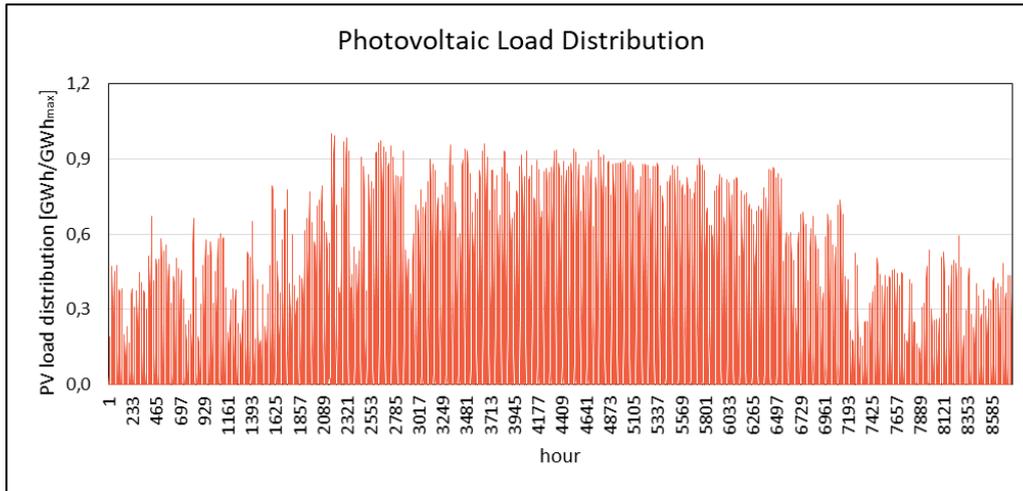
Per ovviare a questa carenza, l'utente può fornire fattori di correzione, che devono essere calibrati rispetto ai valori di generazione effettivi per ogni fonte, disponibili da Terna [16]. I fattori di correzione utilizzati nel modello del sistema energetico italiano del 2018 sono riassunti nella **Table 10**.

**Table 9** - Capacità installata FER e generazione annuale di energia elettrica

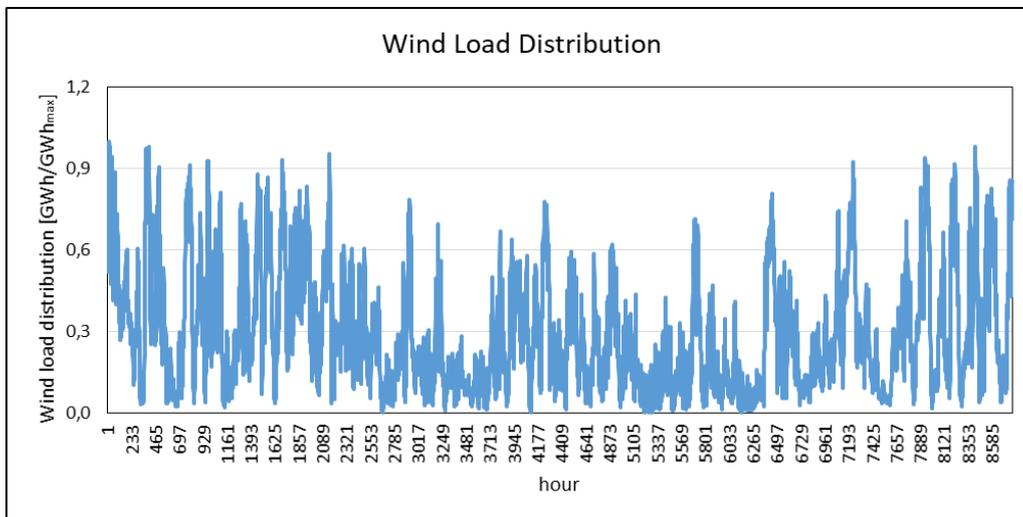
<b>Fonte</b>	<b>Capacità (GW)</b>	<b>Generazione (TWh)</b>
Fotovoltaico	20.11	22.65
Eolico Onshore	10.26	17.72
Idroelettrico fluviale	22.91	50.50
<b>Totale</b>	<b>53.28</b>	<b>90.87</b>

**Table 10** - Fattori di correzione per la generazione da FER

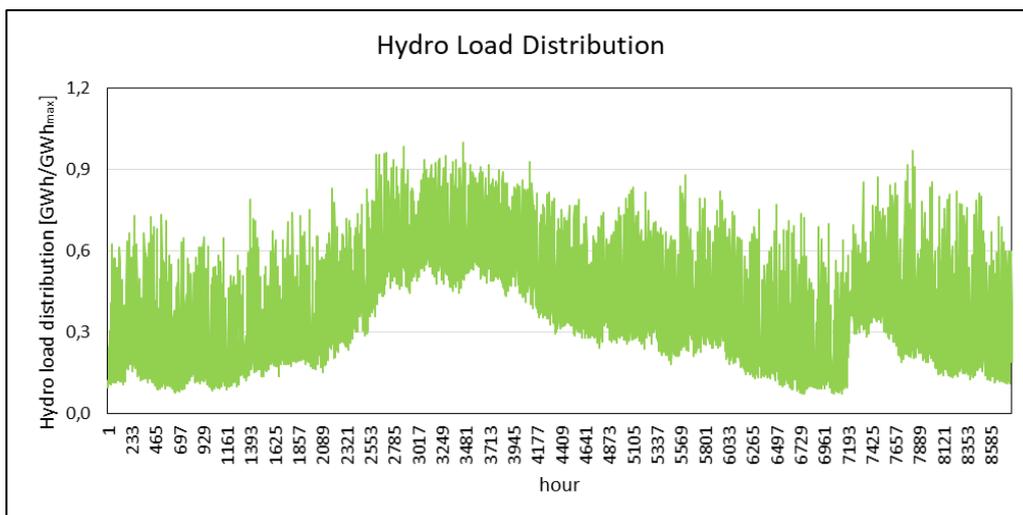
<b>Fonte</b>	<b>CF</b>
Fotovoltaico	-1.219
Eolico Onshore	-0.934
Geotermoelettrico	0.905
Idroelettrico fluviale	-1.316



**Figure 11** – Distribuzione del carico del FV



**Figure 12** – Distribuzione del carico dell'Eolico



**Figure 10** – Distribuzione del carico dell'Idroelettrico

## Distribuzione del combustibile

È importante considerare i consumi di combustibile degli impianti di generazione in modo tale da poter valutare in maniera appropriata le emissioni complessive di CO<sub>2</sub> ed il consumo di energia primaria proveniente dalla generazione di energia elettrica. Con questo obiettivo, il software permette di specificare nel tab “Fuel Distribution” la distribuzione dei consumi totali delle centrali elettriche tra i diversi combustibili.

Questa sezione riporta i combustibili utilizzati dai diversi impianti: che essi producano solo calore, solo energia elettrica o che siano impianti di cogenerazione. I valori implementati per il caso Italiano sono stati ricavati partendo dai dati del BEN [7] e sono riportati in **Table 11**.

Gli impianti di cogenerazione possono essere modellati per operare in maniera sinergica con gli impianti di generazione convenzionali ma nel caso di questo lavoro di tesi questa configurazione non verrà implementata negli scenari futuri. Per questo motivo, queste due tipologie di impianti sono state aggregate in un unico gruppo (CHP2).

**Table 11** - Consumi degli Impianti di Generazione (TWh)

<b>Combustibile</b>	<b>DH</b>	<b>CHP</b>	<b>PP2</b>
Carbone	0.000	8.211	73.843
Prodotti Petroliferi	0.051	43.916	3.791
Gas Naturale	3.185	179.779	88.960
Rifiuti	0.000	5.439	4.716
Biomassa	1.194	34.670	26.314

## Emissioni di CO<sub>2</sub>

Per valutare le emissioni di Anidride Carbonica, gli utenti devono inserire all'interno di EnergyPLAN i fattori di emissione dei diversi combustibili all'interno del tab del software dedicato alla CO<sub>2</sub>.

I fattori di emissione utilizzati nel modello di riferimento sono stati ricavati per la maggior parte dal sito dell'ISPRA (Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale) [21] e sono elencati in **Table 12**.

**Table 12** - Fattori di emissione di CO<sub>2</sub> per combustibile

<b>Combustibile</b>	<b>kg/GJ</b>
Carbone	93.89
Prodotti Petroliferi	76.69
Gas Naturale	57.62
Rifiuti	32.00
Consumi El. per unità (MWh/tCO <sub>2</sub> )	0.37
GPL (Gas di Petrolio Liquefatto)	59.64

## Costi

Nel caso in cui si volessero portare avanti delle analisi di impronta economica sarebbe necessario implementare all'interno del software i costi che il sistema energetico dovrebbe affrontare per poter operare in maniera corretta. In questo lavoro è stato deciso di non effettuare analisi economiche ma di seguito vengono comunque fornite le fonti dalle quali poter ricavare i dati necessari ed una piccola descrizione del procedimento eventualmente seguito.

È necessario premettere che è possibile suddividere questi costi in due categorie: i costi dovuti all'acquisto dei combustibili che alimentano i diversi impianti ed i costi correlati alle tecnologie utilizzate all'interno degli impianti stessi. Oltre a questi è necessario considerare i costi di manutenzione e di operazione che sono necessari per il corretto funzionamento delle centrali.

### Prezzi del combustibile

EnergyPLAN permette l'inserimento dei prezzi dei combustibili all'interno della sezione costi. Questi prezzi sono i prezzi riferiti al mercato globale e vengono espressi come €/GJ. È possibile ricavare questi valori dal sito del progetto europeo "HeatRoadmap" [22], alcuni di essi vengono mostrati in **Table 13**.

**Table 13** - Prezzi dei combustibili

Combustibile	Prezzo (prezzo del mercato globale)
	EUR/GJ
Carbone	2.40
Petrolio	9.70
Diesel, Gasolio	12.10
Jet Petrol	12.10
Gas Naturale	9.30
GPL	13.40
Rifiuti	-
Biomassa	8.30
Biomassa secca	8.30
Biomassa umida	7.70
Uranio	-

## Costi delle tecnologie

Per quanto riguarda la sezione dei costi correlati alle tecnologie utilizzate nel sistema energetico, il software richiede per ognuna di esse, tre diverse informazioni:

- Il costo di investimento in M€ per unità: tale unità varia a seconda della tecnologia presa in considerazione e può essere MWe, GWh, TWh/y ecc.
- Il Periodo, o tempo del ciclo di vita di quella tecnologia, espresso in anni;
- I costi di Operazione e Mantenimento (O&M) espressi come percentuale del costo di investimento della tecnologia.

Analogamente a quanto visto per i prezzi dei combustibili, i valori necessari da inserire all'interno di EnergyPLAN possono essere ricavati partendo dai dati forniti dal progetto "HeatRoadmap" [23]. I dati all'interno del database hanno un intervallo temporale di 5 anni. Quindi, ad esempio nel caso del modello di riferimento di questo lavoro, per poter ricavare i costi delle tecnologie al 2018 sarebbe stato necessario fare un'interpolazione dei costi riferiti agli anni 2015 e 2020.

Per una maggiore chiarezza, nella seguente tabella (**Table 14**) vengono riassunti i costi di alcune delle principali tecnologie implementate in EnergyPLAN, ma è importante specificare che questa non rappresenta la lista completa presente all'interno del software.

**Table 14** - Costi di investimento, periodi di funzionamento e costi di O&M delle tecnologie

<b>Technology</b>	<b>Investment</b>		<b>Period</b>	<b>O&amp;M</b>
	<i>Unit</i>	<i>MEUR pr. Unit</i>		
Small CHP units	MWe	0.81	25	1.03
Large CHP units	MWe	0.81	25	1.03
Heat Pump gr. 2	MWe	2	25	0.28
Heat Pump gr. 3	MWe	2.45	25	0.30
Electric Boiler gr. 2 and 3	MWe	0.06	20	4.95
Large Power Plant	MWe	0.84	30	2.57
Onshore Wind	MWe	0.9	27	3.2
Photovoltaic	MWe	0.98	30	4
River Hydro	MWe	5.65	60	1.5
Geothermal Electricity	MWe	5.58	30	1.6
Geothermal Heating	TWh/y	227.08	25	0
Gasification Plants	MW	1.22	20	3.01
Individual boilers	1000 units	2.59	20	2.84
Individual Heat Pump	1000 units	9.55	20	1.74

## Verifica dell'accuratezza del Modello di Riferimento

Per poter verificare che il modello di riferimento rappresentasse con accuratezza il sistema energetico italiano nel 2018, sono stati confrontati i principali indicatori energetici calcolati dal software con i valori reali pubblicati dalle fonti ufficiali. Questa verifica ha portato come risultato uno scostamento relativo tra i valori reali ed i valori calcolati inferiore al 3%, che rende il modello implementato sufficientemente attendibile.

Lo scostamento relativo è stato calcolato secondo la formula:

$$\text{var}\% = \frac{\text{Modello} - \text{Reale}}{\frac{\text{Modello} + \text{Reale}}{2}} \quad \text{Equation 1}$$

Table 15 - Verifica Affidabilità del Modello

Indicatore	Unità	Modello	Reali	Differenza	Fonte
Emissioni CO2	Mt	320.60	314.20	2.02%	[24]
TPES	Mtep	139.80	139.20	-0.43%	[25]
Elettricità FER*	TWh	96.96	96.97	-0.01%	[16]
Elettricità PP	TWh	89.39	87.21	2.47%	[16]
Elettricità CHP	TWh	103.82	104.92	-1.05%	[16]

\*Escluse bioenergie, incluso il geotermico

## Analisi per gli Scenari Futuri

In questa seconda parte della tesi verranno spiegate le analisi e le ipotesi fatte per la creazione dei modelli riferiti al sistema energetico italiano in diversi scenari energetici attuabili nel breve futuro, che hanno subito l'influenza della pandemia del Covid-19.

Per poter implementare questi modelli è stato necessario un lavoro di ricostruzione dei trend della maggior parte dei consumi e dei vettori energetici, partendo dagli anni precedenti alla diffusione del virus. Ogni modello è spalmato sull'arco temporale del 2020 nel quale fino a giugno è stato possibile ottenere i dati reali ed, a partire da luglio, sulla base dei dati storici messi a disposizione dalle fonti ufficiali, sono state fatte diverse ipotesi per riuscire a modellare come il sistema energetico italiano avesse potuto rispondere alle diverse situazioni che si sarebbero potute palesare nel corso del 2020.

Per poter ottenere dei modelli credibili e quanto più dinamici possibili si è suddiviso l'anno solare in diversi blocchetti, rappresentanti i mesi dell'anno ed ad ognuno dei quali è stata associata una descrizione temporale rispetto alla diffusione del virus:

- Pre-Covid
- Lockdown Parziale
- Lockdown Totale
- Post-Lockdown

Questa suddivisione dell'anno è stata fondamentale per poter ricreare in maniera coerente gli avvenimenti dei primi mesi del 2020 e riprodurre le ipotesi per i mesi successivi. Nella tabella sottostante (**Table 16**) vengono spiegate più nel dettaglio le condizioni di ciascuna fase.

Table 16 - Fasi della pandemia

Fase	Sigla	Descrizione
Pre-Covid	PC	Situazione prima della diffusione del Covid-19
Lockdown Parziale	LP	Distanziamento fisico, spostamenti solo nella stessa Regione, scuole chiuse, smartworking.
Lockdown Totale	LT	Solo servizi essenziali aperti, spostamenti solo nello stesso Comune, scuole chiuse, attività chiuse.
Post-Lockdown	PL	Distanziamento fisico, scuole chiuse.

## La realizzazione degli scenari

Per rendere questo lavoro di tesi il più completo ed il più chiaro possibile si è deciso di implementare tre diversi scenari in modo tale da riuscire ad analizzare tutte le situazioni che si sarebbero potute venire a creare e che avrebbero suscitato differenti risposte del sistema energetico.

È stato ritenuto utile realizzare anche un modello Business As Usual (BAU) che rappresentasse il sistema energetico nazionale nel 2020 nel caso in cui la crisi mondiale dovuta alla pandemia non fosse mai avvenuta. La realizzazione di questo scenario è servita per rendere possibile un confronto tra le condizioni estreme e inusuali che questo virus ha portato con se, e quindi le ricadute che ha avuto sul sistema energetico, con l'andamento che il 2020 avrebbe seguito, in coerenza con i trend degli anni precedenti.

I tre scenari analizzati hanno un ordine crescente di criticità; si parte dallo scenario A in cui si ipotizza che nei mesi successivi a giugno non si dovrà riaffrontare una nuova crisi dovuta al Covid-19, e che quindi si avrà un lento ritorno alle condizioni pre-pandemiche. Lo scenario B invece, ipotizza che in autunno l'Italia rivedrà una chiusura parziale di scuole, uffici, attività lavorative e ludiche a causa di una nuova diffusione, seppur più lenta della prima ondata, del virus. Lo scenario C invece, simula una completa ri-chiusura di tutte le attività considerate non essenziali e la limitazione degli spostamenti nel solo comune di appartenenza ed in caso di sola necessità.

Table 17 - Elenco degli Scenari Analizzati

Scenario	Descrizione
Business As Usual (BAU)	La Pandemia dovuta al Covid-19 non è mai avvenuta.
Scenario A	Dopo giugno si ha un lento ritorno alle condizioni pre-pandemia
Scenario B	Nei mesi autunnali, chiusura parziale dovuto ad una nuova diffusione del virus
Scenario C	Nei mesi autunnali, chiusura totale dovuta ad una nuova forte diffusione del virus

Per poter ricostruire questi scenari in energyPLAN è stato necessario seguire la struttura del software, come è stato fatto precedentemente per la realizzazione del modello di riferimento. Di seguito verranno descritti nel dettaglio i ragionamenti seguiti e le ipotesi fatte per la costruzione degli scenari.

Nella pagina successiva vengono schematizzati i diversi scenari con la rappresentazione grafica a "blocchetti", in modo tale da rendere più chiara al lettore la suddivisione presa in considerazione.

Scenario A

**Table 18** - Schema a blocchi dello scenario A

Scenario A	Dati Reali						Ipotesi					
	Gen-2020 Pre-Covid	Feb-2020 Pre-Covid	Mar-2020 LP	Apr-2020 LT	Mag-2020 LP	Giu-2020 LP	Lug-2020 PL1	Ago-2020 PL1	Set-2020 PL1	Ott-2020 PL1	Nov-2020 PL1	Dic-2020 PL1

Scenario B

**Table 19** - Schema a blocchi dello scenario B

Scenario B	Dati Reali						Ipotesi					
	Gen-2020 Pre-Covid	Feb-2020 Pre-Covid	Mar-2020 LP	Apr-2020 LT	Mag-2020 LP	Giu-2020 LP	Lug-2020 PL1	Ago-2020 PL1	Set-2020 PL1	Ott-2020 PL1	Nov-2020 LP1	Dic-2020 LP1

Scenario C

**Table 20** - Schema a blocchi dello scenario C

Scenario C	Dati Reali						Ipotesi					
	Gen-2020 Pre-Covid	Feb-2020 Pre-Covid	Mar-2020 LP	Apr-2020 LT	Mag-2020 LP	Giu-2020 LP	Lug-2020 PL1	Ago-2020 PL1	Set-2020 PL1	Ott-2020 PL1	Nov-2020 LP1	Dic-2020 LP1

## Domanda

### Domanda di Energia Elettrica – I dati Reali

Per poter ricostruire con dettaglio mensile la domanda di energia elettrica, richiesta al sistema energetico nazionale nei primi sei mesi del 2020, sono stati utilizzati i database di Terna sul carico totale [26]. I dati estratti hanno permesso non solo di avere la domanda elettrica mensile dell'intero Paese, ma hanno anche fornito uno spaccato a zone di tale domanda.

L'Italia, e quindi la domanda di energia elettrica, è stata divisa in sei diverse zone:

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

Le zone che hanno risentito maggiormente degli effetti delle restrizioni dovute alla diffusione del Coronavirus in Italia sono state le zone del Nord e del Centro Nord. Non solo queste zone sono state le prime ad essere chiuse per la nascita dei primi focolai ma, essendo il fulcro dell'attività produttiva Italiana, hanno sperimentato la maggiore contrazione della domanda di energia, in particolar modo la domanda di energia elettrica.

“Nelle 18 settimane comprese tra il primo marzo ed il 4 luglio 2020 la domanda di energia elettrica sulla rete in Italia è stata pari a 90.4 TWh, in calo rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente di quasi 13 TWh (-12%). Se nelle prime due settimane di marzo la domanda elettrica era risultata solo lievemente inferiore rispetto ai livelli dell'anno precedente, nelle successive settimane le riduzioni sono cresciute in maniera progressiva, fino al -25% di metà aprile (W7). Nelle successive settimane di maggio i cali tendenziali sono progressivamente diminuiti (in media -8% tendenziale), per poi tornare a crescere a giugno (-13% tendenziale in media)” [27].

Nella tabella sottostante è possibile osservare la domanda elettrica mensile suddivisa per zone e la loro variazione rispetto allo stesso periodo del 2019.

**Table 21** - Domanda di Energia Elettrica divisa per zone - Dati Reali

<b>TWh</b>	<b>Gen-2020 Pre-covid</b>	<b>Feb-2020 Pre-covid</b>	<b>Mar-2020 LP</b>	<b>Apr-2020 LT</b>	<b>Mag-2020 LP</b>	<b>Giu-2020 PL</b>
%VAR N 19-20	-9,01%	1,17%	-13,18%	-20,14%	-11,47%	-14,39%
Nord	14,48	14,79	13,15	10,82	12,74	13,44
%VAR CS 19-20	-5,56%	-0,85%	-6,66%	-14,62%	-9,81%	-13,30%
Centro Sud	4,164	3,814	3,619	3,090	3,407	3,633
%VAR CN 19-20	-3,69%	-3,05%	-16,79%	-20,79%	-15,04%	-12,87%
Centro Nord	2,995	2,622	2,402	2,108	2,319	2,480
%VAR S 19-20	-6,63%	0,22%	-5,64%	-7,04%	-4,30%	-6,39%
Sud	2,501	2,297	2,218	2,043	2,169	2,388
%VAR Sic. 19-20	-1,97%	-4,73%	-6,16%	-8,25%	-7,85%	-6,92%
Sicilia	1,713	1,397	1,404	1,269	1,284	1,466
%VAR Sar. 19-20	5,09%	-10,46%	-9,89%	-18,67%	-18,97%	-12,16%
Sardegna	0,776	0,602	0,600	0,516	0,567	0,684
%VAR Ita. 19-20	-4,51%	-1,27%	-14,58%	-18,61%	-13,51%	-10,85%
Italia	27,307	25,274	22,573	19,573	21,843	24,645

### Domanda di Energia Elettrica – La costruzione delle Ipotesi

Per poter costruire in maniera sufficientemente accurata gli scenari, è stato deciso di modellare gli andamenti delle diverse domanda di energia elettrica da luglio 2020, basandosi sugli andamenti del periodo precedente, sempre ricavati dal Transparency Report di Terna [26], tenendo in considerazione i diversi periodi della pandemia, in cui i dati reali erano disponibili.

Tali andamenti sono stati meglio conformati ad ogni mese (“blocchetto”) considerando, seppur in maniera approssimata, come alcuni fattori potessero influire sul profilo della domanda.

Alcuni di questi fattori sono, ad esempio, la chiusura di molte attività produttive dovuta alle restrizioni del governo, la chiusura delle attività per i periodi di vacanze ed infine, l’influenza del PIL sulla richiesta di energia. Per la valutazione di quest’ultimo fattore è stato preso spunto dalla pubblicazione sulla rivista “Energia” dei professori E. Bompard, C. Mosca, S. Cellura e S. Corniati dell’articolo “L’impatto del COVID-19 sul carico elettrico nazionale/2” [28]

Nelle tabelle seguenti vengono mostrate le ipotesi fatte per i diversi scenari (BAU, A, B e C).

Table 22 - Domanda di Energia Elettrica - BAU

<b>Business As Usual (TWh)</b>	<b>Gen-20</b>	<b>Feb-20</b>	<b>Mar-20</b>	<b>Apr-20</b>	<b>Mag-20</b>	<b>Giu-20</b>	<b>Lug-20</b>	<b>Ago-20</b>	<b>Set-20</b>	<b>Ott-20</b>	<b>Nov-20</b>	<b>Dic-20</b>
%VAR N 18-19	2,45%	-1,49%	-4,71%	-3,00%	-4,89%	1,29%	3,46%	-2,45%	-1,84%	-1,46%	-1,72%	-3,91%
Nord	16,305	14,400	14,436	13,144	13,685	15,906	18,137	13,400	14,662	14,895	14,588	13,583
%VAR CS 18-19	8,01%	-0,48%	-5,65%	2,09%	-0,24%	11,08%	10,01%	11,46%	5,80%	0,16%	0,94%	0,80%
Centro Sud	4,763	3,828	3,657	3,695	3,768	4,655	5,238	4,837	4,215	3,845	3,829	3,986
%VAR CN 18-19	5,87%	-2,61%	-5,06%	1,35%	-1,47%	-0,78%	4,29%	-0,50%	1,91%	-2,55%	-0,84%	-3,71%
Centro Nord	3,292	2,634	2,741	2,698	2,690	2,824	3,494	2,717	2,909	2,716	2,757	2,632
%VAR S 18-19	6,29%	-1,28%	-3,80%	0,27%	-1,75%	-0,43%	-1,38%	-1,36%	-7,08%	2,60%	-1,88%	-2,75%
Sud	2,847	2,262	2,261	2,204	2,226	2,540	2,893	2,857	2,299	2,483	2,266	2,404
%VAR Sic. 18-19	5,54%	-4,90%	-5,07%	-3,20%	-7,52%	2,34%	-0,22%	4,87%	-3,39%	-1,40%	0,61%	-3,77%
Sicilia	1,845	1,394	1,420	1,339	1,288	1,612	1,860	1,971	1,524	1,442	1,437	1,481
%VAR Sar. 18-19	-2,59%	-8,50%	-8,55%	-10,14%	-4,82%	6,73%	-9,39%	-2,33%	-4,39%	-0,85%	0,11%	-2,42%
Sardegna	0,719	0,615	0,609	0,570	0,667	0,831	0,696	0,839	0,706	0,703	0,703	0,723
%VAR Ita. 18-19	4,04%	-1,84%	-4,93%	-1,72%	-3,73%	2,48%	3,42%	0,43%	-1,07%	-0,97%	-1,08%	-3,03%
Italia	29,754	25,128	25,123	23,634	24,312	28,331	32,276	26,557	26,283	26,079	25,577	24,803

Table 23 - Domanda di energia elettrica -Scenario A

Scenario A (TWh)	Lug-2020 PL1	Ago-2020 PL1	Set-2020 PL1	Ott-2020 PL1	Nov-2020 PL1	Dic-2020 PL1
%VAR N 19-20	-7,85%	-1,36%	-1,00%	-0,70%	-0,50%	-0,35%
Nord	16,15	13,55	14,79	15,01	14,77	14,09
%VAR CS 19-20	-5,02%	-0,98%	-0,50%	-0,35%	-0,30%	-0,25%
Centro Sud	4,522	4,297	3,964	3,825	3,782	3,945
%VAR CN 19-20	-9,16%	-4,26%	-3,00%	-2,50%	-2,00%	-1,70%
Centro Nord	3,043	2,615	2,769	2,717	2,725	2,687
%VAR S 19-20	-1,74%	-0,56%	-0,30%	-0,15%	-0,12%	-0,09%
Sud	2,882	2,880	2,467	2,417	2,306	2,470
%VAR Sic. 19-20	-6,35%	5,41%	6,00%	-1,40%	-1,10%	-0,80%
Sicilia	1,746	1,981	1,672	1,442	1,413	1,526
%VAR Sar. 19-20	-7,37%	-3,75%	-2,70%	-2,00%	-1,70%	-1,50%
Sardegna	0,712	0,827	0,718	0,695	0,690	0,730
%VAR Ita. 19-20	-3,72%	-0,75%	-0,40%	-0,25%	-0,18%	-0,12%
Italia	30,048	26,243	26,459	26,267	25,811	25,546

Table 24 - Domanda di energia elettrica - Scenario B

Scenario B (TWh)	Lug-2020 PL1	Ago-2020 PL1	Set-2020 PL1	Ott-2020 PL1	Nov-2020 LP1	Dic-2020 LP1
%VAR N 19-20	-7,85%	-1,36%	-1,00%	-0,70%	-12,00%	-10,00%
Nord	16,15	13,55	14,79	15,01	13,06	12,72
%VAR CS 19-20	-5,02%	-0,98%	-0,50%	-0,35%	-7,00%	-6,00%
Centro Sud	4,522	4,297	3,964	3,825	3,528	3,717
%VAR CN 19-20	-9,16%	-4,26%	-3,00%	-2,50%	-17,00%	-15,50%
Centro Nord	3,043	2,615	2,769	2,717	2,308	2,310
%VAR S 19-20	-1,74%	-0,56%	-0,30%	-0,15%	-6,00%	-5,00%
Sud	2,882	2,880	2,467	2,417	2,171	2,349
%VAR Sic. 19-20	-6,35%	5,41%	6,00%	-1,40%	-6,50%	-5,00%
Sicilia	1,746	1,981	1,672	1,442	1,336	1,462
%VAR Sar. 19-20	-7,37%	-3,75%	-2,70%	-2,00%	-10,00%	-9,00%
Sardegna	0,712	0,827	0,718	0,695	0,632	0,675
%VAR Ita. 19-20	-3,72%	-0,75%	-0,40%	-0,25%	-13,00%	-11,00%
Italia	30,048	26,243	26,459	26,267	22,496	22,763

Table 25 - Domanda di Energia Elettrica - Scenario C

Scenario C (TWh)	Lug-2020 PL1	Ago-2020 PL1	Set-2020 PL1	Ott-2020 LP1	Nov-2020 LT1	Dic-2020 LP2
%VAR N 19-20	-7,85%	-1,36%	-1,00%	-12,00%	-22,00%	-13,00%
Nord	16,15	13,55	14,79	13,30	11,58	12,30
%VAR CS 19-20	-5,02%	-0,98%	-0,50%	-7,00%	-15,00%	-10,00%
Centro Sud	4,522	4,297	3,964	3,570	3,224	3,559
%VAR CN 19-20	-9,16%	-4,26%	-3,00%	-17,00%	-21,00%	-15,50%
Centro Nord	3,043	2,615	2,769	2,313	2,197	2,310
%VAR S 19-20	-1,74%	-0,56%	-0,30%	-6,00%	-7,30%	-5,00%
Sud	2,882	2,880	2,467	2,275	2,141	2,349
%VAR Sic. 19-20	-6,35%	5,41%	6,00%	-6,50%	-9,00%	-8,00%
Sicilia	1,746	1,981	1,672	1,367	1,300	1,416
%VAR Sar. 19-20	-7,37%	-3,75%	-2,70%	-10,00%	-19,00%	-20,00%
Sardegna	0,712	0,827	0,718	0,638	0,568	0,593
%VAR Ita. 19-20	-3,72%	-0,75%	-0,40%	-15,00%	-19,00%	-14,00%
Italia	30,048	26,243	26,459	22,383	20,944	21,996

Per rendere di più immediata lettura i profili di domanda di energia elettrica, di seguito sono mostrati in forma grafica gli andamenti di tale domanda. In ogni grafico sono riportati e messi a confronto le domande di energia per zone nel 2020 con i corrispettivi consumi del 2019.

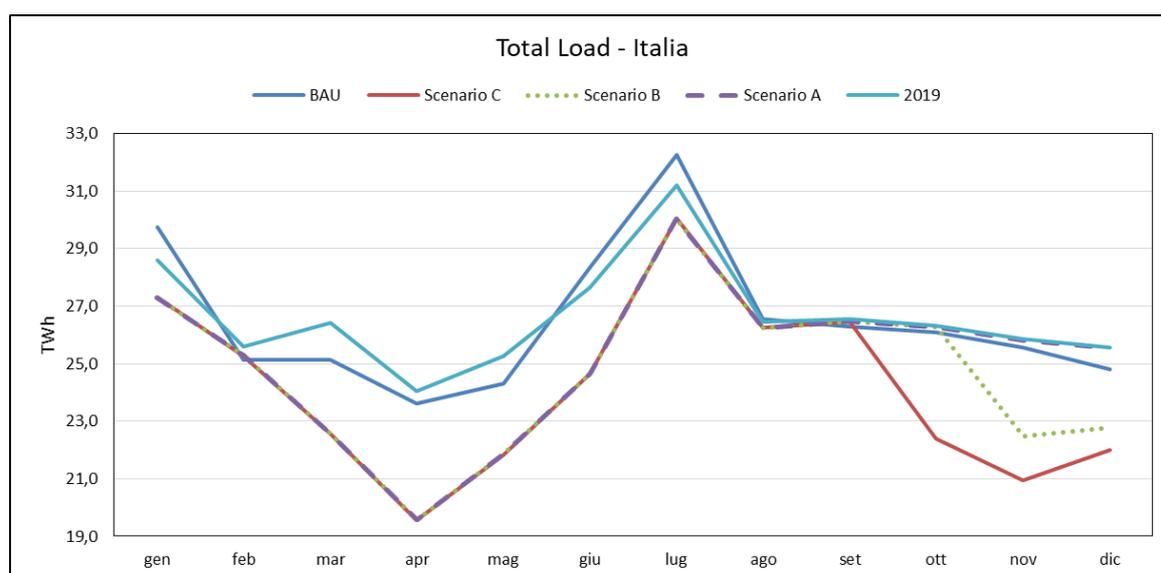
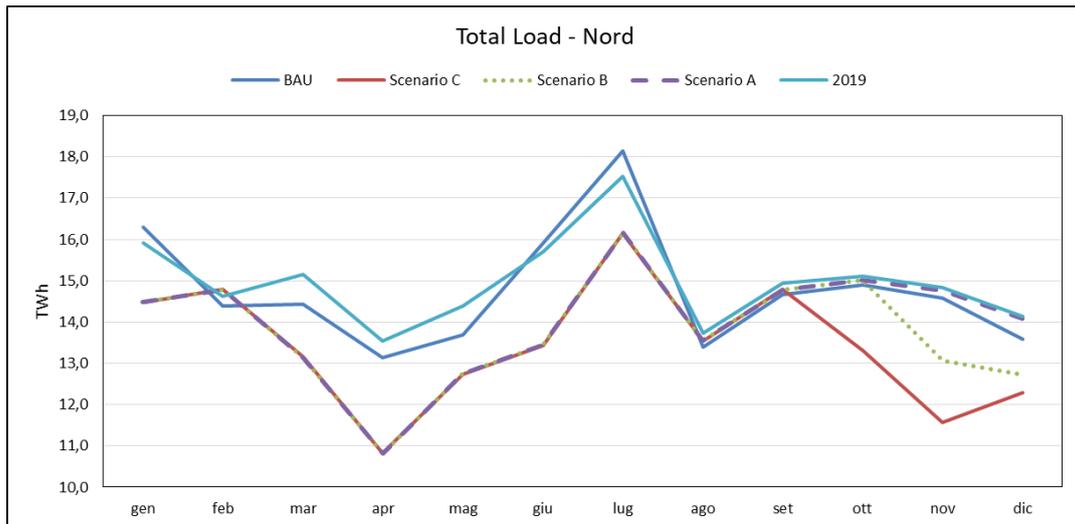
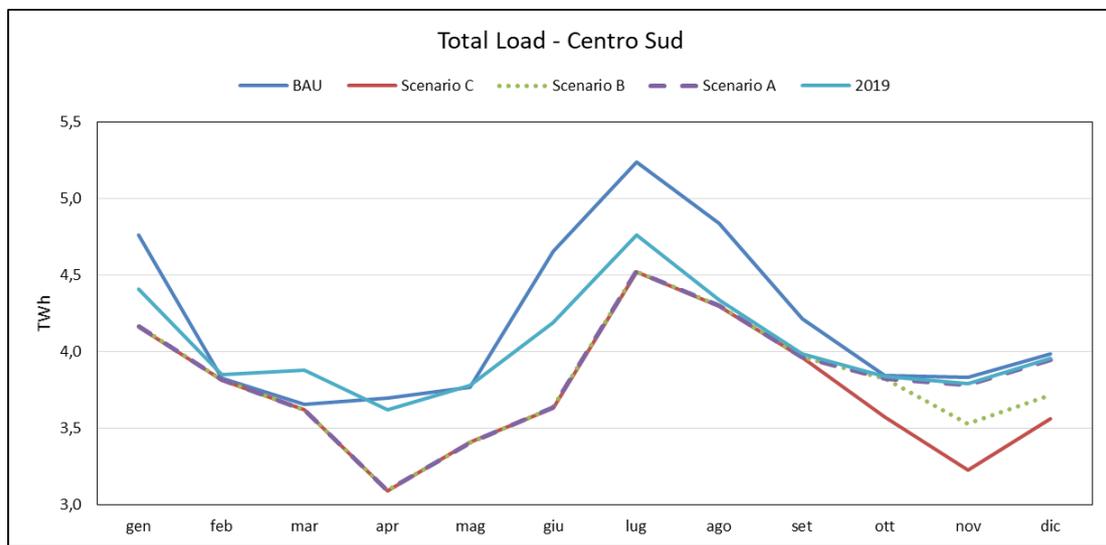


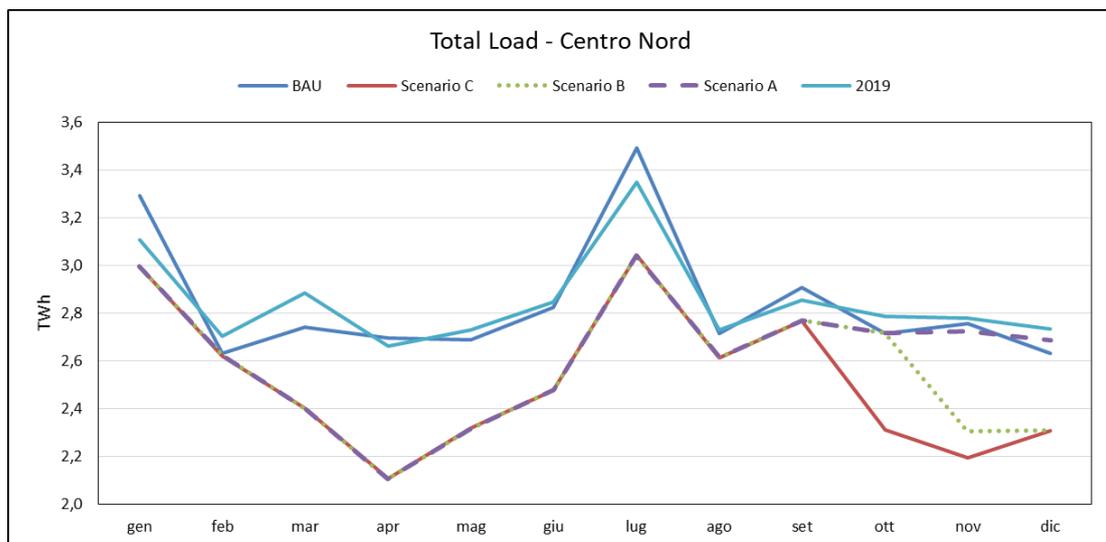
Figure 13 - Domanda di Energia Elettrica - Italia



**Figure 14 - Domanda di Energia Elettrica - Nord**



**Figure 16 - Domanda di Energia Elettrica - Centro Sud**



**Figure 15 - Domanda di Energia Elettrica - Centro Nord**

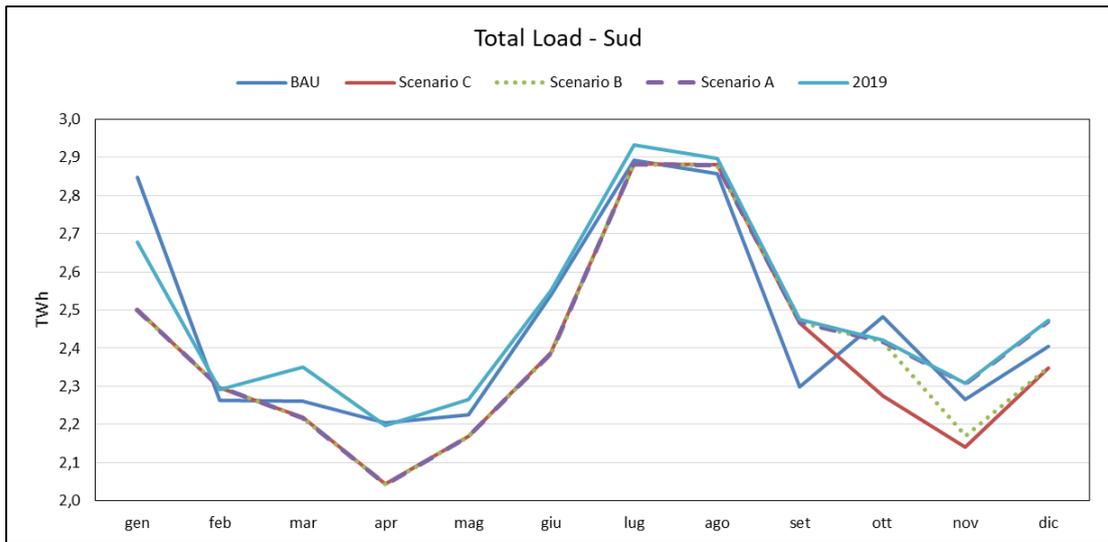


Figure 18 - Domanda di Energia Elettrica - Sud

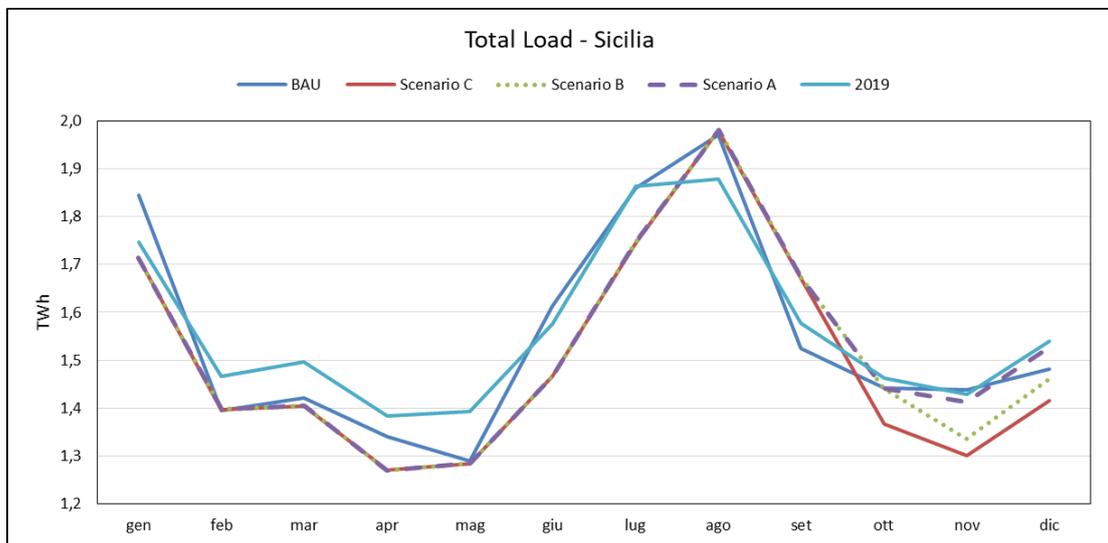


Figure 17 - Domanda di Energia Elettrica - Sicilia

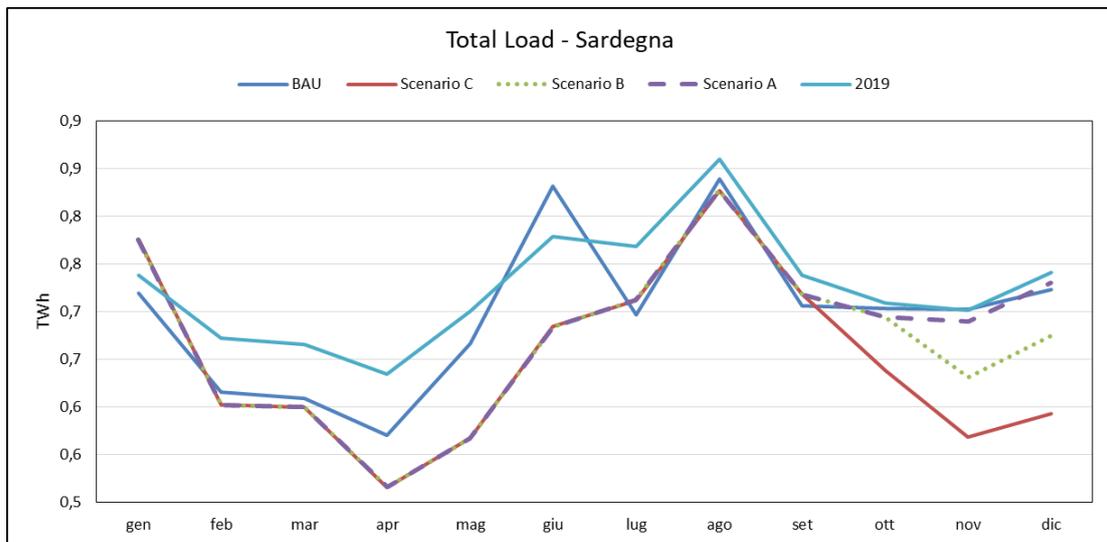


Figure 19 Domanda di Energia Elettrica - Sardegna

Come visto nel modello di riferimento, la domanda di energia elettrica è stata suddivisa secondo la tipologia dei carichi utilizzati in EnergyPLAN. Infatti la domanda elettrica effettivamente introdotta all'interno del software deve essere scorporata dalle quote di elettricità dovute ai trasporti, al riscaldamento ed al raffrescamento e alle pompe di calore.

Decidere se mettere le tabelle o meno delle domande di energia elettrica come quella del modello di riferimento.

## Riscaldamento e Raffrescamento

Durante il primo semestre dell'anno “la componente climatica ha fornito un impulso significativo alla riduzione del fabbisogno di energia. Più nel dettaglio, le temperature mediamente più miti di gennaio e febbraio (rispetto agli stessi mesi dell'anno precedente) hanno fortemente favorito la riduzione dei consumi termici per riscaldamento nel I trimestre, solo in parte compensata dal marzo più rigido del marzo 2019. Anche nel corso del II trimestre le temperature più miti di aprile e soprattutto di maggio (+3° rispetto al maggio 2019, particolarmente rigido) hanno fornito un impulso alla riduzione dei consumi termici” [27].

Come specificato durante la descrizione del modello di riferimento, la maggior parte della domanda di riscaldamento è soddisfatta attraverso la combustione del gas naturale, quindi si è assunto ragionevole considerare che tale domanda segua in linea di massima lo stesso andamento della domanda di GN per il riscaldamento residenziale (“individuale”). Le temperature invernali relativamente miti hanno frenato la domanda residenziale e commerciale, scesa di oltre il 3% nel primo trimestre (i gradi giorno di riscaldamento sono diminuiti di oltre il 5% in media). Per questo motivo la domanda complessiva di riscaldamento è stata ridotta del 3% rispetto al 2019. La riduzione del consumo di gas naturale per scopi di riscaldamento non ha subito particolari effetti dovuti alle restrizioni imposte dal governo, bensì è stata la componente climatica ad essere la principale causa di questa riduzione della domanda. Per questa ragione non è stato ritenuto utile, ai fini del confronto tra i diversi scenari, implementare questa riduzione all'interno del software poiché essa non varia tra i vari scenari.

Per quello che riguarda il periodo di raffrescamento, “il fattore climatico ha inoltre fornito un impulso all'aumento dei consumi elettrici nel mese di maggio per la climatizzazione estiva, mentre a giugno le temperature meno elevate del giugno 2019 hanno favorito il calo dei consumi fornendo, quindi, un impulso sostanzialmente neutrale: la domanda elettrica complessiva sulla rete, dopo il crollo di aprile (-17%) mostra infatti cali meno sostenuti a maggio (-10%) per poi riprendere a giugno (-13%)” [27]. Data la neutralità della variazione della domanda di climatizzazione estiva, è stato ritenuto sufficientemente attendibile mantenere la domanda complessiva annuale di raffrescamento costante (in confronto al modello di riferimento del 2018 e rispetto ai valori del 2019).

**Chiedere a Roberta quali erano le ulteriori motivazioni che mantenevano la domanda di riscaldamento e raffrescamento costanti.**

## Industria e Combustibili Vari – I Dati Reali

“Il calo della domanda di energia è in gran parte coerente con la variazione dei principali driver dei consumi energetici, che nel II trimestre è stato in calo del 18% sullo stesso trimestre del 2019, per i forti cali del PIL e della produzione industriale, mentre è in calo del 12% nell’insieme del I semestre” [27].

In particolar modo, “in deciso calo l’attività industriale nella prima metà del 2020, di circa il 20% rispetto allo stesso periodo dello scorso anno (dati grezzi). Al calo dei primi tre mesi (-11% tendenziale) ha fatto seguito una riduzione anche più sostenuta nel II trimestre: -28% rispetto ai livelli dello stesso periodo dell’anno scorso, per i decisi cali di aprile e maggio (-44% e -26% tendenziale)” [27] [29].

“Secondo le stime ENEA i consumi finali di gas, elettricità e prodotti petroliferi del settore industriale nel corso dei primi sei mesi del 2020 sono stati complessivamente inferiori di circa 1,5 Mtep, rispetto ai livelli dello stesso periodo del 2019 (-12%). Dopo la riduzione dei primi tre mesi dell’anno (circa il 6% tendenziale), da ricercare nel calo del mese di marzo, è infatti seguita una riduzione anche più sostenuta nei secondi tre mesi, stimata in circa il 18% (rispetto al II trimestre 2019).

In termini di commodity, sia i consumi di gas che di elettricità e prodotti petroliferi hanno fatto segnare cali dell’ordine del 10% rispetto alla prima metà dello scorso anno. In particolare i consumi di gas per usi industriali, in calo di quasi 0,8 Mtep (-12%), rappresentano circa la metà della riduzione complessiva del fabbisogno energetico settoriale nel semestre in esame. Dopo il calo del 9% nel I trimestre si registra infatti un calo della domanda di gas settoriale anche più deciso nel II (-16% tendenziale, dati SNAM [30]), per le limitazioni alle attività produttive conseguenti alle misure per il contenimento dell’emergenza sanitaria” [27].

Andando maggiormente nel dettaglio, “nel corso dei mesi di marzo, aprile, maggio e giugno, i consumi di gas per usi industriali si sono ridotti in maniera decisa rispetto allo stesso periodo del 2019: in termini cumulati la variazione nel periodo di analisi è pari al 16%, corrispondente a 793 milioni di SM<sup>3</sup> in meno. Dopo che nelle prime due settimane di marzo la domanda di gas era risultata solo lievemente inferiore rispetto ai livelli dell’anno precedente, nelle successive settimane le riduzioni sono cresciute in maniera decisa: -30% in media la variazione tendenziale fino alla metà di aprile (W3-W7). [...] Nelle successive settimane i cali tendenziali sono progressivamente diminuiti rispetto alle settimane di “chiusura totale”: maggio in media -16% tendenziale, a giugno circa la metà (-8%). [...] Circa il 35% della riduzione complessiva della domanda di gas per usi industriali è maturata nel corso del mese di aprile, durante il quale la domanda si è ridotta del 23% rispetto ad aprile 2019. Nei mesi di marzo e maggio si sono avuti cali tendenziali di simile entità (-16%). A giugno il calo è invece risultato inferiore” [27].

Per la costruzione dei consumi mensile del settore industriale fino al mese di giugno 2020 sono stati utilizzati i dati di consumo delle principali commodity contenuti nei bollettini mensili pubblicati sul sito del Ministero dello Sviluppo Economico [31] [32] o sul sito della SNAM [30]. È necessario fare una precisazione per quanto riguarda i consumi di carbone nel settore industriale: la disponibilità dei dati forniti dalle fonti ufficiali aggiornati al 27/08/2020 è limitata ai periodi di gennaio, febbraio e

marzo 2020. In mancanza dei dati da aprile a giugno 2020 è stato necessario ricostruire tali dati attraverso delle ipotesi. Osservando una forte riduzione della generazione di energia elettrica da fonti solide, “di circa il 40% nei primi sei mesi del 2020 rispetto allo stesso periodo del 2019” si è ipotizzato un andamento analogo, a tratti più accentuato, per quanto riguarda l’utilizzo di fonti solide per la produzione industriale (queste ipotesi sono evidenziate in arancione nella tabella x).

Per quello che concerne l’uso di biomasse per usi industriali, data la difficoltà nel recuperare i dati dei consumi sia con cadenza mensile che in forma aggregata, e nella percentuali di utilizzo ancora molto basse, è stato deciso di mantenere il valore annuale costante rispetto al modello di riferimento.

Per poter implementare in maniera completa il tab di EnergyPLAN “Industry and other Fuels” si è reso necessario trovare i consumi delle diverse commodity per altri settori come Agricoltura, Pesca, usi non energetici, ecc. Nel corso della ricerca si è resa evidente la difficoltà nel reperire tali informazioni, poiché scarse o completamente assenti. Per questa ragione, nonostante sia logicamente poco corretto, anche in questo caso, i consumi sono stati considerati costanti nel tempo (rispetto al modello di riferimento del 2018), poiché rispecchiano dei settori non soggetti a variazioni di rilevanti entità, anche in relazione alle restrizioni dovute alla pandemia poiché essi sono responsabili della produzione di beni di prima necessità, cioè proprio quei settori che non sono stati bloccati durante il periodo di Lockdown.

Nella tabella sottostante vengono riportati i valori dei consumi reali di gas naturale, carbone e prodotti petroliferi.

Table 26 - Dati Reali per i consumi dei combustibili nel settore dell'Industria

TWh	Gen-2020 Pre-covid	Feb-2020 Pre-covid	Mar-2020 LP	Apr-2020 LT	Mag-2020 LP	Giu-2020 PL
VAR% GN 19-20	-3,92%	-1,76%	-18,04%	-29,51%	-16,71%	-8,77%
Gas Naturale	13,218	12,873	11,489	8,640	10,702	10,800
VAR% Pr. Petr. 19-20	-3,67%	-12,91%	-32,55%	-42,36%	-29,32%	-25,00%
Pr. Petroliferi	5,063	4,417	4,865	5,320	5,699	5,585
VAR% Carbone 19-20	-32,97%	56,50%	-24,05%	-45,00%	-40,00%	-35,00%
Carbone	0,171	0,329	0,138	0,147	0,120	0,181

### Industria e Combustibili Vari – La costruzione delle Ipotesi

Le stime dei consumi nel settore industriale dopo il 31 giugno 2020 per i diversi scenari sono state costruite partendo dai trend del biennio 2018-2019 e sono state adattate mese per mese alle diverse situazioni che la diffusione del virus avrebbe potuto provocare sul sistema energetico. Durante la costruzione delle ipotesi sono stati presi in considerazione aspetti come la chiusura o meno delle attività produttive dovute alle restrizioni del governo o alla chiusura delle vacanze estive o delle ferie invernali. Le ipotesi fatte inoltre, hanno seguito le linee guida delle previsioni realizzate da Confindustria [29], per quanto riguarda la produzione industriale e la dipendenza dal PIL.

Di seguito sono riportate le ipotesi fatte per i diversi scenari (BAU, A, B e C).

**Table 27** - Consumo dei combustibili nel settore dell'Industria - BAU

<b>Business As Usual (TWh)</b>	<b>Gen-20</b>	<b>Feb-20</b>	<b>Mar-20</b>	<b>Apr-20</b>	<b>Mag-20</b>	<b>Giu-20</b>	<b>Lug-20</b>	<b>Ago-20</b>	<b>Set-20</b>	<b>Ott-20</b>	<b>Nov-20</b>	<b>Dic-20</b>
<b>VAR% GN 18-19</b>	<b>0,98%</b>	<b>-2,86%</b>	<b>-0,66%</b>	<b>0,46%</b>	<b>1,87%</b>	<b>-1,76%</b>	<b>1,29%</b>	<b>-0,83%</b>	<b>-2,42%</b>	<b>-5,83%</b>	<b>-6,36%</b>	<b>-5,60%</b>
Gas Naturale	13,893	12,730	13,925	12,313	13,089	11,631	12,586	9,250	11,711	11,636	11,723	11,061
<b>VAR% Petr. 18-19</b>	<b>15,87%</b>	<b>17,78%</b>	<b>14,05%</b>	<b>5,58%</b>	<b>-7,99%</b>	<b>-10,18%</b>	<b>-13,90%</b>	<b>-24,16%</b>	<b>-6,93%</b>	<b>-2,88%</b>	<b>-6,58%</b>	<b>2,00%</b>
Pr. Petroliferi	5,290	4,761	5,487	5,987	6,008	5,783	6,547	4,869	6,154	6,465	5,249	4,966
<b>VAR% Carb. 18-19</b>	<b>47,78%</b>	<b>-13,08%</b>	<b>-0,15%</b>	<b>54,34%</b>	<b>6,10%</b>	<b>55,61%</b>	<b>2,16%</b>	<b>-36,27%</b>	<b>-38,84%</b>	<b>99,19%</b>	<b>-20,91%</b>	<b>-52,19%</b>
Carbone	0,377	0,182	0,182	0,413	0,213	0,432	0,205	0,060	0,103	0,730	0,164	0,099

**Table 28** - Consumi di combustibile nel settore dell'industria - Scenario A

Scenario A (TWh)	Lug-2020 PL1	Ago-2020 PL1	Set-2020 PL1	Ott-2020 PL1	Nov-2020 PL1	Dic-2020 PL1
VAR% GN 19-20	-7,00%	-5,00%	-3,50%	-3,00%	-2,50%	-2,00%
Gas Naturale	11,555	8,861	11,582	11,986	12,206	11,482
VAR% Pr. Petr. 19-20	-18,00%	-14,00%	-10,00%	-9,00%	-8,50%	-7,00%
Pr. Petroliferi	6,485	4,957	6,108	6,371	5,223	4,870
VAR% Carbone 19-20	-30,00%	-31,00%	-35,00%	-20,00%	-15,00%	-12,00%
Carbone	0,141	0,065	0,110	0,293	0,176	0,183

**Table 29** - Consumi di combustibile nel settore dell'industria - Scenario B

Scenario B (TWh)	Lug-2020 PL1	Ago-2020 PL1	Set-2020 PL1	Ott-2020 PL1	Nov-2020 LP1	Dic-2020 LP1
VAR% GN 19-20	-7,00%	-5,00%	-3,50%	-3,00%	-16,00%	-13,00%
Gas Naturale	11,555	8,861	11,582	11,986	10,516	10,193
VAR% Pr. Petr. 19-20	-18,00%	-14,00%	-10,00%	-9,00%	-30,00%	-25,00%
Pr. Petroliferi	6,485	4,957	6,108	6,371	4,939	4,680
VAR% Carbone 19-20	-30,00%	-31,00%	-35,00%	-20,00%	-25,00%	-20,00%
Carbone	0,141	0,065	0,110	0,293	0,155	0,166

**Table 30** - Consumi di combustibile nel settore dell'industria - Scenario C

Scenario C (TWh)	Lug-2020 PL1	Ago-2020 PL1	Set-2020 PL1	Ott-2020 LP1	Nov-2020 LT1	Dic-2020 LP2
VAR% GN 19-20	-7,00%	-5,00%	-3,50%	-16,00%	-25,00%	-13,00%
Gas Naturale	11,555	8,861	11,582	10,380	9,389	10,193
VAR% Pr. Petr. 19-20	-18,00%	-14,00%	-10,00%	-30,00%	-40,00%	-28,00%
Pr. Petroliferi	6,485	4,957	6,108	6,045	4,807	4,648
VAR% Carbone 19-20	-30,00%	-31,00%	-35,00%	-50,00%	-60,00%	-45,00%
Carbone	0,141	0,065	0,110	0,183	0,083	0,114

Per avere un'idea immediata degli andamenti dei consumi nei diversi scenari, di seguito vengono forniti dei grafici esplicativi.

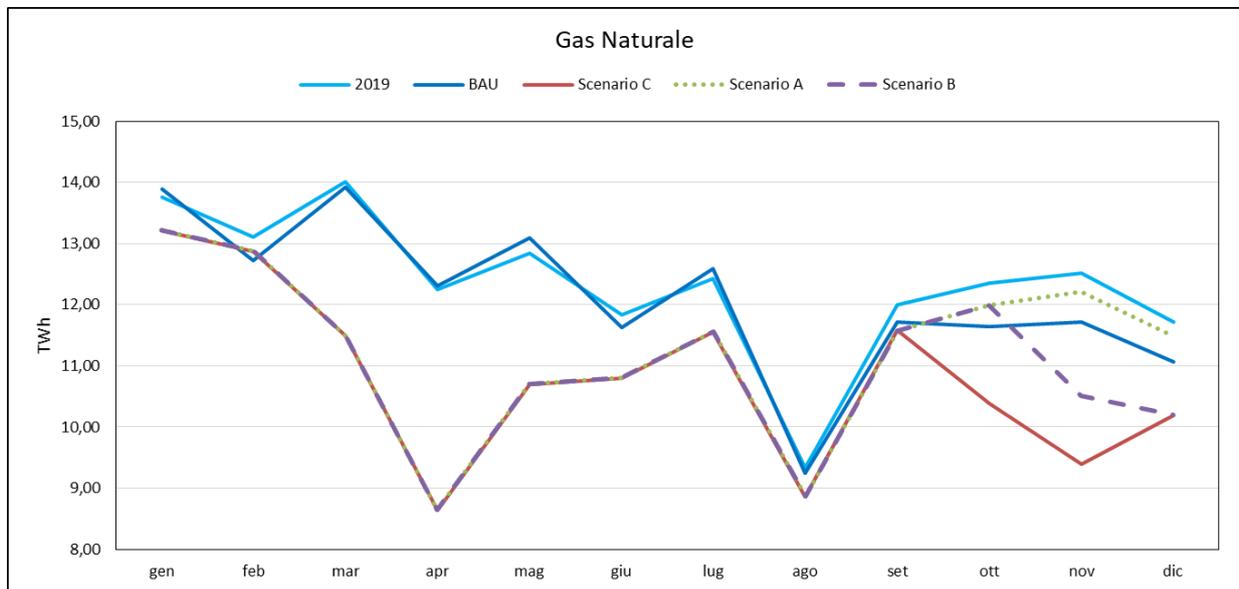


Figure 20 - Consumi di Gas Naturale, settore industria - confronto tra gli scenari

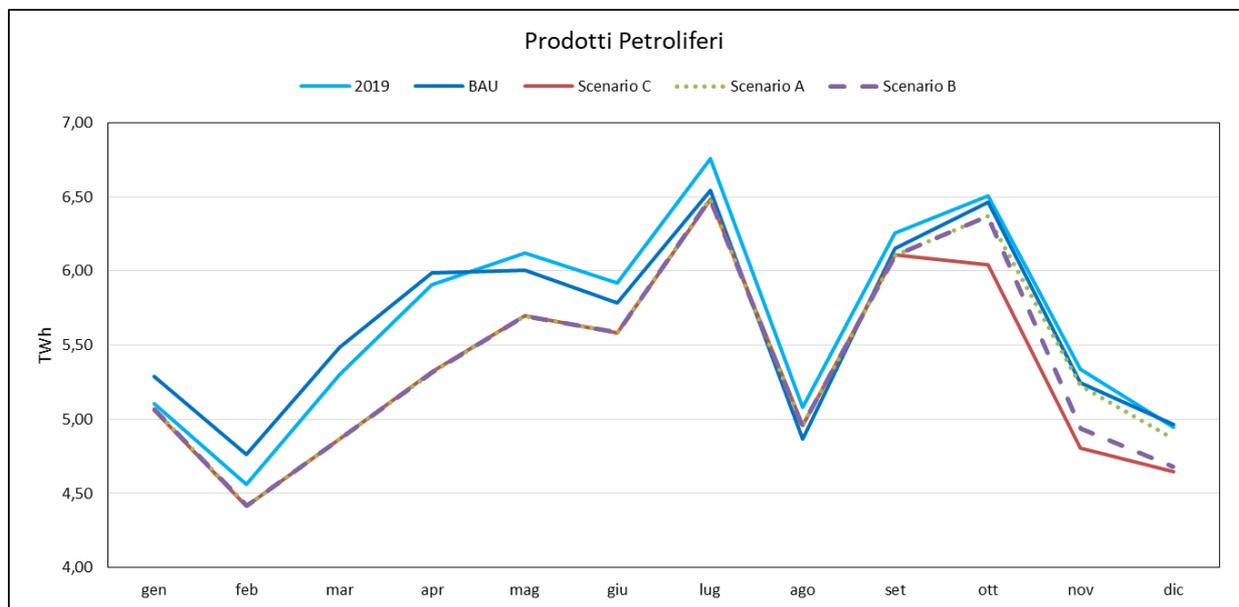
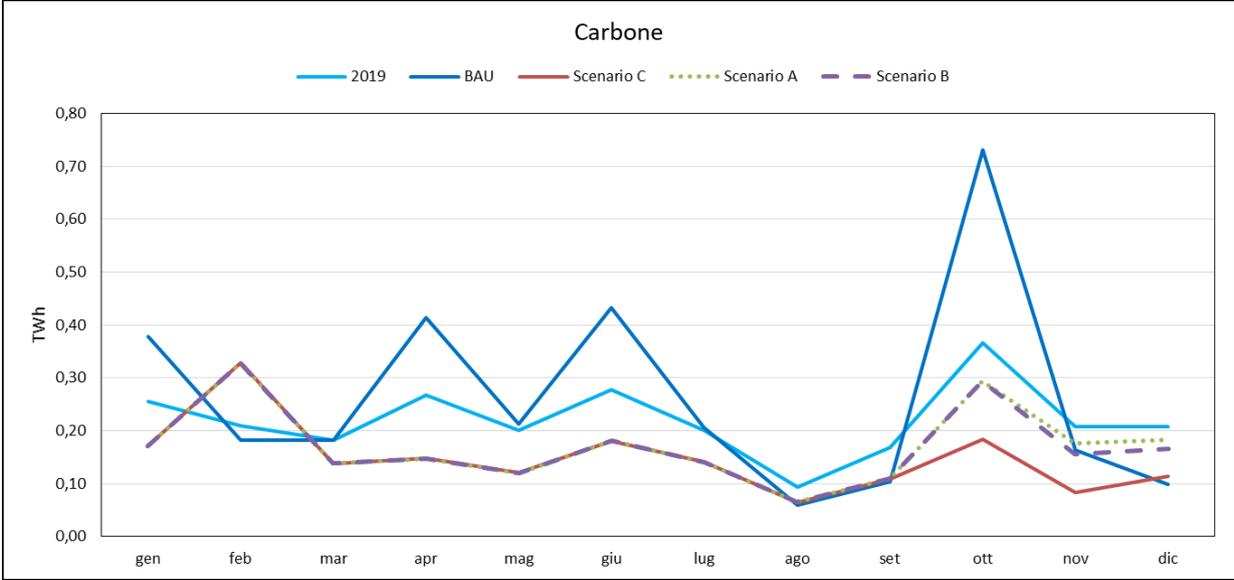


Figure 21 - Consumi dei Prodotti Petroliiferi, settore industria - confronto tra gli scenari



**Figure 22** - Consumi di Carbone, settore industria - confronto tra gli scenari

## Trasporti – I Dati Reali

Per poter ricostruire con dettaglio mensile i consumi dei carburanti utilizzati per i trasporti fino al mese di giugno, sono state utilizzate due strade differenti. Per quanto riguarda i mezzi di trasporto nazionali come la ferrovia (con una riduzione media delle corse del 65% nei mesi di Lockdown [33]) ed il trasporto aereo, i dati sono stati facilmente recuperati dalle pubblicazioni del MiSE [33] [32] e della SNAM [14].

È possibile notare come le restrizioni dovute alla pandemia abbiamo impattato in maniera enormemente significativa sul trasporto aereo, infatti “in termini relativi sono i consumi di carboturbo a segnare il calo tendenziale più marcato nei mesi marzo-giugno: -82% tendenziale (-66% a marzo, -92% ad aprile, -84% a maggio e giugno), per il fermo del traffico aereo” [27].

Per ciò che concerne i consumi dovuti ai veicoli stradali fino al mese di giugno, nel quale è possibile ottenere i dati reali più aggiornati, il ragionamento seguito è maggiormente articolato.

Per poter fare un’analisi più approfondita sulla tipologia di veicoli che ha subito maggiormente le restrizioni dovute al Covid-19 è stata effettuata una suddivisione tra veicoli pesanti e veicoli leggeri.

- I Veicoli Pesanti comprendono autobus, autocarri e motrici;
- I Veicoli Leggeri comprendono motocicli e autovetture.

Tale suddivisione è stata ricavata dal database di Octotelematics in collaborazione con Infoblu [34], società responsabili del controllo e dell’analisi dei flussi di mobilità.

Dal sito di Automobile Club d’Italia (ACI) è stato possibile ricostruire il numero, la tipologia (leggeri o pesanti) e l’alimentazione dei veicoli immatricolati in Italia negli anni 2018 e 2019. Il trend ottenuto dal biennio 18-19 è stato applicato per ricostruire le informazioni sopracitate per il 2020. Nella **Table 31** sono mostrati i numeri dei veicoli immatricolati in Italia, divisi per combustibile e per tipologia.

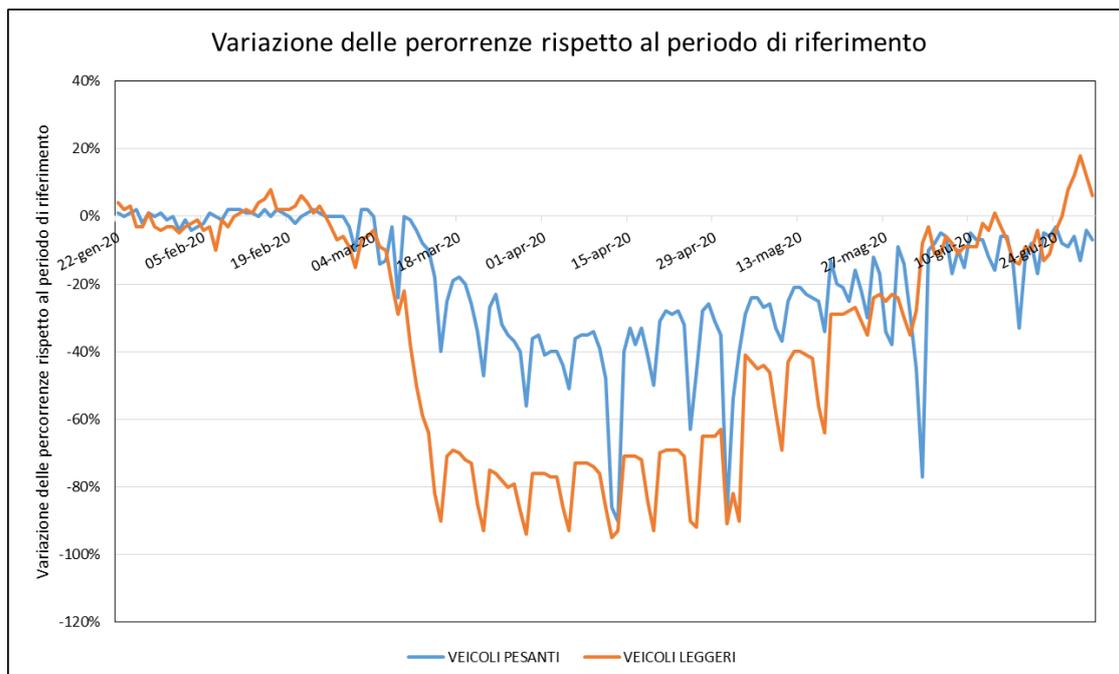
Avendo a disposizione i consumi mensili complessivi di ogni tipo di carburante da gennaio 2018 a giugno 2020, ottenuti da [32] [33] [14], e conoscendo la suddivisione del parco veicoli, è stato possibile suddividere proporzionalmente i consumi tra veicoli pesanti e veicoli leggeri. Per quanto riguarda i consumi di energia elettrica per i trasporti, non è stato possibile trovare sulle fonti ufficiali una suddivisione mensile di tali consumi ma solamente un valore annuale complessivo. Per questa ragione si è ritenuto ragionevole ipotizzare che i consumi di elettricità per i veicoli seguissero un andamento analogo ai veicoli a benzina; di conseguenza è stato applicato tale andamento ai veicoli elettrici.

Per avere una visione più chiara dell’andamento dei consumi durante il primo semestre del 2020 è stata consultata la pagina web “MobilityLab” di Octotelematics [34]. Qui è stato possibile estrapolare con frequenza giornaliera, la variazione della mobilità dei veicoli leggeri e pensanti circolanti, rispetto ad un periodo di riferimento, comprendente il periodo antecedente al 23 febbraio 2020.

In **Figure 23** è mostrato l’andamento della mobilità veicolare nei primi sei mesi del 2020. Inoltre, “Secondo i dati ANAS, il traffico veicolare sulla rete stradale e autostradale di propria competenza, è risultato fortemente in riduzione nel corso dei mesi della pandemia, sia per le limitazioni agli spostamenti che per le restrizioni alle attività produttive. Già nel corso del mese di marzo, infatti,

l'Indice di Mobilità Relativa (IMR), è risultato in calo del 55% rispetto allo stesso periodo del 2019, a seguito delle misure intraprese per il contenimento della pandemia; per i soli veicoli pesanti il calo è stato più contenuto (-25%). Nel corso del mese di aprile il traffico veicolare complessivo sulla rete ANAS si è ulteriormente ridotto, del 43% rispetto a marzo. In termini tendenziali, il calo è stato addirittura pari al 75%. Anche in riferimento ai soli veicoli pesanti, ad aprile si è registrato un calo tendenziale di quasi il 40% (mentre rispetto al mese precedente del 19%). A maggio il traffico è lievemente ripreso, risultando tuttavia ancora decisamente al di sotto rispetto ai flussi di traffico medi dello stesso mese del 2019 (-43%, -23% per i soli veicoli pesanti). Discorso simile per giugno, durante il quale l'IMR è diminuito del 18% rispetto al traffico di giugno 2019 (per i soli veicoli pesanti il calo è anche meno deciso, -8% tendenziale)” [27].

Come era prevedibile, la maggior contrazione è stata avvertita dai veicoli leggeri, infatti “nei 30 giorni successivi al DPCM 11/3 si è registrato un calo consistente del tasso di mobilità in senso stretto, che nella media nazionale si è più che dimezzato scendendo dall'80% al 38%; in sostanza il 42% in meno della popolazione ha effettuato in giornata spostamenti con mezzi motorizzati, in bicicletta o a piedi (in quest'ultimo caso solo se superiori ai 5 minuti)” [35]. Secondo l'ISFORT “la prima fase del Lockdown ha determinato un incremento rilevante della quota di mobilità non-motorizzata (dal 33,3% al 38%) e un incremento marginale di quella della mobilità privata (+0,6%), a svantaggio della mobilità pubblica e di quella intermodale, le quali hanno congiuntamente più che dimezzato il proprio peso (dal 10,3% al 5%)” [35]. La mobilità dei veicoli pesanti ha subito una riduzione meno accentuata dovuto al fatto che i servizi e le merci di prima necessità sono state garantite durante tutto il periodo centrale del Lockdown.



**Figure 23** - Variazione delle perorrenze dei veicoli rispetto al periodo di riferimento, aggiornato al 30 giugno 2020

**Table 31** - Numero di veicoli immatricolati in Italia nel 2018-2019-2020, suddivisi per tipologia ed alimentazione

<b>Tipologia</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>VAR% 18-19</b>	<b>2020</b>
<b>Veicoli a Benzina</b>	<b>24.998.152</b>	<b>25.292.637</b>		<b>25.566.562</b>
<i>di cui leggeri</i>	24.661.977	24.962.323	1.1%	25.236.908
<i>di cui pesanti</i>	336175	330314	-0.2%	329.654
<b>Veicoli a gasolio (Diesel)</b>	<b>22.733.529</b>	<b>22.415.649</b>		<b>22.621.556</b>
<i>di cui leggeri</i>	18.601.378	18.248.971	0.9%	18.413.211
<i>di cui pesanti</i>	4.132.152	4.166.678	1.0%	4.208.345
<b>Veicoli a Metano</b>	<b>1.039.789</b>	<b>1.068.275</b>		<b>1.094.354</b>
<i>di cui leggeri</i>	932.400	969.181	2.2%	990.503
<i>di cui pesanti</i>	107.389	99.094	4.8%	103.851
<b>Veicoli a GPL</b>	<b>2.512.953</b>	<b>2.718.211</b>		<b>2.903.522</b>
<i>di cui leggeri</i>	2.424.240	2.600.242	6.8%	2.777.058
<i>di cui pesanti</i>	88.713	117.969	7.2%	126.463
<b>Veicoli Elettrici</b>	<b>13.993</b>	<b>28.357</b>		<b>42.152</b>
<i>di cui leggeri</i>	9.324	23.639	55.5%	36.758
<i>di cui pesanti</i>	4.669	4.719	14.3%	5.394

**Table 32** - Dati Reali dei consumi di combustibile per il settore dei trasporti

<b>TWh</b>	<b>Gen-2020</b>	<b>Feb-2020</b>	<b>Mar-2020</b>	<b>Apr-2020</b>	<b>Mag-2020</b>	<b>Giu-2020</b>
	<b>Pre-covid</b>	<b>Pre-covid</b>	<b>LP</b>	<b>LT</b>	<b>LP</b>	<b>PL</b>
<b>VAR% Genzina 19-20</b>	3,19%	1,72%	-51,28%	-73,03%	-39,74%	-13,08%
<b>Consumi Benzina</b>	<b>6,77</b>	<b>6,20</b>	<b>3,31</b>	<b>1,91</b>	<b>4,27</b>	<b>6,34</b>
<i>Veicoli leggeri</i>	6,68	6,12	3,27	1,88	4,21	6,25
<i>Veicoli pesanti</i>	0,09	0,08	0,04	0,02	0,06	0,08
<b>VAR% Gasolio 19-20</b>	-0,31%	0,49%	-40,22%	-60,04%	-34,03%	-10,96%
<b>Consumi Gasolio</b>	<b>22,51</b>	<b>21,48</b>	<b>13,79</b>	<b>9,35</b>	<b>15,69</b>	<b>20,69</b>
<i>Veicoli leggeri</i>	18,33	17,48	11,23	7,61	12,77	16,84
<i>Veicoli pesanti</i>	4,18	3,99	2,56	1,74	2,92	3,85
<b>VAR% GPL 19-20</b>	-1,97%	0,32%	-12,20%	-40,08%	-36,33%	-5,58%
<b>Consumi GPL</b>	<b>1,52</b>	<b>1,40</b>	<b>1,27</b>	<b>0,92</b>	<b>1,01</b>	<b>1,39</b>
<i>Veicoli leggeri</i>	1,45	1,34	1,21	0,88	0,97	1,33
<i>Veicoli pesanti</i>	0,07	0,06	0,05	0,04	0,04	0,06
<b>VAR% Metano 19-20</b>	-10,84%	-9,98%	10,40%	-19,93%	-32,74%	0,81%
<b>Consumi Metano</b>	<b>1,74</b>	<b>1,40</b>	<b>1,04</b>	<b>0,67</b>	<b>0,51</b>	<b>0,31</b>
<i>Veicoli leggeri</i>	1,56	1,27	0,92	0,62	0,47	0,28
<i>Veicoli pesanti</i>	0,18	0,13	0,12	0,06	0,04	0,03
<b>VAR% Elettricità 19-20</b>	3,19%	1,72%	-51,28%	-73,03%	-39,74%	-13,08%
<b>Consumi Elettricità</b>	<b>0,009</b>	<b>0,009</b>	<b>0,005</b>	<b>0,003</b>	<b>0,006</b>	<b>0,009</b>
<i>Veicoli leggeri</i>	0,008	0,007	0,004	0,002	0,005	0,008
<i>Veicoli pesanti</i>	0,002	0,001	0,001	0,000	0,001	0,002
<b>VAR% Carboturbo 19-20</b>	0,62%	1,37%	-66,57%	-92,35%	-83,53%	-84,04%
<b>Consumi Carboturbo</b>	<b>3,79</b>	<b>3,44</b>	<b>1,34</b>	<b>0,35</b>	<b>0,83</b>	<b>0,87</b>

Per poter conteggiare in maniera corretta i consumi di biocombustibili per il settore dei trasporti è stato ripreso il *Decreto Legge 10 ottobre 2014* del Ministero dello Sviluppo Economico, nel quale è “stabilita la quota minima di immissione in consumo dei biocarburanti per gli anni successivi al 2015, compresa la sua ripartizione tra le diverse tipologie di biocarburante, inclusi quelli avanzati” [36].

Grazie a questa ripartizione è stato possibile ricostruire la percentuale dei consumi dei biocombustibili durante l’implementazione dei diversi scenari.

Nella tabella sottostante [36] è stata evidenziata l’evoluzione delle quote d’obbligo previste dal Decreto, dove è compreso anche l’obiettivo secondario dei biocarburanti avanzati.

**Table 33** - Evoluzione della quota minima di immissione in consumo di biocarburanti

<b>Anno di Riferimento</b>	<b>Quota minima (%)</b>
<b>2015</b>	5
<b>2016</b>	5.5
<b>2017</b>	6.5
<b>2018</b>	7.5 di cui almeno 1.2 di biocarburanti avanzati
<b>2019</b>	9 di cui almeno 1.2 di biocarburanti avanzati
<b>2020</b>	10 di cui almeno 1.6 di biocarburanti avanzati
<b>2021</b>	10 di cui almeno 1.6 di biocarburanti avanzati
<b>Dal 2022 in poi</b>	7.5 di cui almeno 2 di biocarburanti avanzati

## Trasporti – La costruzione delle Ipotesi

Per poter ipotizzare le evoluzioni future dei consumi relativi al settore dei trasporti nei diversi scenari, in primo luogo è stato ritenuto necessario impostare un modello che potesse descrivere matematicamente il comportamento di questi consumi.

Poiché le diverse tipologie di trasporto, durante il periodo centrale della crisi del Covid-19, hanno risposto in maniera differente alle diverse restrizioni applicate dai DPCM emanati dal governo, è stato ritenuto intelligente suddividere i consumi mensili, dal mese di luglio 2020, per finalità di utilizzo; in particolare sono state considerate tre macro categorie di consumi:

- I consumi dovuti agli spostamenti per lavoro e scuola nei quali sono compresi anche gli spostamenti dovuti a trasferte di lavoro in zone mediamente più distanti e che non coincidono con gli spostamenti per pendolarismo;
- I consumi dovuti a spostamenti di piacere, nei quali sono compresi vacanze, piccoli weekend fuori porta ma anche spostamenti per raggiungere luoghi come palestre, centri estetici, parchi pubblici, ecc.
- I consumi dovuti al trasporto commerciale di merci, beni di prima necessità, e carburanti stessi.

L'*Equazione 1* rappresenta matematicamente la suddivisione dei consumi di combustibile per lo scopo d'uso.

$$E_{m,x} = E_{m,x,lavoro} + E_{m,x,piacere} + E_{m,x,commercio}$$

Equazione 1

Dove:

- $E$  rappresenta il consumo mensile in TWh;
- $m$  indica il mese preso in considerazione;
- $x$  indica la tipologia di combustibile (benzina, metano, GPL, ecc.).

Per poter ricreare in maniera precisa i consumi mensili dei combustibili si è reso necessario considerare un certo numero di fattori, che nella realtà influiscono in maniera diretta o indiretta su questi consumi, perciò, una volta ottenuta la suddivisione per finalità, i consumi di ogni mese e per ogni tipologia di utilizzo sono stati moltiplicati per dei coefficienti che tenessero in considerazione l'influenza di tali fattori.

A seguito di un ragionamento, sono stati presi in considerazione i principali fattori che influiscono sulla tipologia, sulla frequenza e sulla modalità degli spostamenti e di conseguenza sui consumi di combustibile dovuti al settore dei trasporti. Questi fattori sono elencati in **Table 34**.

**Table 34** - Fattori che influiscono sui consumi di combustibile per il settore dei trasporti

Fattore	Descrizione
$f_{PIL}$	Fattore che tiene in considerazione la situazione economica (PIL)
$f_{res}$	Fattore che tiene in considerazione le restrizioni varate dai DPCM del governo
$f_{sm}$	Fattore che tiene in considerazione la quantità di lavoratori in smartworking
$f_{cl}$	Fattore che tiene in considerazione le condizioni climatiche

Andando maggiormente nel dettaglio è facile capire come la situazione economica del Paese, cioè delle famiglie italiane, influisca sulla loro mobilità, in particolar modo sugli spostamenti verso luoghi di piacere e di svago oppure per vacanze. Tali spostamenti risentono di un abbassamento delle possibilità economiche poiché le famiglie non sono in grado di sostenere spese al di fuori dei bisogni primari e di conseguenza si riducono i viaggi verso luoghi che non siano il posto di lavoro o il supermercato.

Come detto precedentemente, il maggior impatto sulla mobilità, e di conseguenza sui consumi dei combustibili, è dovuto alle forti restrizioni applicate dal governo con i DPCM, che hanno costretto a ridurre gli spostamenti di qualsiasi tipo al minimo indispensabile, cioè solo in caso di urgenti necessità. Per questa ragione il fattore dovuto alle restrizioni è quello che determina maggiormente l'andamento dei consumi.

Seppur in maniera inferiore rispetto alle restrizioni, il fattore dovuto al lavoro agile e allo smartworking, influisce in modo significativo sugli spostamenti dei cittadini che, grazie a questa modalità di lavorare riducono giornalmente il tempo di spostamento verso/da il posto di lavoro.

Infine, nonostante il fattore che tiene in considerazione le condizioni climatiche abbia un'influenza sulla scelta del mezzo di trasporto utilizzato per gli spostamenti, esso non influisce in maniera così importante sull'andamento dei consumi dei vari carburanti.

Una volta presi in considerazione tutti questi fattori ed i consumi mensile dei diversi combustibili, il consumo annuale di quest'ultimi è approssimabile alla sommatoria dei consumi mensili sui dodici mesi dell'anno, moltiplicati per i rispettivi fattori (**Equazione 2**). Tale sommatoria è da ripetersi per le diverse finalità di utilizzo dei combustibili.

$$E_{a,x,y} = \sum_{m=1}^{12} E_{m,x,y} \cdot f_{PIL,y} \cdot f_{res,y} \cdot f_{sm,y} \cdot f_{cl,y}$$

Equazione 2

Dove:

- $a$ : indica il consumo annuale del combustibile;
- $y$ : indica la finalità di utilizzo (lavoro, piacere, commercio).

Nonostante questo modello descriva accuratamente le modalità, le finalità e gli andamenti dei consumi dei combustibili per il settore dei trasporti, a livello pratico è davvero complicato reperire le fonti ed i database per poterlo strutturare così nel dettaglio. Per questa ragione, in questo lavoro di tesi, la costruzione degli scenari, è avvenuta in maniera più grossolana (non mi piace questa parola, trovarne un'altra), cioè gli andamenti dei consumi dei vari combustibili da luglio 2020, sono stati ricostruiti basandosi sugli andamenti del periodo precedente, tenendo in considerazione i diversi periodi della pandemia, in cui i dati reali erano disponibili. Tali andamenti sono stati meglio conformati ad ogni mese ("blocchetto") considerando, seppur in maniera approssimata, come i fattori precedentemente elencati potessero influire sul profilo dei consumi.

Ovviamente ogni scenario ha assunto il suo andamento, in funzione della sua criticità. Nelle tabelle seguenti sono stati descritti i profili dei consumi di combustibile per il settore dei trasporti per ciascuno degli scenari.

Table 35 - Consumi di combustibile nel settore dei trasporti - Scenario A

Scenario A (TWh)	Lug-2020	Ago-2020	Set-2020	Ott-2020	Nov-2020	Dic-2020
	PL1	PL1	PL1	PL1	PL1	PL1
<b>VAR% Benzina 19-20</b>	-11,00%	-10,00%	-8,00%	-6,50%	-5,50%	-5,00%
<b>Consumi Benzina</b>	<b>7,03</b>	<b>6,94</b>	<b>6,46</b>	<b>7,06</b>	<b>6,02</b>	<b>6,74</b>
<i>Veicoli leggeri</i>	6,94	6,85	6,38	6,96	5,94	6,65
<i>Veicoli pesanti</i>	0,09	0,09	0,08	0,09	0,08	0,09
<b>VAR% Gasolio 19-20</b>	-9,00%	-12,00%	-7,00%	-5,00%	-4,50%	-6,00%
<b>Consumi Gasolio</b>	<b>23,55</b>	<b>19,66</b>	<b>21,17</b>	<b>23,73</b>	<b>20,62</b>	<b>21,33</b>
<i>Veicoli leggeri</i>	19,18	16,00	17,24	19,32	16,79	17,36
<i>Veicoli pesanti</i>	4,38	3,65	3,94	4,41	3,83	3,96
<b>VAR% GPL 19-20</b>	-4,00%	-7,00%	-3,00%	-2,50%	-2,00%	-4,00%
<b>Consumi GPL</b>	<b>1,65</b>	<b>1,54</b>	<b>1,61</b>	<b>1,70</b>	<b>1,54</b>	<b>1,59</b>
<i>Veicoli leggeri</i>	1,58	1,47	1,54	1,63	1,47	1,52
<i>Veicoli pesanti</i>	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07
<b>VAR% Metano 19-20</b>	0,90%	-5,00%	3,00%	3,50%	4,00%	-5,00%
<b>Consumi Metano</b>	<b>0,31</b>	<b>0,23</b>	<b>0,35</b>	<b>0,48</b>	<b>1,07</b>	<b>1,40</b>
<i>Veicoli leggeri</i>	0,27	0,21	0,31	0,43	0,96	1,26
<i>Veicoli pesanti</i>	0,03	0,02	0,04	0,05	0,11	0,14
<b>VAR% Elettricità 19-20</b>	-12,00%	-17,00%	-10,00%	-7,00%	-6,50%	-7,00%
<b>Consumi Elettricità</b>	<b>0,010</b>	<b>0,009</b>	<b>0,009</b>	<b>0,009</b>	<b>0,009</b>	<b>0,009</b>
<i>Veicoli leggeri</i>	0,008	0,007	0,007	0,008	0,007	0,008
<i>Veicoli pesanti</i>	0,002	0,001	0,001	0,002	0,001	0,002
<b>VAR% Carboturbo 19-20</b>	-50,00%	-20,00%	-10,00%	-5,00%	-3,00%	-2,00%
<b>Consumi Carboturbo</b>	<b>2,99</b>	<b>4,71</b>	<b>4,94</b>	<b>4,87</b>	<b>3,80</b>	<b>4,08</b>

Table 36 - Consumi di combustibile nel settore dei trasporti - Scenario B

Scenario B (TWh)	Lug-2020	Ago-2020	Set-2020	Ott-2020	Nov-2020	Dic-2020
	PL1	PL1	PL1	PL1	LP1	LP1
VAR% Benzina 19-20	-11,00%	-10,00%	-8,00%	-6,50%	-40,00%	-30,00%
<b>Consumi Benzina</b>	<b>7,03</b>	<b>6,94</b>	<b>6,46</b>	<b>7,06</b>	<b>3,82</b>	<b>4,97</b>
<i>Veicoli leggeri</i>	6,94	6,85	6,38	6,96	3,77	4,90
<i>Veicoli pesanti</i>	0,09	0,09	0,08	0,09	0,05	0,06
VAR% Gasolio 19-20	-9,00%	-12,00%	-7,00%	-5,00%	-40,00%	-35,00%
<b>Consumi Gasolio</b>	<b>23,55</b>	<b>19,66</b>	<b>21,17</b>	<b>23,73</b>	<b>12,96</b>	<b>14,75</b>
<i>Veicoli leggeri</i>	19,18	16,00	17,24	19,32	10,55	12,01
<i>Veicoli pesanti</i>	4,38	3,65	3,94	4,41	2,41	2,74
VAR% GPL 19-20	-4,00%	-7,00%	-3,00%	-2,50%	-13,00%	-11,00%
<b>Consumi GPL</b>	<b>1,65</b>	<b>1,54</b>	<b>1,61</b>	<b>1,70</b>	<b>1,37</b>	<b>1,47</b>
<i>Veicoli leggeri</i>	1,58	1,47	1,54	1,63	1,31	1,41
<i>Veicoli pesanti</i>	0,07	0,07	0,07	0,07	0,06	0,06
VAR% Metano 19-20	0,90%	-5,00%	3,00%	3,50%	-25,00%	-20,00%
<b>Consumi Metano</b>	<b>0,30</b>	<b>0,24</b>	<b>0,34</b>	<b>0,47</b>	<b>1,01</b>	<b>1,45</b>
<i>Veicoli leggeri</i>	0,27	0,22	0,30	0,42	0,93	1,32
<i>Veicoli pesanti</i>	0,03	0,02	0,04	0,05	0,08	0,12
VAR% Elettricità 19-20	-12,00%	-17,00%	-10,00%	-7,00%	-50,00%	-40,00%
<b>Consumi Elettricità</b>	<b>0,010</b>	<b>0,009</b>	<b>0,009</b>	<b>0,009</b>	<b>0,005</b>	<b>0,006</b>
<i>Veicoli leggeri</i>	0,008	0,007	0,007	0,008	0,004	0,005
<i>Veicoli pesanti</i>	0,002	0,001	0,001	0,002	0,001	0,001
VAR% Carboturbo 19-20	-50,00%	-20,00%	-10,00%	-5,00%	-70,00%	-50,00%
<b>Consumi Carboturbo</b>	<b>2,99</b>	<b>4,71</b>	<b>4,94</b>	<b>4,87</b>	<b>1,18</b>	<b>2,08</b>

Table 37 - Consumi di combustibile nel settore dei trasporti - Scenario C

Scenario C (TWh)	Lug-2020	Ago-2020	Set-2020	Ott-2020	Nov-2020	Dic-2020
	PL1	PL1	PL1	PL1	LT1	LP1
<b>VAR% Benzina 19-20</b>	-11,00%	-10,00%	-8,00%	-50,00%	-75,00%	-40,00%
<b>Consumi Benzina</b>	<b>7,03</b>	<b>6,94</b>	<b>6,46</b>	<b>3,77</b>	<b>1,59</b>	<b>4,26</b>
<i>Veicoli leggeri</i>	6,94	6,85	6,38	3,72	1,57	4,20
<i>Veicoli pesanti</i>	0,09	0,09	0,08	0,05	0,02	0,06
<b>VAR% Gasolio 19-20</b>	-9,00%	-12,00%	-7,00%	-40,00%	-65,00%	-35,00%
<b>Consumi Gasolio</b>	<b>23,55</b>	<b>19,66</b>	<b>21,17</b>	<b>14,99</b>	<b>7,56</b>	<b>14,75</b>
<i>Veicoli leggeri</i>	19,18	16,00	17,24	12,20	6,15	12,01
<i>Veicoli pesanti</i>	4,38	3,65	3,94	2,79	1,40	2,74
<b>VAR% GPL 19-20</b>	-4,00%	-7,00%	-3,00%	-13,00%	-45,00%	-36,00%
<b>Consumi GPL</b>	<b>1,65</b>	<b>1,54</b>	<b>1,61</b>	<b>1,52</b>	<b>0,86</b>	<b>1,06</b>
<i>Veicoli leggeri</i>	1,58	1,47	1,54	1,45	0,83	1,01
<i>Veicoli pesanti</i>	0,07	0,07	0,07	0,07	0,04	0,05
<b>VAR% Metano 19-20</b>	0,90%	-5,00%	3,00%	15,00%	-25,00%	-30,00%
<b>Consumi Metano</b>	<b>0,30</b>	<b>0,24</b>	<b>0,34</b>	<b>0,47</b>	<b>1,01</b>	<b>1,43</b>
<i>Veicoli leggeri</i>	0,27	0,22	0,30	0,42	0,93	1,32
<i>Veicoli pesanti</i>	0,03	0,02	0,04	0,06	0,08	0,11
<b>VAR% Elettricità 19-20</b>	-12,00%	-17,00%	-10,00%	-50,00%	-75,00%	-45,00%
<b>Consumi Elettricità</b>	<b>0,010</b>	<b>0,009</b>	<b>0,009</b>	<b>0,005</b>	<b>0,002</b>	<b>0,005</b>
<i>Veicoli leggeri</i>	0,008	0,007	0,007	0,004	0,002	0,005
<i>Veicoli pesanti</i>	0,002	0,001	0,001	0,001	0,000	0,001
<b>VAR% Carboturbo 19-20</b>	-50,00%	-20,00%	-10,00%	-70,00%	-95,00%	-80,00%
<b>Consumi Carboturbo</b>	<b>2,99</b>	<b>4,71</b>	<b>4,94</b>	<b>1,54</b>	<b>0,20</b>	<b>0,83</b>

Per completare il quadro dei vari scenari per i consumi del settore dei trasporti, è stato cruciale ricostruire uno scenario Business As Usual; questo per consentire un confronto tra l'andamento che la produzione elettrica del 2020 avrebbe seguito, in coerenza con i trend degli anni precedenti, e le condizioni estreme e inusuali che la pandemia ha provocato con forti ricadute sul sistema energetico.

Table 38 - Consumi dei combustibili nel settore dei trasporti - Scenario BAU

<b>Business As Usual (TWh)</b>	<b>Gen-20</b>	<b>Feb-20</b>	<b>Mar-20</b>	<b>Apr-20</b>	<b>Mag-20</b>	<b>Giu-20</b>	<b>Lug-20</b>	<b>Ago-20</b>	<b>Set-20</b>	<b>Ott-20</b>	<b>Nov-20</b>	<b>Dic-20</b>
<b>VAR% Benzina 19-20</b>	2,4%	-0,6%	-4,1%	2,7%	-5,4%	-3,5%	0,0%	-0,7%	0,5%	2,0%	-3,7%	1,0%
<b>Consumi Benzina</b>	<b>6,71</b>	<b>6,06</b>	<b>6,52</b>	<b>7,26</b>	<b>6,70</b>	<b>7,03</b>	<b>7,90</b>	<b>7,65</b>	<b>7,06</b>	<b>7,70</b>	<b>6,14</b>	<b>7,16</b>
<i>Veicoli leggeri</i>	6,63	5,98	6,44	7,17	6,61	6,94	7,79	7,55	6,97	7,60	6,06	7,07
<i>Veicoli pesanti</i>	0,09	0,08	0,08	0,09	0,09	0,09	0,10	0,10	0,09	0,10	0,08	0,09
<b>VAR% Gasolio 19-20</b>	3,9%	-0,1%	-3,9%	4,5%	-3,4%	-4,8%	1,8%	-3,6%	-0,1%	0,8%	-5,7%	-0,6%
<b>Consumi Gasolio</b>	<b>23,45</b>	<b>21,36</b>	<b>22,18</b>	<b>24,44</b>	<b>22,96</b>	<b>22,13</b>	<b>26,35</b>	<b>21,53</b>	<b>22,76</b>	<b>25,19</b>	<b>20,36</b>	<b>22,56</b>
<i>Veicoli leggeri</i>	19,09	17,39	18,05	19,89	18,69	18,01	21,44	17,53	18,52	20,50	16,58	18,36
<i>Veicoli pesanti</i>	4,36	3,97	4,13	4,55	4,27	4,12	4,90	4,01	4,23	4,69	3,79	4,20
<b>VAR% GPL 19-20</b>	10,2%	-5,7%	-21,6%	4,8%	1,7%	1,9%	1,3%	-2,9%	10,2%	7,3%	0,0%	-0,3%
<b>Consumi GPL</b>	<b>1,71</b>	<b>1,32</b>	<b>1,13</b>	<b>1,61</b>	<b>1,62</b>	<b>1,50</b>	<b>1,74</b>	<b>1,60</b>	<b>1,83</b>	<b>1,87</b>	<b>1,57</b>	<b>1,65</b>
<i>Veicoli leggeri</i>	1,63	1,26	1,08	1,54	1,55	1,44	1,67	1,53	1,75	1,79	1,50	1,57
<i>Veicoli pesanti</i>	0,07	0,06	0,05	0,07	0,07	0,07	0,08	0,07	0,08	0,08	0,07	0,07
<b>VAR% Metano 19-20</b>	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
<b>Consumi Metano</b>	<b>1,95</b>	<b>1,42</b>	<b>1,03</b>	<b>0,69</b>	<b>0,53</b>	<b>0,31</b>	<b>0,30</b>	<b>0,25</b>	<b>0,34</b>	<b>0,46</b>	<b>1,03</b>	<b>1,48</b>
<i>Veicoli leggeri</i>	1,75	1,27	0,92	0,62	0,47	0,28	0,27	0,22	0,30	0,42	0,93	1,32
<i>Veicoli pesanti</i>	0,20	0,15	0,11	0,07	0,05	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,11	0,15
<b>VAR% Elet. 19-20</b>	7,52%	7,26%	8,27%	8,30%	8,57%	8,80%	9,35%	8,97%	8,42%	8,50%	7,70%	8,35%
<b>Consumi Elettricità</b>	<b>0,011</b>	<b>0,010</b>	<b>0,012</b>	<b>0,012</b>	<b>0,012</b>	<b>0,012</b>	<b>0,013</b>	<b>0,013</b>	<b>0,012</b>	<b>0,012</b>	<b>0,011</b>	<b>0,012</b>
<i>Veicoli leggeri</i>	0,009	0,009	0,010	0,010	0,011	0,011	0,012	0,011	0,010	0,011	0,010	0,010
<i>Veicoli pesanti</i>	0,001	0,001	0,001	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,001	0,002
<b>VAR% Carbotur. 19-20</b>	5,9%	1,4%	6,2%	4,3%	3,1%	3,3%	0,0%	5,9%	13,7%	5,5%	5,0%	5,0%
<b>Consumi Carboturbo</b>	<b>3,99</b>	<b>3,44</b>	<b>4,25</b>	<b>4,75</b>	<b>5,17</b>	<b>5,65</b>	<b>5,98</b>	<b>6,23</b>	<b>6,24</b>	<b>5,41</b>	<b>4,11</b>	<b>4,37</b>

Per rendere di più immediata lettura i profili di consumo dei carburanti utilizzati nel settore dei trasporti, di seguito sono mostrati in forma grafica gli andamenti di tali consumi. In ogni grafico sono riportati e messi a confronto i consumi di carburante nei diversi scenari (A, B, C e BAU), resi maggiormente più intuibili dal confronto con i corrispettivi consumi del 2019.

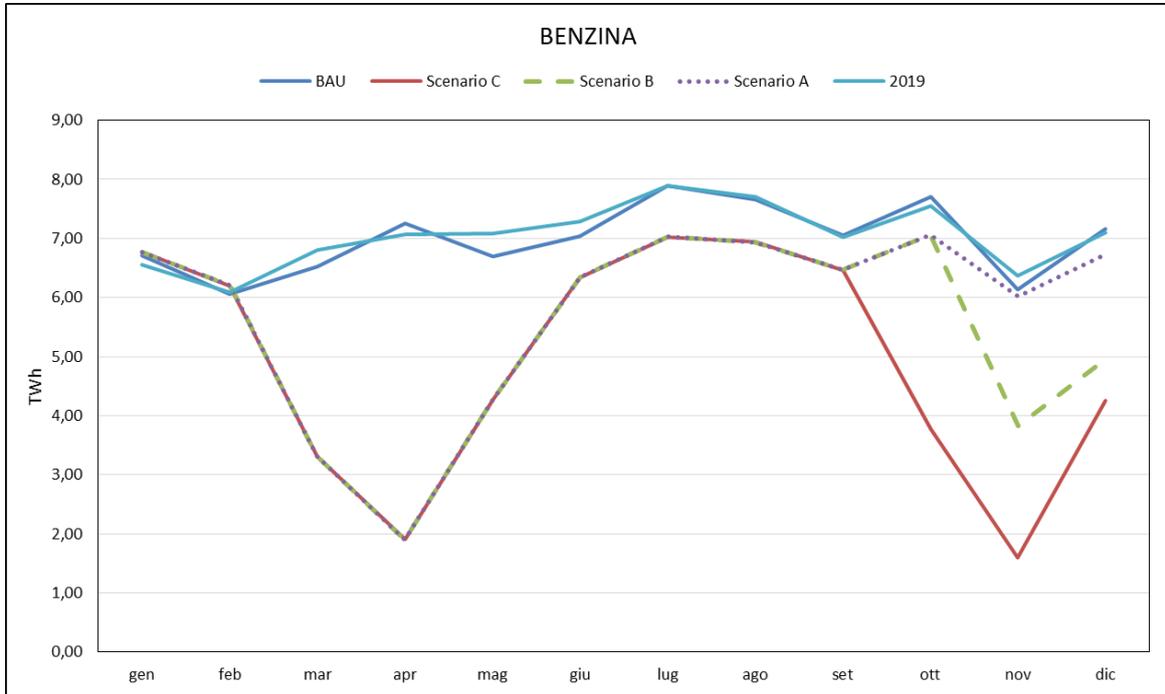


Figure 24 - Consumi di benzina, settore trasporti - confronto tra gli scenari

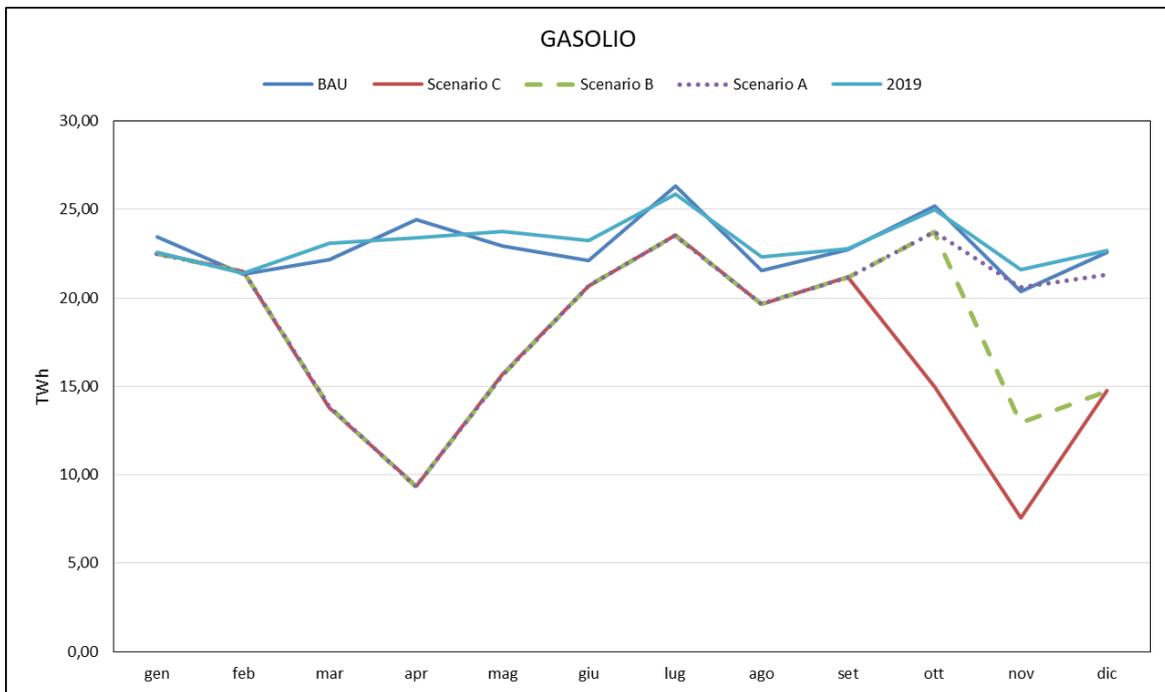
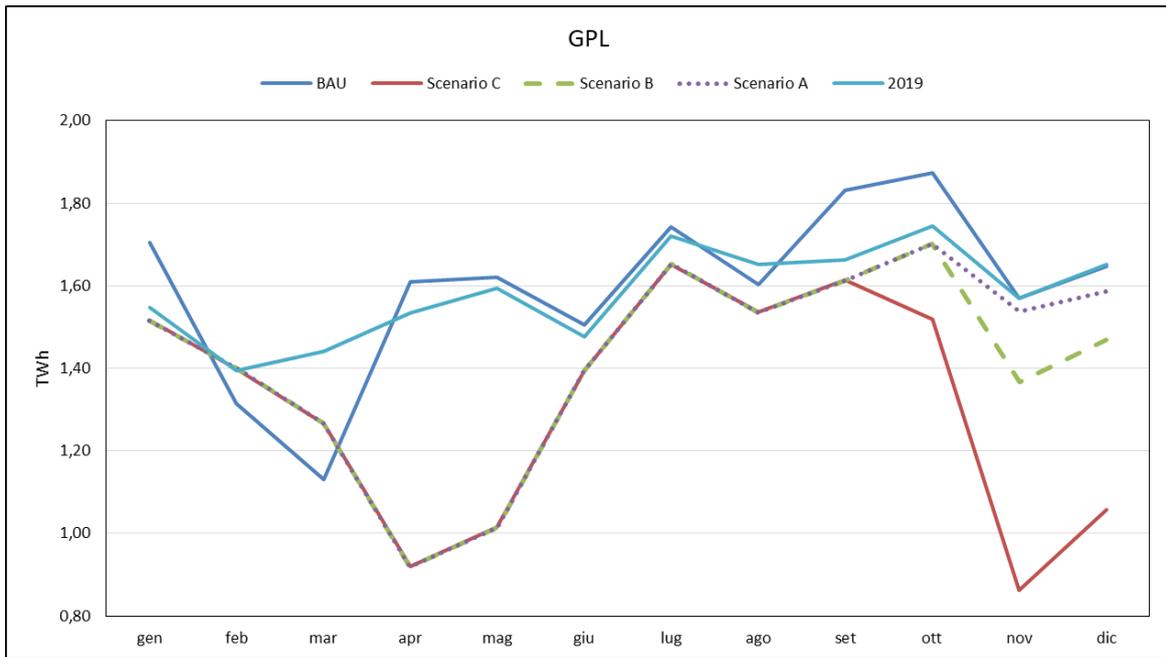
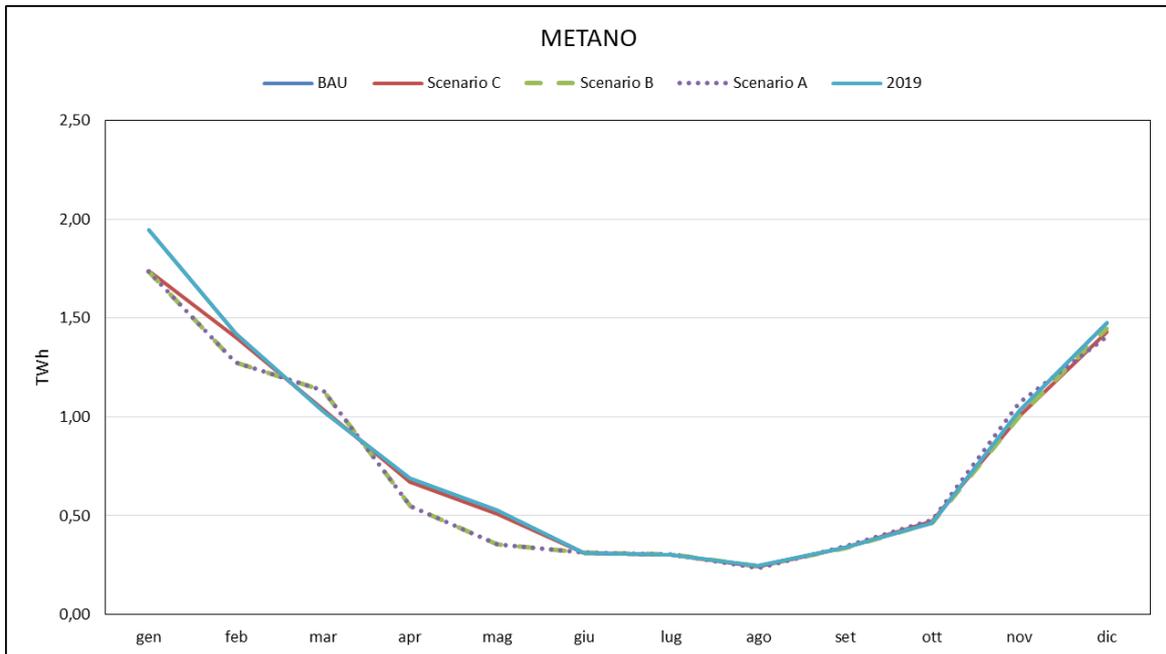


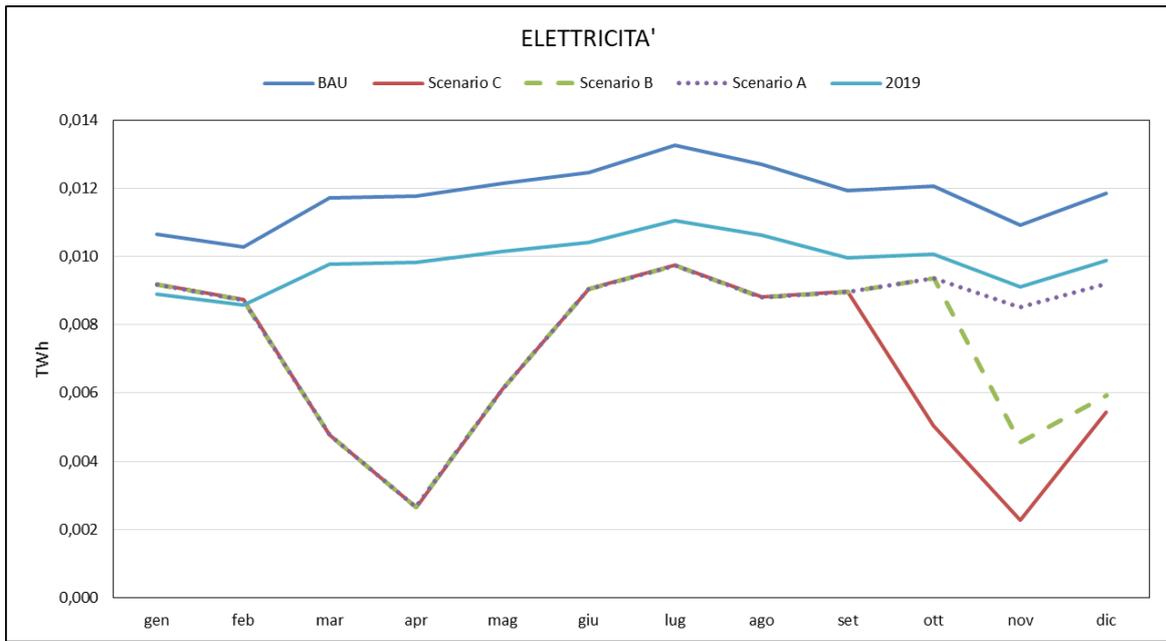
Figure 25 - Consumi di Gasolio, settore trasporti - confronto tra gli scenari



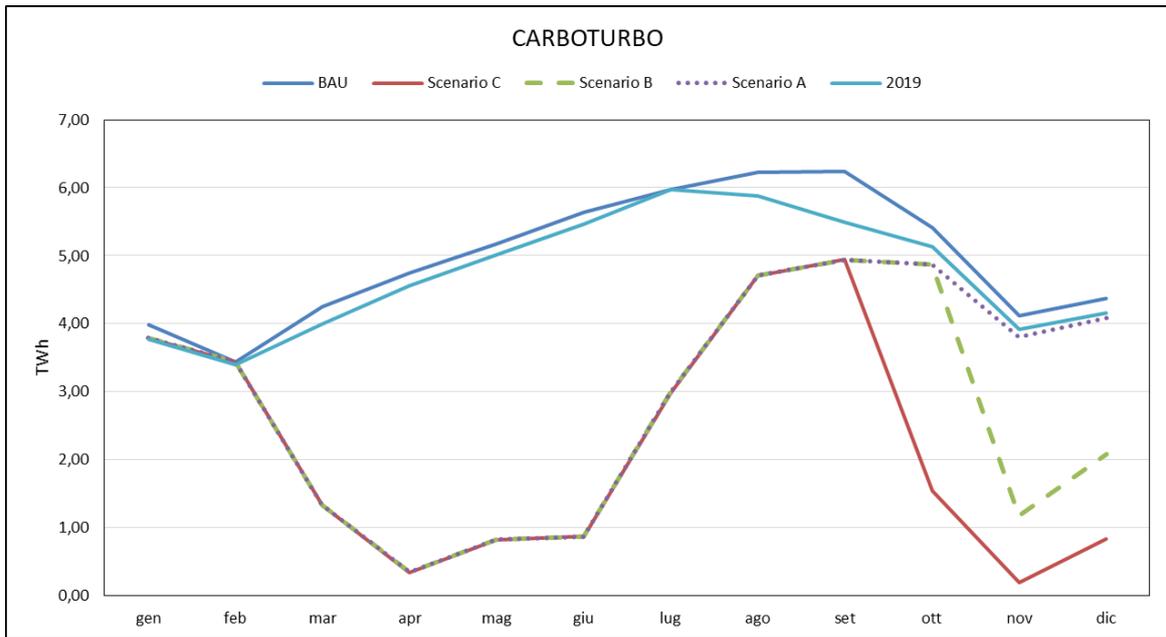
**Figure 26** - Consumi di GPL, settore trasporti - confronto tra gli scenari



**Figure 27** - Consumi di Metano, settore trasporti - confronto tra gli scenari



**Figure 28** - Consumi di Elettricità, settore trasporti - confronto tra gli scenari



**Figure 29** - Consumi di Carboturbo, settore trasporti - confronto tra gli scenari

## Supply

### Generazione di Energia Elettrica – Dati Reali

Per ricavare i dati reali sulla generazione di energia elettrica ci si è affidati nuovamente ai database di Terna, in particolar modo ai “Transparency Report” nella sezione bilanci energetici [37]. È stato possibile ricavare questi dati reali fino al 30 giugno 2020, periodo dopo il quale sono entrate in gioco le ipotesi e la costruzione degli scenari energetici.

Osservando i dati è possibile notare come “nel corso del secondo trimestre la richiesta di energia elettrica sulla rete è diminuita di oltre il 13% rispetto allo stesso periodo del 2019 (-10.4 TWh) per i decisi cali di aprile (-17%), maggio (-10%) e giugno (-13%). Nello stesso periodo anche la produzione nazionale risulta in calo, di 4 TWh (-6% tendenziale), anche se in modo meno sostenuto della domanda sulla rete, perché le importazioni nette si sono ridotte di oltre 6 TWh (-71% la variazione tendenziale). [...] In riferimento ai primi sei mesi del 2020 la produzione nazionale risulta pertanto complessivamente in riduzione di circa 8.5 TWh rispetto allo stesso periodo del 2019” [27].

Per quanto riguarda le fonti primarie per la generazione di energia elettrica, nel secondo trimestre, “si può notare un minore ricorso al gas naturale ed ai solidi (oltre 1 Mtep in meno rispetto ai livelli del II trimestre 2019) che è stato solo in parte compensato dal maggiore utilizzo delle FER (in aumento di quasi 0.5 Mtep) e dei prodotti petroliferi (in modo marginale). In riferimento alla prima metà dell’anno, la riduzione complessiva è stimata di poco inferiore ai 2 Mtep (-7% tendenziale)” [27].

Andando più nel dettaglio, i consumi di gas per usi termoelettrici sono in riduzione di circa il 17% rispetto al II trimestre del 2019, rimanendo in linea con il calo dei primi tre mesi del 2020 (-10%), quindi, la domanda di gas naturale per la produzione termoelettrica nel I semestre risulta in riduzione di oltre 1 Mtep rispetto alla prima metà del 2019 (-13%). [27]

Una nota positiva riguarda una forte riduzione della generazione di energia elettrica da fonti solide, “di circa il 40% nei primi sei mesi del 2020 rispetto allo stesso periodo del 2019, infatti nello stesso lasso temporale la produzione elettrica da solidi nelle sole centrali Enel è diminuita del 39%. In lieve aumento invece la generazione da prodotti petroliferi, ormai comunque stabile su valori molto modesti” [27].

“Complessivamente nei primi sei mesi dell’anno la generazione elettrica da FER, pari a 59 TWh, risulta in aumento di oltre 2 TWh rispetto allo stesso periodo del 2019, principalmente per la maggiore produzione idroelettrica, in aumento di 1,7 TWh (+8% tendenziale). La produzione da intermittenti è risultata invece complessivamente solo in lieve aumento rispetto ai livelli del I semestre del 2019 (+0,4 TWh). Il risultato positivo della produzione solare, in aumento di oltre 1 TWh rispetto al I semestre dello scorso anno (+9%), maturata in particolare nel II trimestre (+15% tendenziale), è stato in buona parte vanificato dalla minore produzione eolica, calata di circa il 7% (-17% tendenziale nel I trimestre, + 11% nel II trimestre)” [27].

“Nel secondo trimestre del 2020, particolarmente notevole è stato il cambiamento subito dal profilo orario della curva di domanda: la curva della domanda residua media oraria del II trimestre dei giorni

feriali risulta quasi sovrapposta alla domanda residua media relativa ai soli giorni festivi e prefestivi del II trimestre 2019. Mentre la curva del carico residuo nei soli giorni festivi e prefestivi del II trimestre ha accentuato la distanza tra il minimo carico residuo (la differenza tra il fabbisogno e la produzione da Fonti Rinnovabili Non Programmabili, FRNP) diurno e il massimo carico residuo serale” [27].

In **Table 39** sono riassunti i dati reali di generazione elettrica dalle varie fonti. I dati hanno cadenza mensile ed è possibile osservare la variazione percentuale rispetto allo stesso periodo del 2019.

**Table 39** - Dati reali generazione elettrica e variazione % rispetto al 2019

TWh	Gen-2020	Feb-2020	Mar-2020	Apr-2020	Mag-2020	Giu-2020
	Pre-covid	Pre-covid	LP	LT	LP	PL
Termoelettrico	15.444	12.687	10.932	9.369	9.066	11.285
VAR% ter.el 19-20	-10.9	-2.6	-18.4	-24.5	-16.7	-7.9
Autoconsumo	2.314	2.401	2.543	2.479	2.530	2.538.5
VAR% aut.cons 19-20	0.1	2.2	-3.1	4.3	3.4	-3.0
Scambio netto con l'estero	3.314	4.068	3.932	0.813	1.276	0.514
VAR% scambio 19-20	17.5	6.2	3.9	-67.9	-59.3	-84.3
Idroelettrico	3.406	2.596	2.794	3.596	5.043	5.422
VAR% Idroel. 19-20	22.3	0.4	32.2	10.7	13.9	-8.0
Eolico	1.690	2.392	1.761	1.258	1.728	1.578
VAR% Eolico 19-20	-27.2	2.3	-28.1	-14.5	8.3	59.1
Fotovoltaico	0.941	1.331	1.588	2.227	2.201	2.307
VAR% FV 19-20	19.4	9.3	-11.6	26.5	27.2	-0.3
Geotermico	0.490	0.460	0.498	0.477	0.464	0.442
VAR% Geoterm. 19-20	-1.3	5.1	3.4	0.9	-2.1	-5.4

Per poter implementare la produzione di energia elettrica in EnergyPLAN è necessario conoscere le potenze installate degli impianti dei vari impianti di generazione, ottenute da Terna [38]. Come spiegato nel modello di riferimento, per far coincidere la produzione reale con quella calcolata dal software è necessario applicare diversi fattori di correzione, elencati in (indicare la tabella). Per quanto riguarda la produzione da termoelettrico, è stata dedicata una sezione indipendente in modo tale da spiegare maggiormente nel dettaglio la suddivisione tra impianti PP e CHP.

**Table 40** - Capacità installate degli impianti di generazione elettrica

GW	2018	2019	2020
Termoelettrico	61.62	60.70	60.80
Idroelettrico	22.50	23.00	23.00
Fotovoltaico	20.10	20.80	20.90
Eolico	10.23	10.70	10.70
Geotermico	0.77	0.80	0.80

È possibile osservare graficamente gli andamenti della produzione elettrica nella sezione successiva in 0000000.

### Generazione di Energia Elettrica – La Costruzione delle Ipotesi

Analogamente a quanto fatto per i trasporti, il modello più corretto da seguire per simulare la produzione di energia elettrica, sarebbe stato quello composto dai consumi mensili nel periodo successivo al 31 giugno 2020, aggiustati per un certo numero di fattori che ne avrebbero influenzato l'andamento.

Per le ragioni sopracitate, cioè l'insufficienza di dati a disposizione per costruire in maniera così strutturata gli scenari, si è deciso di modellare gli andamenti delle diverse produzioni elettriche da luglio 2020, basandosi sugli andamenti del periodo precedente, tenendo in considerazione i diversi periodi della pandemia, in cui i dati reali erano disponibili. Tali andamenti sono stati meglio conformati ad ogni mese ("blocchetto") considerando, seppur in maniera approssimata, come i fattori potessero influire sul profilo della produzione.

Come specificato già precedentemente per i consumi del settore dei trasporti, è stato di fondamentale importanza ricostruire uno scenario Business As Usual per consentire un confronto tra l'andamento che la produzione elettrica del 2020 avrebbe seguito, in coerenza con i trend degli anni precedenti, e le condizioni estreme e inusuali che la pandemia ha provocato con forti ricadute sul sistema energetico.

Di seguito si mostrano le diverse tipologie di generazione elettrica per lo scenario BAU, con i rispettivi valori di tendenze del biennio 2018-2019 applicati al 2020.

**Table 41** - Produzione elettrica - Scenario BAU

<b>Business As Usual (GWh)</b>	<b>Gen-20</b>	<b>Feb-20</b>	<b>Mar-20</b>	<b>Apr-20</b>	<b>Mag-20</b>	<b>Giu-20</b>	<b>Lug-20</b>	<b>Ago-20</b>	<b>Set-20</b>	<b>Ott-20</b>	<b>Nov-20</b>	<b>Dic-20</b>
Termoelettrico	20353,6	11926,1	13102,4	15331,6	11252,3	13589,2	17103,1	14215,8	14021,8	14875,0	11207,8	10559,1
VAR% ter.el 19-20	17,5%	-8,4%	-2,2%	23,5%	3,4%	10,9%	9,1%	0,8%	-2,9%	1,3%	-12,1%	-14,0%
Autoconsumo	2318,0	2525,4	2755,5	2315,4	2285,9	2581,5	2768,7	2318,7	2540,9	2508,8	2244,1	2223,3
VAR% aut.cons 19-20	0,3%	7,6%	5,0%	-2,6%	-6,6%	-1,4%	0,3%	1,2%	0,2%	2,1%	-1,1%	1,3%
Scambio netto con l'estero	1740,2	3325,8	3144,8	1747,4	2981,1	3233,0	2861,5	1825,9	2528,0	3432,4	4001,6	3243,8
VAR% scambio 19-20	-38,3%	-13,2%	-16,9%	-31,0%	-5,0%	-1,6%	-19,0%	-17,9%	-8,5%	-6,8%	27,3%	-4,5%
Idroelettrico	2730,7	2620,9	1399,0	2123,3	2948,7	5793,9	6002,9	4770,9	3789,6	3020,3	4677,2	5562,1
VAR% Idroel. 19-20	-1,9%	1,3%	-33,8%	-34,7%	-33,4%	-1,7%	11,6%	6,7%	6,0%	4,3%	1,2%	24,9%
Eolico	2668,7	3164,9	2461,1	1730,9	2758,1	685,2	1250,9	703,2	1423,7	703,0	3417,8	3065,0
VAR% Eolico 19-20	14,9%	35,4%	0,5%	17,6%	72,8%	-31,0%	0,5%	-3,3%	22,0%	-31,7%	57,1%	26,4%
Fotovoltaico	852,3	2013,5	2679,7	1619,5	1556,2	2466,0	2243,6	2496,0	1805,5	1671,4	644,6	663,5
VAR% FV 19-20	8,2%	65,3%	49,2%	-8,0%	-10,1%	6,5%	-1,1%	10,3%	2,1%	22,0%	1,9%	2,7%
Geotermico	498,0	430,9	471,8	469,1	462,2	469,7	489,7	496,0	474,2	481,4	465,0	431,3
VAR% Geoterm. 19-20	0,4%	-1,6%	-2,0%	-0,8%	-2,5%	0,4%	2,1%	2,5%	1,1%	-0,1%	-0,2%	-6,5%
Pompaggi	-280,6	-170,9	-171,0	-173,1	-196,1	-226,2	-137,9	-145,8	-235,0	-462,6	-235,2	-334,7
VAR% Pompaggi 19-20	12,0%	-5,8%	-22,8%	-24,0%	-0,5%	28,1%	0,9%	16,6%	52,4%	73,3%	21,1%	20,5%

Di seguito sono riassunte le ipotesi fatte per la realizzazione dei tre scenari.

Table 42 - Produzione elettrica - Scenario A

Scenario A (GWh)	Lug-2020	Ago-2020	Set-2020	Ott-2020	Nov-2020	Dic-2020
	PL1	PL1	PL1	PL1	PL1	PL1
Termoelettrico	4797,4	4024,1	3361,3	2751,4	4415,3	4319,0
VAR% ter.el 19-20	-10,8%	-10,0%	-6,0%	-5,0%	-4,5%	-3,0%
Autoconsumo	2799,8	2269,4	2573,8	2507,3	2337,2	2271,6
VAR% aut.cons 19-20	1,4%	-1,0%	1,5%	2,0%	3,0%	3,5%
Scambio netto con l'estero	3068,7	1889,7	2541,2	3462,3	3301,0	3599,9
VAR% scambio 19-20	-13,1%	-15,0%	-8,0%	-6,0%	5,0%	6,0%
Idroelettrico	4797,4	4024,1	3361,3	2751,4	4415,3	4319,0
VAR% Idroel. 19-20	-10,8%	-10,0%	-6,0%	-5,0%	-4,5%	-3,0%
Eolico	976,2	654,6	1108,6	993,7	2132,2	2387,5
VAR% Eolico 19-20	-21,6%	-10,0%	-5,0%	-3,5%	-2,0%	-1,5%
Fotovoltaico	2556,1	2376,4	1874,5	1424,3	654,7	659,0
VAR% FV 19-20	12,7%	5,0%	6,0%	4,0%	3,5%	2,0%
Geotermico	462,4	449,9	445,7	477,2	470,5	468,4
VAR% Geoterm. 19-20	-3,6%	-7,0%	-5,0%	-1,0%	1,0%	1,5%
Pompaggi	-133,4	-123,1	-168,1	-293,6	-215,7	-309,7
VAR% Pompaggi 19-20	-2,4%	-1,5%	9,0%	10,0%	11,0%	11,5%

Table 43 - Produzione elettrica - Scenario B

Scenario B (GWh)	Lug-2020	Ago-2020	Set-2020	Ott-2020	Nov-2020	Dic-2020
	PL1	PL1	PL1	PL1	LP1	LP1
Termoelettrico	14490,1	12696,6	13720,4	14389,4	10196,8	10069,4
VAR% ter.el 19-20	-7,6%	-10,0%	-5,0%	-2,0%	-20,0%	-18,0%
Autoconsumo	2799,8	2269,4	2573,8	2507,3	2201,0	2161,9
VAR% aut.cons 19-20	1,4%	-1,0%	1,5%	2,0%	-3,0%	-1,5%
Scambio netto con l'estero	3068,7	1889,7	2541,2	3462,3	3018,0	3311,2
VAR% scambio 19-20	-13,1%	-15,0%	-8,0%	-6,0%	-4,0%	-2,5%
Idroelettrico	4797,4	4024,1	3361,3	2751,4	6010,4	5877,4
VAR% Idroel. 19-20	-10,8%	-10,0%	-6,0%	-5,0%	30,0%	32,0%
Eolico	976,2	654,6	1108,6	993,7	1523,0	2181,5
VAR% Eolico 19-20	-21,6%	-10,0%	-5,0%	-3,5%	-30,0%	-10,0%
Fotovoltaico	2556,1	2376,4	1874,5	1424,3	556,7	613,8
VAR% FV 19-20	12,7%	5,0%	6,0%	4,0%	-12,0%	-5,0%
Geotermico	462,4	449,9	445,7	477,2	489,1	475,3
VAR% Geoterm. 19-20	-3,6%	-7,0%	-5,0%	-1,0%	5,0%	3,0%
Pompaggi	-133,4	-123,1	-168,1	-293,6	-272,0	-361,1
VAR% Pompaggi 19-20	-2,4%	-1,5%	9,0%	10,0%	40,0%	30,0%

Table 44 - Produzione elettrica - Scenario C

Scenario C (GWh)	Lug-2020	Ago-2020	Set-2020	Ott-2020	Nov-2020	Dic-2020
	PL1	PL1	PL1	PL1	LT1	LP1
Termoelettrico	14490,1	12696,6	13720,4	11746,5	9559,5	9823,8
VAR% ter.el 19-20	-7,6%	-10,0%	-5,0%	-20,0%	-25,0%	-20,0%
Autoconsumo	2799,8	2269,4	2573,8	2384,4	2314,5	2260,6
VAR% aut.cons 19-20	1,4%	-1,0%	1,5%	-3,0%	2,0%	3,0%
Scambio netto con l'estero	3068,7	1889,7	2541,2	3867,5	943,1	1358,4
VAR% scambio 19-20	-13,1%	-15,0%	-8,0%	5,0%	-70,0%	-60,0%
Idroelettrico	4797,4	4024,1	3361,3	3765,1	5316,9	4986,9
VAR% Idroel. 19-20	-10,8%	-10,0%	-6,0%	30,0%	15,0%	12,0%
Eolico	976,2	654,6	1108,6	720,8	1849,3	2642,1
VAR% Eolico 19-20	-21,6%	-10,0%	-5,0%	-30,0%	-15,0%	9,0%
Fotovoltaico	2556,1	2376,4	1874,5	1205,2	759,1	807,6
VAR% FV 19-20	12,7%	5,0%	6,0%	-12,0%	20,0%	25,0%
Geotermico	462,4	449,9	445,7	496,5	470,5	447,7
VAR% Geoterm. 19-20	-3,6%	-7,0%	-5,0%	3,0%	1,0%	-3,0%
Pompaggi	-133,4	-123,1	-168,1	-373,7	-262,3	-361,1
VAR% Pompaggi 19-20	-2,4%	-1,5%	9,0%	40,0%	35,0%	30,0%

Per rendere di più facile lettura questi profili di produzione elettrica, di seguito sono stati allegati in forma grafica gli andamenti per ciascuna tipologia di impianto di generazione. In ogni grafico sono riportate e messe a confronto le energie prodotte nei diversi scenari (A, B, C e BAU) e per rendere più intuibile le variazioni subite viene riportata anche la produzione di energia elettrica durante i mesi del 2019.

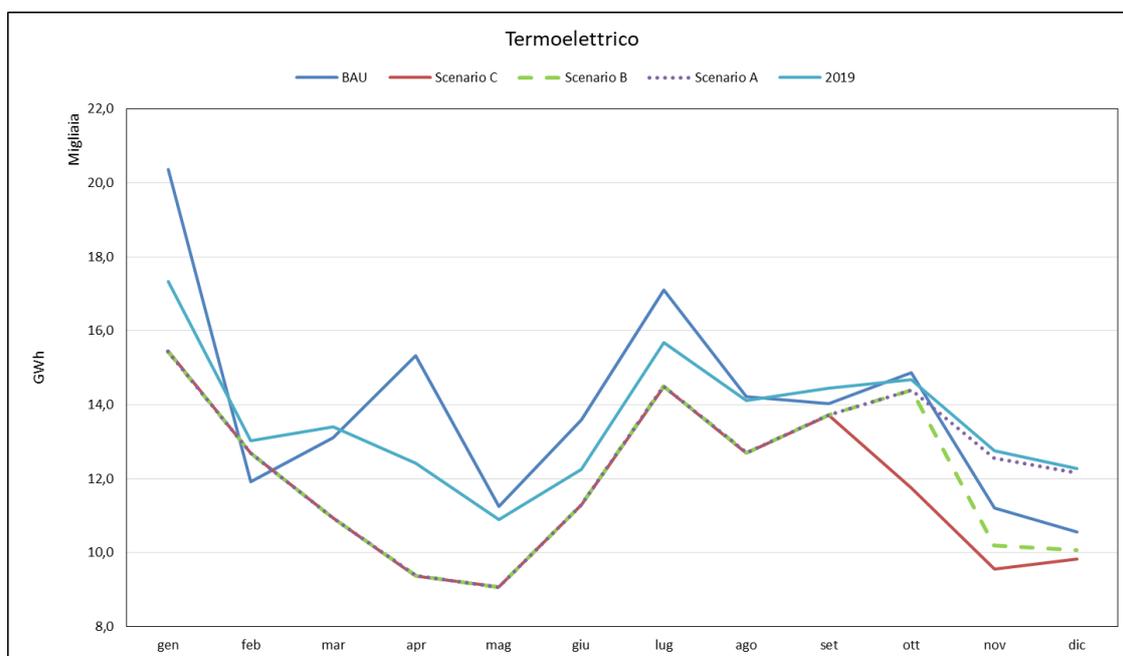


Figure 30 - Produzione Termoelettrica, confronto tra gli scenari

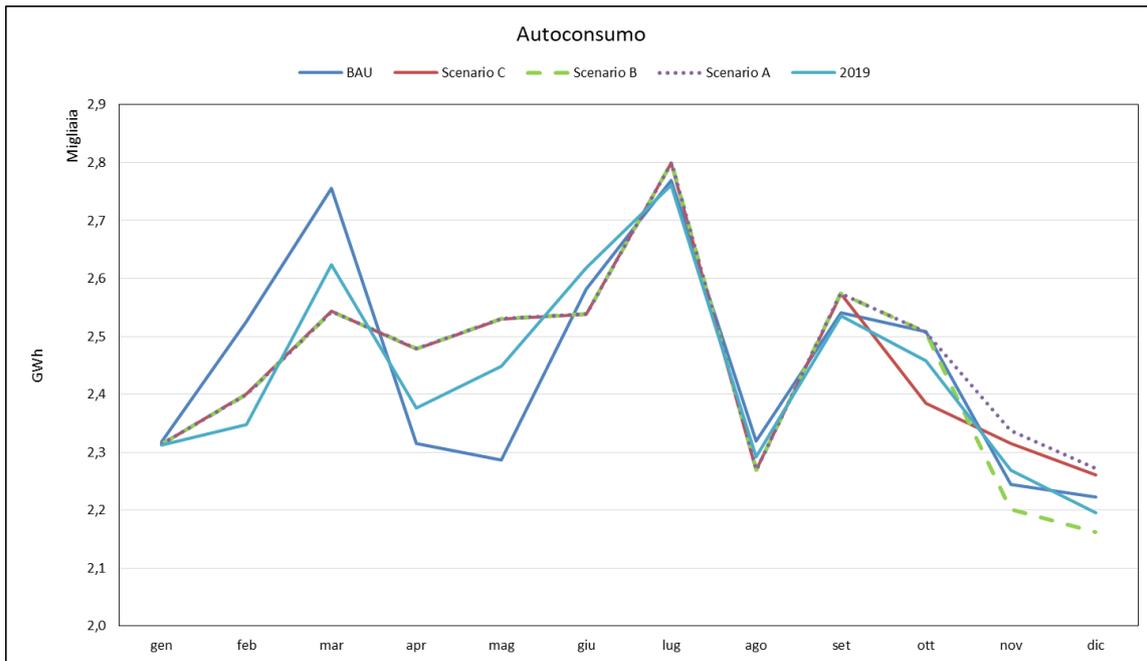


Figure 31 - Autoconsumo, confronto tra gli scenari

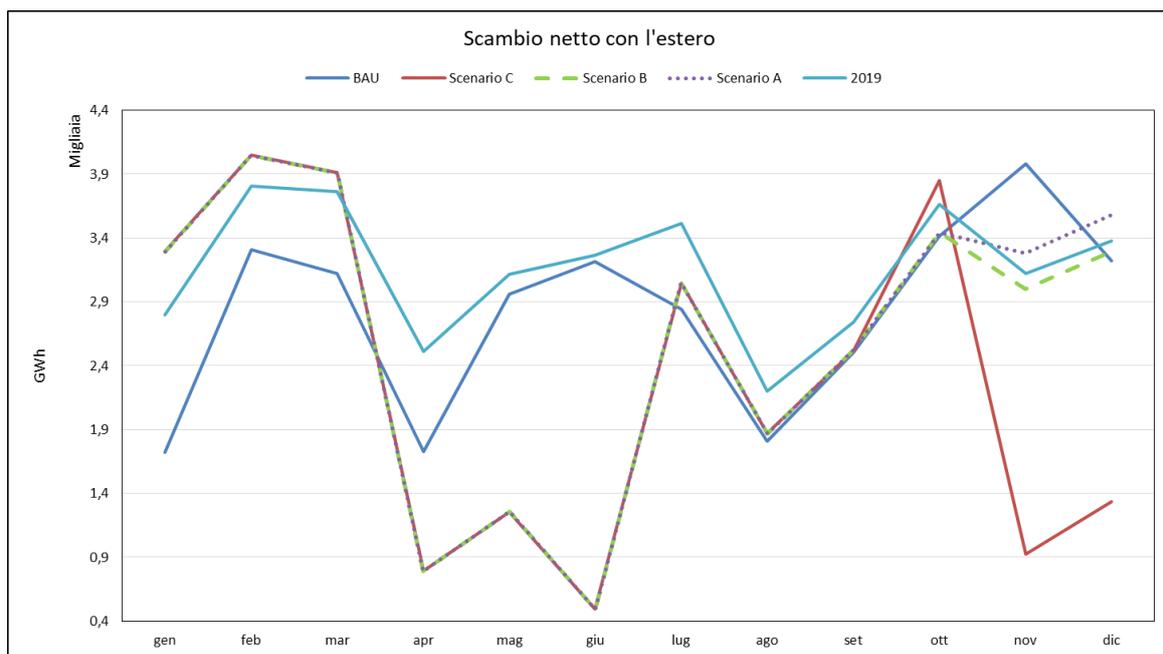


Figure 32 - Scambio netto con l'estero, confronto tra gli scenari

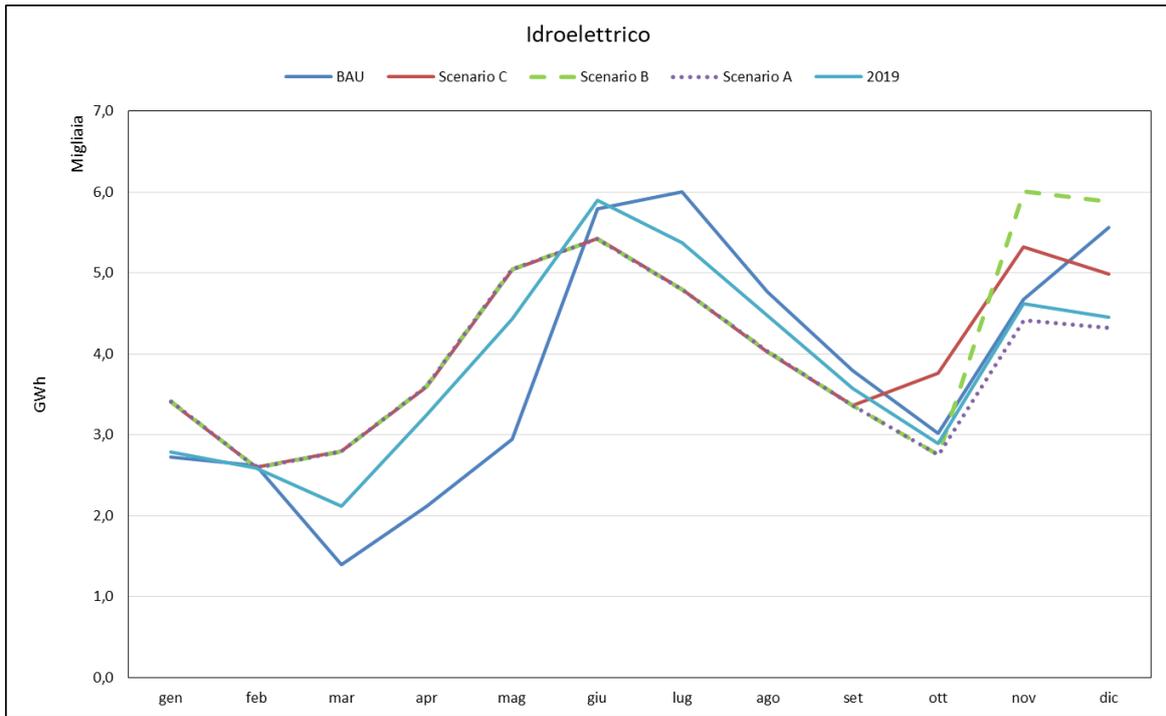


Figure 34 - Produzione idroelettrica, confronto tra gli scenari

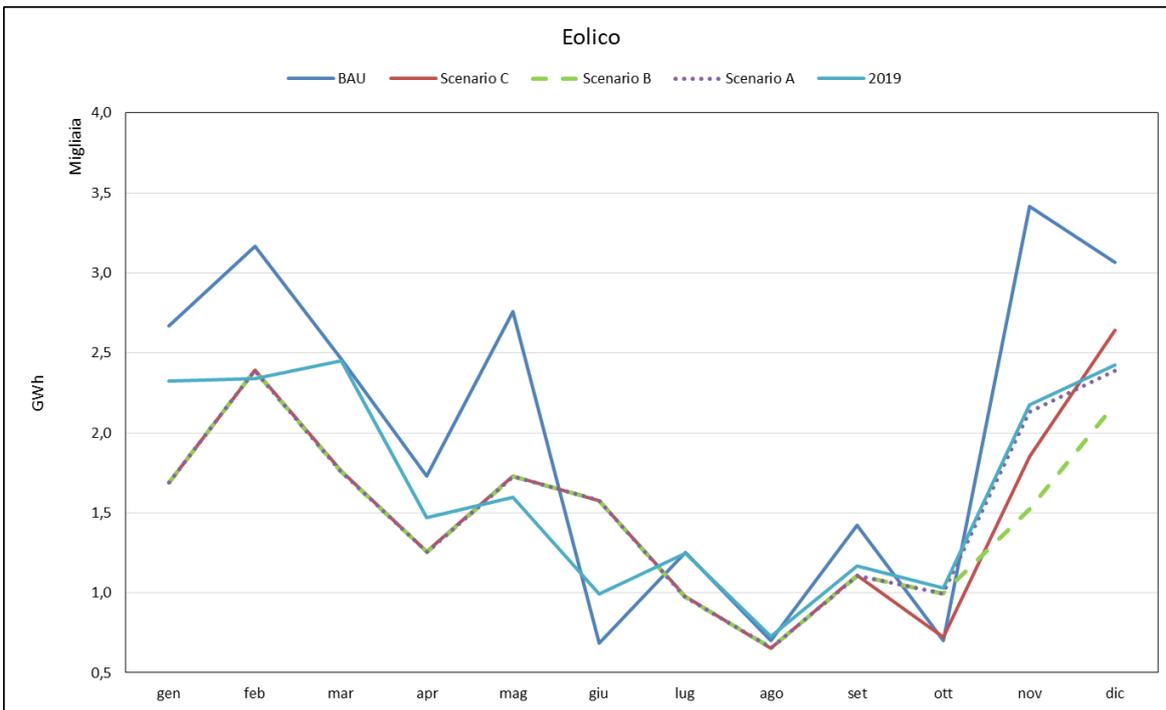
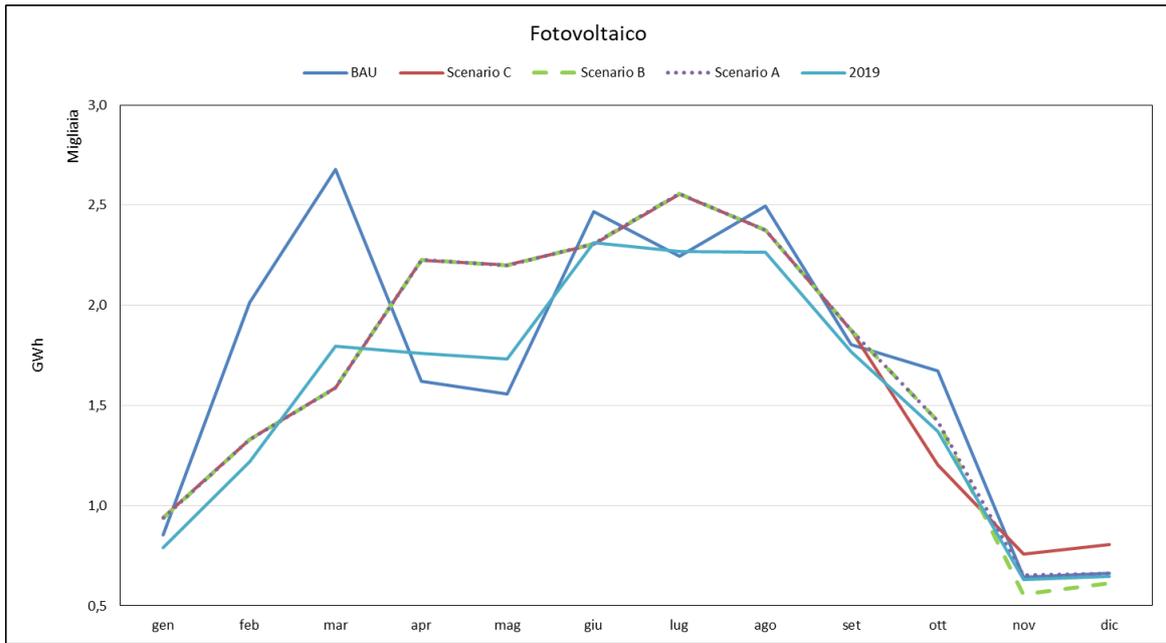
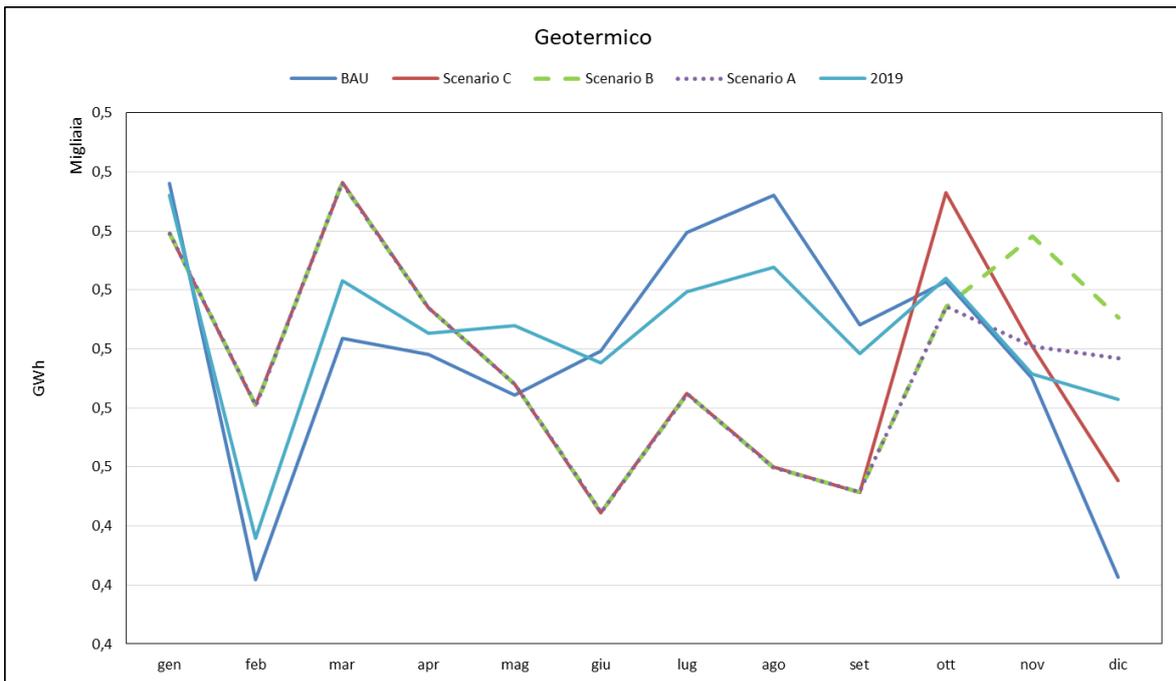


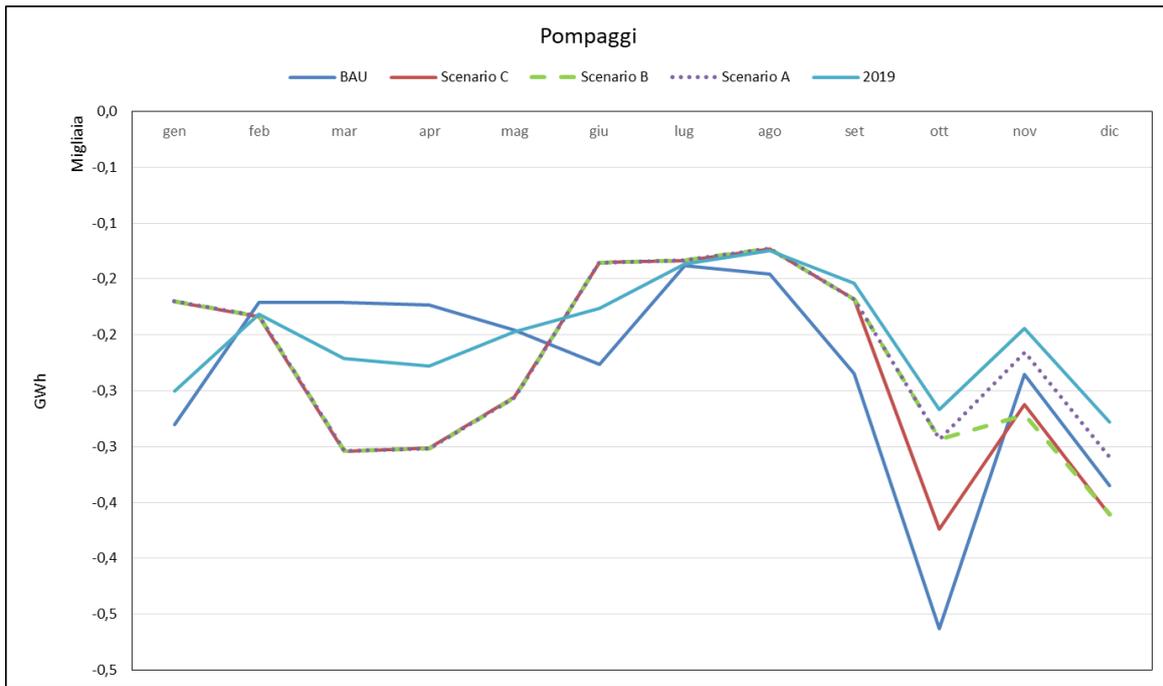
Figure 33 - Produzione Eolica, confronto tra gli scenari



**Figure 35** - Produzione Fotovoltaica, confronto tra gli scenari



**Figure 36** - Produzione Geotermica, confronto tra gli scenari



**Figure 37 - Pompaggi, confronto tra gli scenari**

Per poter simulare correttamente all'interno del software la produzione di energia elettrica, è stato necessario creare ed inserire le distribuzioni orarie di tali generazioni. Per poterlo fare, si è partiti dalle distribuzioni orarie del modello di riferimento e ad esse sono applicate le variazioni subite dagli impianti di generazione nel corso del 2020, in corrispondenza dei diversi blocchetti che compongono gli scenari. Perciò ogni scenario mostra una distribuzione oraria differente.

(Aggiungere i profili orari in questa sezione?) e aggiungere la tabella con i fattori di correzione

## Calore, Energia Elettrica ed Impianti di Potenza Centralizzati

Come anticipato nella sezione “Generazione di Energia Elettrica”, è stato osservato l’andamento della produzione da termoelettrico. In questa sezione si è entrati maggiormente nel dettaglio della tipologia degli impianti. Impianti volti alla sola produzione di energia elettrica (PP) e gli impianti che permettono la produzione simultanea di elettricità e calore (CHP), cioè capaci di lavorare in cogenerazione.

In questa sezione, le capacità installate dei diversi impianti, sono state considerate invariate rispetto al modello di riferimento del 2018, questo perché, nonostante ci siano state delle variazioni per questi valori, essi non sono di un’entità tale da avere rilevanza nei calcoli finali effettuati da EnergyPLAN.

Il software, inoltre, è in grado di adeguare la produzione di energia e di allocare, in maniera attendibile, i consumi di carburante in base alla domanda energetica, implementata nel tab Energy Demand.

## Bibliografia

- [1] «EnergyPLAN,» Aalborg University, [Online]. Available: <https://www.energyplan.eu/>.
- [2] D. Connolly, Gennaio 2013. [Online]. Available: <https://www.energyplan.eu/training/thefideguide/>. [Consultato il giorno Maggio 2020].
- [3] P. Salza, *Strategie per l'ottimizzazione di sistemi di produzione e utilizzazione di energia in ipotesi di penetrazione significativa di fonti rinnovabili*, 2009.
- [4] T. J. Z. Lund H., «Documentation EnergyPLAN,» Settembre 2019. [Online]. Available: <https://www.energyplan.eu/wp-content/uploads/2019/09/EnergyPLAN-Documentation-Version15.pdf>. [Consultato il giorno 14 Maggio 2020].
- [5] S. Bellocchi, M. Manno, M. Noussan, M. G. Prina e M. Vellini, «Electrification of transport and residential heating sectors in support of renewable penetration: Scenarios for the Italian energy system,» *Elsevier*, 2020.
- [6] S. Bellocchi e M. Manno, «Zenodo,» 2020. [Online]. Available: <https://zenodo.org/record/3610063>.
- [7] Ministero dello Sviluppo Economico, «Bilancio Energetico Nazionale 2018,» [Online]. Available: <https://dgsaie.mise.gov.it/ben.php>. [Consultato il giorno 2020].
- [8] TERNA, «Dati Generali 2018,» [Online]. Available: [https://download.terna.it/terna/1-Sez\\_DATI%20GENERALI\\_8d7304e358d68bd.pdf](https://download.terna.it/terna/1-Sez_DATI%20GENERALI_8d7304e358d68bd.pdf). [Consultato il giorno 2020].
- [9] «Zebra 2020,» [Online]. Available: <https://eeg.tuwien.ac.at/zebra/>. [Consultato il giorno 2020].
- [10] IEA, «The Future of Cooling,» 15 Maggio 2018. [Online]. Available: <https://webstore.iea.org/the-future-of-cooling>. [Consultato il giorno 2020].
- [11] GSE, «Rapporto Statistico 2018 - Fonti Rinnovabili,» Dicembre 2019. [Online]. Available: [https://www.gse.it/documenti\\_site/Documenti%20GSE/Rapporti%20statistici/GSE%20-%20Rapporto%20Statistico%20FER%202018.pdf](https://www.gse.it/documenti_site/Documenti%20GSE/Rapporti%20statistici/GSE%20-%20Rapporto%20Statistico%20FER%202018.pdf). [Consultato il giorno 2020].
- [12] GSE, «VALUTAZIONE DEL POTENZIALE NAZIONALE E REGIONALE DI APPLICAZIONE DELLA COGENERAZIONE AD ALTO RENDIMENTO E DEL TELERISCALDAMENTO EFFICIENTE,» Dicembre 2016. [Online]. Available: [https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/it\\_potenziale\\_car\\_tlr\\_nazionale\\_e\\_regionale\\_dic\\_2016.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/it_potenziale_car_tlr_nazionale_e_regionale_dic_2016.pdf). [Consultato il giorno 2020].
- [13] M. Noussan e B. Nastasi, «Data Analysis of Heating Systems for Buildings—A Tool for Energy Planning, Policies and Systems Simulation,» Gennaio 2018. [Online]. Available: <https://www.mdpi.com/1996-1073/11/1/233>. [Consultato il giorno 2020].
- [14] SNAM, «Operating Data - Physical Flows on the National Network,» [Online]. Available: [https://www.snam.it/en/transportation/operational-data-business/0-Physical\\_Flows\\_on\\_the\\_national\\_network/](https://www.snam.it/en/transportation/operational-data-business/0-Physical_Flows_on_the_national_network/). [Consultato il giorno 2020].
- [15] M. Noussan, M. Jarre e A. Poggio, «Real Operation data analysis on district heating load patterns,» Aprile 2017. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S036054421730645X?via%3Dihub>. [Consultato il giorno 2020].
- [16] TERNA, «Produzione 2018,» [Online]. Available: [https://download.terna.it/terna/PRODUZIONE-5\\_8d714f74ef6f6b8.pdf](https://download.terna.it/terna/PRODUZIONE-5_8d714f74ef6f6b8.pdf). [Consultato il giorno 2020].

- [17] «Heat Roadmap Europe 4. Energy models for 14 EU MSs,» [Online]. Available: <https://heatroadmap.eu/energy-models/>. [Consultato il giorno 2020].
- [18] AIRU, «Annuario 2019,» 2019. [Online]. Available: <https://www.airu.it/#ANNUARIO>. [Consultato il giorno 2020].
- [19] TERNA, «Impianti di generazione 2018,» [Online]. Available: <https://download.terna.it/terna/0000/1089/72.PDF>. [Consultato il giorno 2020].
- [20] TERNA, «Total Load,» [Online]. Available: <https://www.terna.it/en/electric-system/transparency-report/total-load>. [Consultato il giorno 2020].
- [21] ISPRA, «Fattori di Emissione,» [Online]. Available: <http://bit.ly/ISPRA-fattori-emissione>. [Consultato il giorno 2020].
- [22] HeatRoadmap, «Fuel Prices,» [Online]. Available: <https://heatroadmap.eu/energy-models/>. [Consultato il giorno 2020].
- [23] HeatRoadmap, «Technology Costs,» [Online]. Available: <https://heatroadmap.eu/energy-models/>. [Consultato il giorno 2020].
- [24] IEA, «Total CO2 Emissions,» [Online]. Available: <https://www.iea.org/data-and-statistics?country=ITALY&fuel=Key%20indicators&indicator=Total%20CO2%20emissions>.
- [25] IEA, «Total Primary Energy Supply,» [Online]. Available: <https://www.iea.org/countries/italy>.
- [26] TERNA, «Transparency Report - Total Load,» [Online]. Available: <https://www.terna.it/en/electric-system/transparency-report/total-load>.
- [27] ENEA, «Analisi Trimestrale del SISTEMA ENERGETICO ITALIANO - II trimestre 2020,» [Online]. Available: <https://www.enea.it/it/seguici/publicazioni/analisi-trimestrale-del-sistema-energetico-italiano>.
- [28] E. Bompard, C. Mosca, S. Cellura e S. Corniati, «L'Impatto del COVID-19 sul carico elettrico nazionale/2,» *Energia*, 2020.
- [29] CONFINDUSTRIA, «Indagine rapida CSC sulla produzione industriale - 31 Luglio 2020,» [Online]. Available: [https://www.confindustria.it/wcm/connect/2eea5510-401d-460f-9b02-dbbcefd7aa6/Indagine+Rapida+sulla+produzione+industriale\\_31Luglio2020\\_Confindustria.pdf?MOD=AJPERES&CACHEID=ROOTWORKSPACE-2eea5510-401d-460f-9b02-dbbcefd7aa6-neQY6q1](https://www.confindustria.it/wcm/connect/2eea5510-401d-460f-9b02-dbbcefd7aa6/Indagine+Rapida+sulla+produzione+industriale_31Luglio2020_Confindustria.pdf?MOD=AJPERES&CACHEID=ROOTWORKSPACE-2eea5510-401d-460f-9b02-dbbcefd7aa6-neQY6q1).
- [30] SNAM, «Operational Business Data - The trend since 2005,» [Online]. Available: [https://www.snam.it/en/transportation/operational-data-business/2-Trends-since-2005/?formindex=1&archive\\_year=2020](https://www.snam.it/en/transportation/operational-data-business/2-Trends-since-2005/?formindex=1&archive_year=2020).
- [31] MiSE, «Bollettino Petrolifero,» [Online]. Available: [https://dgsaie.mise.gov.it/bollettino\\_petrolifero.php?anno=2020](https://dgsaie.mise.gov.it/bollettino_petrolifero.php?anno=2020).
- [32] MiSE, «Bollettino del Carbone,» [Online]. Available: [https://dgsaie.mise.gov.it/bollettino\\_carbone.php?anno=2018](https://dgsaie.mise.gov.it/bollettino_carbone.php?anno=2018).
- [33] MiSE, «Consumi Petroliferi,» [Online]. Available: [https://dgsaie.mise.gov.it/consumi\\_petroliferi.php](https://dgsaie.mise.gov.it/consumi_petroliferi.php).
- [34] Octotelematics, «Mobility DataLab,» [Online]. Available: <https://lab.octotelematics.com/progetto>.
- [35] ISFORT, «La mobilità degli italiani al tempo del COVID-19 - Gli effetti delle restrizioni ad un mese dall'inizio del lockdown,» [Online]. Available: <https://www.isfort.it/progetti/la-mobilita-degli-italiani-al-tempo-del-covid-19/>.
- [36] GSE, «Procedura Applicativa per i Soggetti Obbligati e i Fornitori di GPL e Metano ai Fini dell'Autotrazione,» [Online]. Available:

[https://www.gse.it/documenti\\_site/Documenti%20GSE/Servizi%20per%20te/BIOCARBURANTI/Regole%20e%20procedure/PROCEDURA+SOGGETTI+OBBLIGATI+E+PRODUTTORI.PDF](https://www.gse.it/documenti_site/Documenti%20GSE/Servizi%20per%20te/BIOCARBURANTI/Regole%20e%20procedure/PROCEDURA+SOGGETTI+OBBLIGATI+E+PRODUTTORI.PDF).

- [37] TERNA, «Transparency Report - Energy Balance,» [Online]. Available: <https://www.terna.it/en/electric-system/transparency-report/energy-balance>.
- [38] TERNA, «Transparency Report - Installed Capacity,» [Online]. Available: <https://www.terna.it/en/electric-system/transparency-report/installed-capacity>.