



POLITECNICO
MILANO 1863

SCHOOL OF MANAGEMENT



Il sistema elettrico italiano al 2030: scenari ed opportunità

in collaborazione con:



Lo studio è stato realizzato da:



POLITECNICO
MILANO 1863
SCHOOL OF MANAGEMENT



in collaborazione con:



INDICE

EXECUTIVE SUMMARY

1. Il sistema elettrico italiano al 2030: definizione ed inquadramento degli scenari evolutivi
2. Analisi energetica degli scenari evolutivi
3. Analisi costi-benefici degli scenari evolutivi



EXECUTIVE SUMMARY



**POLITECNICO
MILANO 1863**

SCHOOL OF MANAGEMENT



in collaborazione con:



INTRODUZIONE

Il presente studio, realizzato da Energy & Strategy del Politecnico di Milano ed Anie Energia in collaborazione con RSE (Ricerca sul Sistema Energetico) si pone l'obiettivo di analizzare le opportunità derivanti dall'evoluzione del sistema elettrico italiano al 2030 per i diversi attori coinvolti in questa transizione, in particolar modo con riferimento ai fornitori di soluzioni tecnologiche e servizi, alle utility, alle utenze energetiche e allo Stato.

A tal fine, sono stati definiti tre scenari evolutivi del sistema elettrico italiano al 2030, ciascuno dei quali è valutato sia da un punto di vista "energetico", con particolare riferimento allo stato del sistema elettrico, sia da un punto di vista "economico", ossia in termini di ricadute per i diversi attori coinvolti e delle rispettive contropartite economiche.

CAPITOLO 1

L'evoluzione del sistema elettrico: definizione ed inquadramento degli scenari evolutivi

La definizione degli scenari evolutivi del sistema elettrico italiano al 2030 è basata sullo scenario "Vision 3" elaborato da ENTSOE (European Network of Transmission System Operators for Electricity) nel 2015, il quale è caratterizzato da un forte sviluppo delle fonti rinnovabili ed è compatibile con gli obiettivi di decarbonizzazione al 2030 a livello comunitario.

I tre scenari evolutivi sviluppati sono:

- Scenario “Green”: si basa sulle ipotesi dello scenario “Vision 3” di ENTSOE ma si discosta da esso per una domanda elettrica nazionale in leggera crescita (+0,5% annuo dal 2015 al 2030, rispetto a -0,1% annuo della Vision 3) e un prezzo per i permessi di emissione ridotto del 30% (50 €/tCO₂ rispetto ai 70 €/tCO₂);
- Scenario “Smart Green”: sviluppato a partire dallo scenario “Green”, prevede la diffusione di sistemi di accumulo centralizzati (sulla rete elettrica) e distribuiti associati a impianti fotovoltaici;
- Scenario “Smart Green Electrification”: sviluppato a partire dallo scenario “Smart Green”, prevede una maggiore elettrificazione dei consumi energetici e l’implementazione del *demand response* nel settore residenziale.

I 3 scenari si differenziano per una diversa articolazione degli impianti di produzione di energia elettrica, della domanda di energia e della diffusione di una serie di soluzioni tecnologiche, quali i sistemi di accumulo, i veicoli elettrici, le soluzioni per il *demand response*, le pompe di calore e le tecnologie per lo sviluppo delle reti elettriche.

CAPITOLO 2

Analisi energetica degli scenari evolutivi

L'analisi "energetica" degli scenari evolutivi è volta a simulare lo stato del sistema elettrico italiano al 2030 nei tre diversi scenari, in termini di (i) prezzi dell'energia elettrica, utili a comprendere come la penetrazione delle Fonti Energetiche Rinnovabili (FER) da un lato e l'incremento dei prezzi dei combustibili fossili dall'altro impattino sul sistema; (ii) overgeneration, ossia le situazioni in cui le produzioni non dispacciabili (fonti rinnovabili non programmabili e altri impianti termoelettrici non dispacciabili) devono essere tagliate in quanto non possono essere utilizzate localmente né trasportate in altre zone. In tali situazioni si verificano prezzi zionali nulli e, se molto frequenti, si determina una riduzione della quota di produzione da rinnovabili complessiva; (iii) transiti netti e congestioni interzionali, ossia limitazioni stringenti di capacità di trasporto tra le zone, che possono contribuire all'aggravio delle situazioni di overgeneration.

Le simulazioni del sistema elettrico italiano al 2030 nei diversi scenari sono state effettuate attraverso MTSIM, un simulatore di medio termine del mercato zonale Day-Ahead in grado di ricostruire su un anno un dispacciamento ottimizzato e, di conseguenza, di determinare i consumi di combustibile fossile, le emissioni di CO₂, ma anche informazioni relative alle criticità del sistema (overgeneration, capacità di copertura dei picchi di carico, carenze di disponibilità di capacità di riserva). Esso è ed è stato utilizzato per diversi studi a livello nazionale e paneuropeo, anche nell'ambito di progetti di ricerca Europei (REALISE-GRID, SUSPLAN, GridTech, NATCONSUMER). Il simulatore offre inoltre la possibilità di includere nelle simulazioni tecnologie innovative, quali sistemi di accumulo e tecnologie per il Demand Side Management.

Dall'analisi energetica degli scenari evolutivi è emerso che, nello scenario Green, i prezzi zionali rimangono bassi grazie alla forte penetrazione delle FER, anche se non si riesce a sfruttare pienamente il loro potenziale vista la presenza di 1,7 TWh di overgeneration. Tale valore va riducendosi con l'introduzione di sistemi di accumulo e rinforzi di rete, i quali abilitano un maggiore sfruttamento delle produzioni FER. Inoltre, nello scenario Smart Green, l'introduzione dei SdA ha permesso di ridurre il numero di ore a prezzo nullo nella zona Sud, determinando un leggero recupero del prezzo medio zonale. L'aumento sostanziale del prezzo dell'energia (con un PUN pari a circa 66 €/MWh) nello scenario Smart Green Electrification, rispetto ai valori attuali di mercato, è trascinato dall'incremento del prezzo dei combustibili fossili (ipotesi di scenario: +70% per il gas naturale rispetto ai valori del 2016), oltre che dall'aumento della domanda di energia, e rallentato dalla crescita della produzione rinnovabile. Un'analisi di sensitivity è stata condotta a partire dallo scenario Smart Green Electrification includendo vincoli di riserva (trascurati nelle precedenti analisi) al fine di far emergere ulteriori criticità del sistema elettrico che si potrebbero verificare non solo a livello di Day Ahead o Intra-Day ma anche di MSD (ex-ante). I risultati della sensitivity mostrano alcune criticità consistenti principalmente nell'aumento dell'overgeneration, con conseguente incremento della produzione termoelettrica spacciabile e delle emissioni totali. La disponibilità di potenza dei sistemi di accumulo gioca invece un ruolo di beneficio per il sistema, riduce sensibilmente la necessità di modificare i programmi in uscita dal mercato per garantire le riserve. I sistemi di accumulo, infatti, sono sfruttati come potenza disponibile in rete (e meno in termini di energia effettiva) riducendo anche le movimentazioni richieste alla produzione termoelettrica da combustibile fossile di 1,5 TWh.

CAPITOLO 3

Analisi costi-benefici degli scenari evolutivi

L'analisi "economica" degli scenari evolutivi è volta ad identificare e quantificare le opportunità derivanti dall'evoluzione del sistema elettrico italiano al 2030 per i diversi attori coinvolti in questa transizione. In particolare: (i) i fornitori di soluzioni tecnologiche e servizi, per i quali è stata stimata la variazione del volume d'affari delle imprese associato alla variazione dei volumi di vendita delle soluzioni tecnologiche; (ii) le utility, per le quali è stata stimata la variazione del volume d'affari associato alla variazione dei volumi di vendita di energia elettrica; (iii) le utenze energetiche, per le quali è stata stimata la variazione della "bolletta energetica" (iv) lo Stato, per il quale è stata stimata la variazione del gettito fiscale (IVA, IRES, IRPEF ed accise) associato alla variazione dei volumi di vendita delle soluzioni tecnologiche ed alla variazione dei volumi di vendita di energia elettrica; (v) l'ambiente, per il quale è stata stimata la variazione del costo delle emissioni di CO₂. Tali ricadute sono state valutate non in termini "assoluti", bensì in termini differenziale rispetto ad uno "scenario di riferimento" (cioè inerziale), a policy attuale, che fa riferimento al Reference Primes 2016 realizzato dall'Unione Europea. Ne è risultato che le imprese coinvolte negli scenari di evoluzione del sistema elettrico italiano, con riferimento sia alle utility che ai fornitori delle soluzioni tecnologiche, godrebbero nel complesso di rilevanti benefici a fronte della realizzazione di suddetti scenari evolutivi. La variazione positiva del volume d'affari delle imprese associato alla variazione dei volumi di vendita delle soluzioni tecnologiche più che compensa la contrazione del giro d'affari delle utility, con un saldo, positivo in tutti gli scenari, variabile da un minimo di quasi 57 mld € nello scenario Green (mediamente circa 4,4 mld €/anno tra

il 2018 ed il 2030) ad un massimo di oltre 238 mld € nello scenario Smart Green Electrification (mediamente circa 18,4 mld €/anno tra il 2018 ed il 2030).

L'analisi mostra inoltre una rilevante riduzione della "bolletta energetica" per le utenze energetiche, variabile da un minimo di oltre 2 mld € nello scenario Smart Green Electrification ad un massimo di oltre 16 mld € nello scenario Green. Tale beneficio è conseguito attraverso la realizzazione di una serie di investimenti cospicui, che in valore assoluto variano da un minimo di oltre 68 mld € nello scenario Green ad un massimo di oltre 230 mld € nello scenario Smart Green Electrification, i cui effetti positivi si registrano anche oltre l'orizzonte temporale di riferimento analizzato. Inoltre, tali investimenti generano ulteriori effetti "indotti" positivi, quali ad esempio il mancato costo di acquisto di carburante a seguito dell'elettrificazione della mobilità e di combustibile per il soddisfacimento del fabbisogno termico a livello residenziale.

Infine, anche il bilancio per lo Stato associato all'evoluzione del sistema elettrico italiano risulta positivo in tutti gli scenari, da un minimo di oltre 10 mld € nello scenario Green (mediamente circa 800 mln €/anno tra il 2018 ed il 2030) ad un massimo di quasi 39 mld € nello scenario Smart Green Electrification (mediamente circa 3 mld €/anno tra il 2018 ed il 2030), anche trainato dalle rilevanti ricadute occupazionali ad essi connesse.

Da ultimo, emergono importanti ricadute positive di carattere "ambientale" (in termini di riduzione delle emissioni di CO₂), che si traducono in un beneficio economico netto variabile da un minimo di oltre 3 mld € nello scenario Smart Green Electrification ad un massimo di quasi 5 mld € nello scenario Green.



**POLITECNICO
MILANO 1863**

SCHOOL OF MANAGEMENT



in collaborazione con:



1. L'EVOLUZIONE DEL SISTEMA ELETTRICO: definizione ed inquadramento degli scenari evolutivi

OBIETTIVO E METODOLOGIA

- L'obiettivo del presente capitolo è quello di **introdurre gli scenari evolutivi del sistema elettrico italiano al 2030**, oggetto d'analisi delle sezioni successive.
- Dal punto di vista metodologico, sono stati individuati **3 scenari evolutivi, costruiti a partire dallo scenario VISION 3 del TYNDP 2016 Scenario Development Report di ENTSO-E***. Tale scenario è caratterizzato da un **forte sviluppo delle fonti rinnovabili** ed è **compatibile con gli obiettivi di decarbonizzazione al 2030**.

* Fonte: ENTSO-E, «TYNDP 2016 Scenario Development Report», 22 Maggio 2015.

1. L'evoluzione del sistema elettrico: definizione ed inquadramento degli scenari evolutivi

	Slowest progress	Constrained progress	National green transition	European green revolution
	V1	V2	V3	V4
Economic and financial conditions	Least favourable	Less favourable	More favourable	Most favourable
Focus of energy policies	National	European	National	European
Focus of R&D	National	European	National	European
CO₂ and primary fuel prices	low CO ₂ price, high fuel price	low CO ₂ price, high fuel price	high CO ₂ price, low fuel price	high CO ₂ price, low fuel price
RES	Low national RES (>= 2020 target)	Between V1 and V3	High national RES	On track to 2050
Electricity demand	Increase (stagnation to small growth)	Decrease compared to 2020 (small growth but higher energy efficiency)	stagnation compared to 2020	Increase (growth demand)
Demand response (and smart grids)	As today	Partially used	Partially used	Fully used
	0%	5%	5%	20%
Electric vehicles	No commercial break through of electric plug-in vehicles	Electric plug-in vehicles (flexible charging)	Electric plug-in vehicles (flexible charging)	Electric plug-in vehicles (flexible charging and generating)
	0%	5%	5%	10%
Heat pumps	Minimum level	Intermediate level	Intermediate level	Maximum level
	1%	5%	5%	9%
Adequacy	National - not autonomous limited backup capacity	European - less backup capacity than V1	National - autonomous high backup capacity	European - less back-up capacity than V3
Merit order	Coal before gas	Coal before gas	Gas before coal	Gas before coal
Storage	As planned today	As planned today	Decentralized	Centralized

GLI SCENARI EVOLUTIVI DEL SISTEMA ELETTRICO

La tabella mostra i 3 **scenari evolutivi** del sistema elettrico identificati (**costruiti a partire dallo scenario "VISION 3"**) e la relativa descrizione sintetica.

SCENARIO	DESCRIZIONE SINTETICA SCENARIO
GREEN	Lo scenario si basa sulle ipotesi della Vision 3, ma si differenzia per una domanda elettrica nazionale in leggera crescita (+0,5% annuo dal 2015 al 2030 rispetto a -0,1% annuo della Vision 3) e un prezzo per i permessi di emissione ridotto del 30% (50 €/tCO ₂ invece di 70).
SMART GREEN	Lo scenario è sviluppato, a partire dallo scenario "Green", prevedendo una penetrazione di Sistemi di Accumulo (SdA) sulla rete sia distribuiti in accoppiamento a impianti fotovoltaici sia centralizzati per fornire servizi di <i>peak shaving</i> e servizi ancillari.
SMART GREEN ELECTRIFICATION	Lo scenario è sviluppato, a partire dallo scenario "Smart Green" prevedendo una maggiore elettrificazione dei consumi energetici (anche trainata dai cambiamenti climatici) e l'implementazione del <i>demand response</i> nel settore residenziale.

LA CARATTERIZZAZIONE DEGLI SCENARI EVOLUTIVI DEL SISTEMA ELETTRICO

I 3 scenari si differenziano per una diversa articolazione degli impianti di produzione di energia elettrica, della domanda di energia e della diffusione di una serie di soluzioni tecnologiche (Sistemi di accumulo, veicoli elettrici, *demand response*, pompe di calore, tecnologie per lo sviluppo delle reti elettriche), le cui informazioni principali al 2030 sono riportate in tabella (si rimanda al Capitolo 2 per il relativo dettaglio).

SCENARIO	Termoelettrico non rinnovabile [TWh]	FER [TWh]	Import netto [TWh]	Capacità Sda su rete [GWh]	Richiesta di rete [TWh]
CONSUNTIVO 2015	164	107	46	-	317
GREEN	109	185*	47,9	-	342**
SMART GREEN	109	185*	47,8	1	342**
SMART GREEN ELECTRIFICATION	119	185*	52	1	356***

* Fonte: ENTSO-E, «TYNDP 2016 Scenario Development Report», 22 Maggio 2015 (Vision 3)

** Fonte: F.Lanati, A. Gelmini, M. Benini, M. Gallanti, «A methodology to assess the impact of 2030 EU climate and energy targets on the national power systems: the Italian case», 12th International Conference on the European Energy Market (EEM2015), 20-22 Maggio 2015. (Scenario Policy -36% ENEA-RSE)

*** Include la maggior domanda stimata a seguito della diffusione dei veicoli elettrici (4.5 TWh) e delle pompe di calore per riscaldamento (2 TWh) e per raffrescamento (7.5 TWh).

1. L'evoluzione del sistema elettrico: definizione ed inquadramento degli scenari evolutivi

La caratterizzazione dei diversi scenari evolutivi, e la successiva stima delle ricadute associate (si vedano Capitoli 2 e 3), è realizzata in maniera differenziale rispetto ad uno “scenario di riferimento” (cioè inerziale), a policy attuale.

In particolare, lo scenario di riferimento individuato è il Reference Primes 2016 (REF2016)*, che definisce uno scenario evolutivo al 2030 che include anche gli effetti di tutte le politiche energetiche decise fino all'anno 2014.

La tabella mostra il dettaglio delle soluzioni tecnologiche (impianti di produzione di energia elettrica, sistemi di accumulo, veicoli elettrici, demand response, pompe di calore, tecnologie per lo sviluppo delle reti elettriche) che caratterizzano i 3 scenari evolutivi, in maniera differenziale rispetto allo scenario di riferimento.



* Fonte: European Commission, «EU Reference Scenario 2016: Main results», Luglio 2016. Disponibile online: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/20160712_Summary_Ref_scenario_MAIN_RESULTS%20%282%29-web.pdf

1. L'evoluzione del sistema elettrico: definizione ed inquadramento degli scenari evolutivi

Macrocategoria Tecnologica	Categoria Tecnologica	Green	Smart Green	Smart Green Electrification
FONTI RINNOVABILI (FER)	Idroelettrico	X	X	X
	Eolico	X	X	X
	Fotovoltaico	X	X	X
	Altre fonti rinnovabili	X	X	X
SISTEMI DI ACCUMULO (SdA)	SDA distribuite		X	X
	SDA centralizzate		X	X
VEICOLI ELETTRICI	Veicoli elettrici	X	X	X
	Infrastruttura di ricarica	X	X	X
DEMAND RESPONSE	Tecnologie per la domotica			X
POMPE DI CALORE (PdC)	-			X
SVILUPPO RTN E RETI DI DISTRIBUZIONE	-			X

1. L'evoluzione del sistema elettrico: definizione ed inquadramento degli scenari evolutivi

La tabella mostra il dettaglio dell'**ammontare delle diverse soluzioni tecnologiche che caratterizzano i 3 scenari evolutivi**, in maniera differenziale rispetto allo scenario di riferimento.

Macrocategoria	Tecnologie
FONTI RINNOVABILI (FER)	Idroelettrico (GW)
	Eolico (GW)
	Fotovoltaico (GW)
	Altre fonti rinnovabili (GW)
SISTEMI DI ACCUMULO (SdA)	SDA distribuite (GWh)
	SDA centralizzate (GWh)
VEICOLI ELETTRICI	Veicoli elettrici ed altre soluzioni per la mobilità elettrica (mln #)
	Infrastruttura di ricarica (# punti di ricarica)
DEMAND RESPONSE	Tecnologie per la domotica (mln di kit Smart Home Appliances e Home Management System)
POMPE DI CALORE (PdC)	PdC (MW)
SVILUPPO RTN E RETI DI DISTRIBUZIONE	Sviluppo RTN (MW di nuova capacità delle sezioni)

1. L'evoluzione del sistema elettrico: definizione ed inquadramento degli scenari evolutivi

Rimandando al Capitolo 2 per le assunzioni di dettaglio, si precisa che **tali valori rappresentano delle ipotesi di scenario e non sono da considerarsi una stima del potenziale di mercato relativo a suddette soluzioni tecnologiche.**

Green	Smart Green	Smart Green Electrification
0,1	0,1	0,1
3,4	3,4	3,4
15,8	15,8	15,8
1,07	1,07	1,07
	6,3	6,3
	1	1
1,5	2,4	5,8
900	1.450	3.500
		12
		7.000
		1.000



2. ANALISI ENERGETICA DEGLI SCENARI EVOLUTIVI



**POLITECNICO
MILANO 1863**

SCHOOL OF MANAGEMENT



in collaborazione con:



OBIETTIVO

L'obiettivo del presente capitolo è quello di elaborare una serie di simulazioni del sistema elettrico italiano al 2030 utili a:

- fornire informazioni sullo stato del sistema elettrico nazionale;
- fornire indicazioni sull'impatto sul sistema ed i mercati elettrici derivante dalla diffusione delle diverse soluzioni tecnologiche che caratterizzano i 3 scenari evolutivi.

Nel seguito del capitolo, si procederà a:

- Introdurre le principali assunzioni dei tre scenari presentati nel capitolo precedente;
- Mostrare i risultati delle simulazioni relative allo stato del sistema elettrico italiano nei tre diversi scenari, in termini di:
 - prezzi dell'energia;
 - overgeneration;
 - transiti netti e congestioni.

Attraverso tali risultati è possibile valutare gli impatti (positivi o negativi) di natura energetica associati ai diversi scenari.

METODOLOGIA: PRINCIPALI CARATTERISTICHE DEL SIMULATORE MTSIM

Dal punto di vista metodologico, **le simulazioni del sistema elettrico italiano al 2030 sono state effettuate attraverso il simulatore MTSIM.**

MTSIM è un **simulatore di medio termine del mercato zonale Day-Ahead** in grado di ricostruire su un anno un dispacciamento ottimizzato delle risorse e di conseguenza di **determinare i consumi di combustibile fossile, le emissioni di CO₂**, ma anche **informazioni relative alle criticità del sistema** (overgeneration, capacità di copertura dei picchi di carico, carenze di disponibilità di capacità di riserva). Esso è utilizzato per diversi studi a livello nazionale e paneuropeo, anche nell'ambito di progetti di ricerca Europei (REALISEGRID, SUSPLAN, GridTech, NATCONSUMERS).

MTSIM calcola i prezzi zionali orari su un intero anno, attraverso un dispacciamento ottimizzato, con l'obiettivo di minimizzare i costi per il sistema, considerando i costi di combustibile variabili, i costi ambientali e un eventuale bid-up orario per ogni gruppo dispacciabile (input del modello) e i limiti di flessibilità degli impianti termoelettrici.

MTSIM offre anche la possibilità di includere nelle simulazioni tecnologie innovative, quali:

- Sistemi di Accumulo;
- Demand Side Management e/o Demand Response
- Interconnessioni tradizionali e cavi HVDC che possono essere operati indipendentemente dalla rete in corrente alternata.



2.1 Le ipotesi alla base degli scenari



**POLITECNICO
MILANO 1863**

SCHOOL OF MANAGEMENT



in collaborazione con:



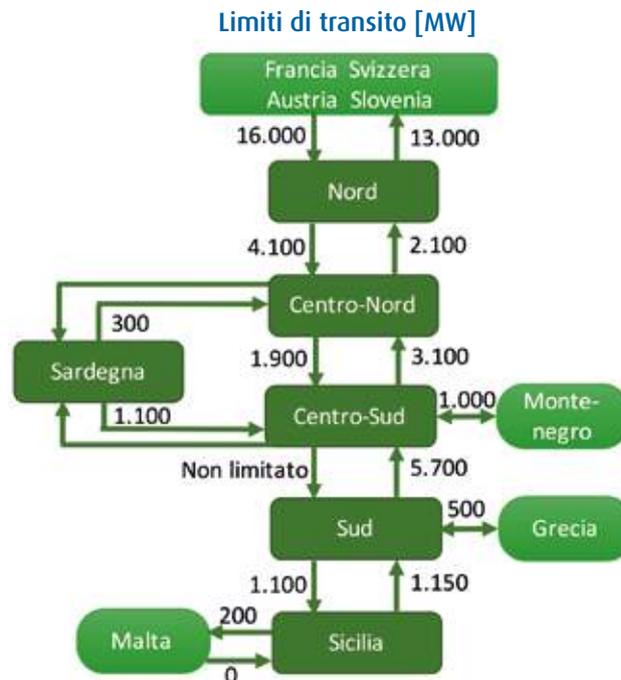
DEFINIZIONE SCENARI: IPOTESI COMUNI

Le simulazioni sono effettuate sull'intero mercato elettrico europeo.

Per le simulazioni del mercato elettrico europeo sono state modellizzate 36 nazioni*.

Per l'Italia (cui fanno riferimento i risultati che seguono):

- sono state modellizzate le 6 zone geografiche del mercato del giorno prima;
- i transiti alle frontiere sono determinati attraverso una simulazione a livello europeo;
- i limiti di capacità (NTC) tra le zone includono i potenziamenti previsti nel Piano di Sviluppo (PdS) di TERNA.



* Albania, Austria, Bosnia Erzegovina, Belgio, Bulgaria, Svizzera, Repubblica Ceca, Germania (2 zone), Danimarca, Estonia, Spagna, Finlandia, Francia, Gran Bretagna, Grecia, Croazia, Ungheria, Irlanda, Italia (6 zone), Lituania, Lussemburgo, Lettonia, Montenegro, Macedonia, Malta, Irlanda del nord, Olanda, Norvegia, Polonia, Portogallo, Romania, Repubblica Serba, Svezia, Slovenia, Slovacchia, Turchia.

Le altre ipotesi comuni ai tre scenari riguardano il costo dei combustibili, della CO₂ e del parco di generazione.

La tabella mostra i costi dei combustibili (al lordo ed al netto dell'impatto del costo della CO₂) considerati nell'analisi, ipotizzando un costo unitario della CO₂ pari a 50 €/tCO₂*.

COMBUSTIBILE	Costo del combustibile [€/GJ]	COSTO DEL COMBUSTIBILE (INCLUSO COSTO CO₂) [€/GJ]
CARBONE	2,8	9,5
GAS	7,2	11,2
LIGNITE	1,1	9,9
OLIO	9,9	15,3

Tali valori sono ampiamente più alti rispetto al costo attuale dei combustibili. Ad esempio, con riferimento al gas, l'incremento è nell'ordine del 70% rispetto ai valori del 2016.

* Fonte: ENTSO-E, «TYNDP 2016 Scenario Development Report», 22 Maggio 2015 (Costi dei combustibili. Per i costi della CO₂, lo scenario Vision 3 di ENTSO-E prevede un costo della CO₂ molto elevato: 70 €/tCO₂. Nei tre scenari di questo studio si è preferito ridurre il costo della CO₂ a 50 €/tCO₂ per tenere conto che oltre al sistema ETS si implementeranno altri strumenti per favorire la decarbonizzazione (incentivazione diretta o indiretta delle rinnovabili, carbon tax, etc.).

2.1 Le ipotesi alla base degli scenari

La tabella mostra la capacità installata degli impianti di generazione di energia elettrica differenziale rispetto allo scenario di riferimento (uguale nei tre scenari), suddivisa per fonte*.

Macrocategoria	Tecnologie	Green	Smart Green	Smart Green Electrification
TERMOELETRICO	-	0	0	0
FONTI RINNOVABILI (FER)	Idroelettrico (GW)	0,1	0,1	0,1
	Eolico (GW)	3,4	3,4	3,4
	Fotovoltaico (GW)	15,8	15,8	15,8
	Altre fonti rinnovabili (GW)	1,07	1,07	1,07

La tabella mostra la capacità installata complessiva degli impianti di generazione di energia elettrica, suddivisa per fonte energetica*.

Macrocategoria	Tecnologie	Green	Smart Green	Smart Green Electrification
TERMOELETRICO	-	56	56	56
FONTI RINNOVABILI (FER)	Idroelettrico (GW)	23,5	23,5	23,5
	Eolico (GW)	19	19	19
	Fotovoltaico (GW)	40	40	40
	Altre fonti rinnovabili (GW)	10,8	10,8	10,8

* Fonte: ENTSO-E, «TYNDP 2016 Scenario Development Report», 22 Maggio 2015.

DEFINIZIONE SCENARI: IPOTESI SPECIFICHE DEGLI SCENARI

Come mostrato nel Capitolo 1, i tre scenari evolutivi si differenziano per una **diversa articolazione degli impianti di produzione di energia elettrica, della domanda di energia e della diffusione di una serie di soluzioni tecnologiche.**

Nelle slide successive si riporta il dettaglio di tali assunzioni, con riferimento a:

- Sistemi di accumulo (SdA);
- Veicoli elettrici;
- Demand Response;
- Pompe di Calore (PdC);
- Sviluppo rete di trasmissione.

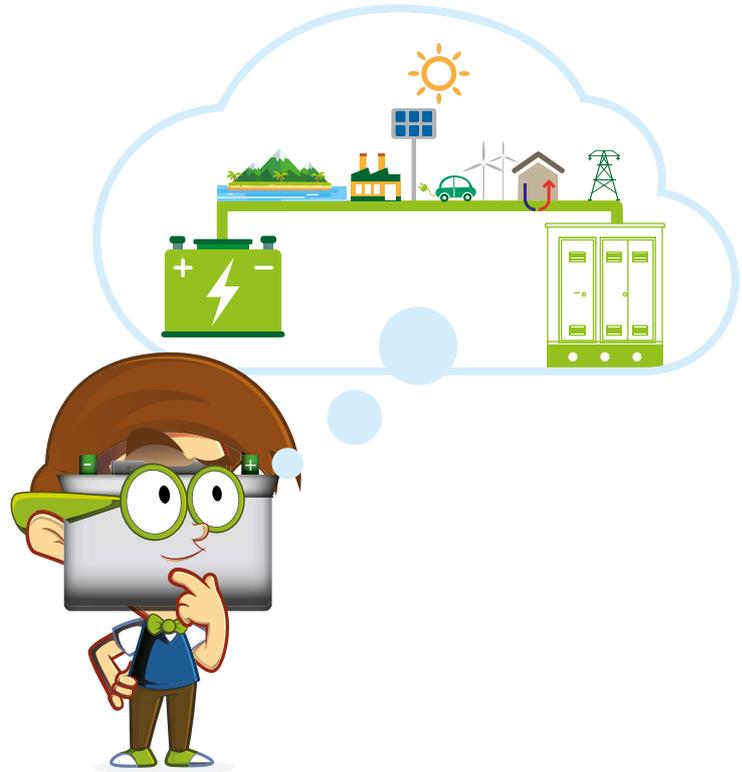
I valori riportati non sono da intendersi come “assoluti”, bensì come **incrementali rispetto allo scenario di riferimento** (Reference Primes 2016) introdotto nel Capitolo 1.

DEFINIZIONE SCENARI: IPOTESI SdA scenari Smart Green e Smart Green Electrification

Negli scenari Smart Green e Smart Green Electrification è stata considerata la **diffusione di Sistemi di Accumulo** elettrochimici (SdA).

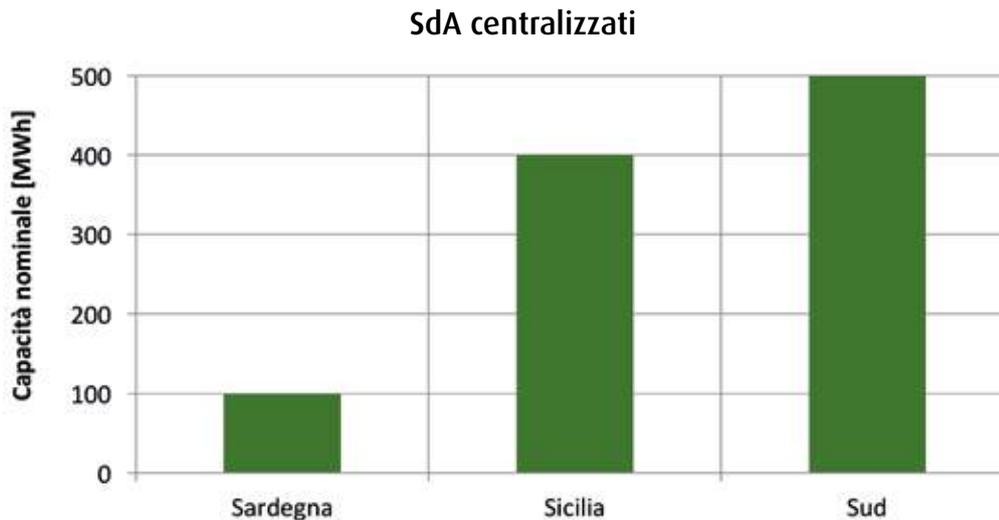
In particolare:

- **SdA centralizzati**, installati su diversi nodi della rete elettrica;
- **SdA distribuiti**, accoppiati a impianti fotovoltaici a livello residenziale.



DEFINIZIONE SCENARI: IPOTESI SDA CENTRALIZZATI (scenari Smart Green e Smart Green Electrification)

Per quanto riguarda i SdA centralizzati, i due scenari considerano la diffusione di sistemi di accumulo aventi una **capacità complessiva di 1 GWh***.



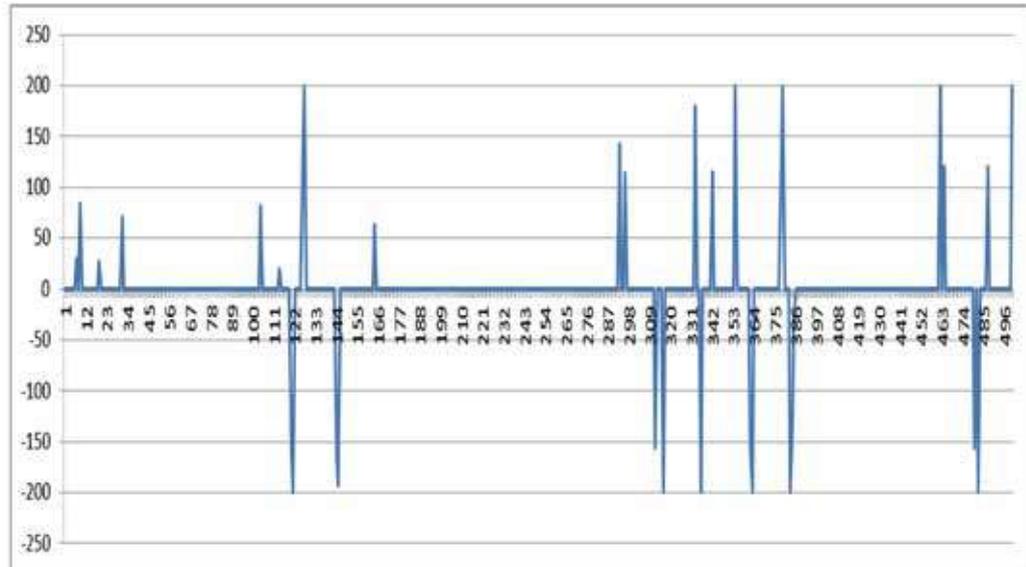
* La penetrazione dei SdA è stata definita attraverso un'analisi di sensitivity per tener conto di un adeguato rapporto costi-benefici per il sistema.

2.1 Le ipotesi alla base degli scenari

I SdA centralizzati sono rappresentati nel modello come **impianti dispacciabili e utilizzabili dal sistema con dei vincoli legati alla capacità, alla potenza e al costo variabile di utilizzo**, similmente a quanto succede per gli impianti idroelettrici.

L'effettivo utilizzo dei SdA centralizzati risulta essere quindi un output del modello che mira a minimizzare i costi di sistema, anche attraverso l'utilizzo dei SdA centralizzati.

La figura mostra un esempio, relativo alla zona SICILIA, della scelta di utilizzo dei SdA centralizzati (MW) da parte del modello.

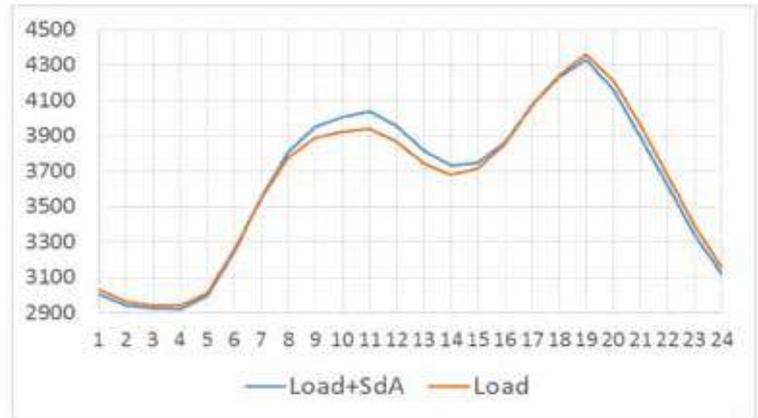


DEFINIZIONE SCENARI: IPOTESI SDA DISTRIBUITI (scenari Smart Green e Smart Green Electrification)

Per quanto riguarda i SdA distribuiti, gli scenari considerano l'installazione di 21 GW* di impianti fotovoltaici (PV) tra il 2018 ed il 2030, il 20% dei quali prevedrà l'**accoppiamento con un SdA****, per una capacità complessiva di circa **6 GWh**.

Il dimensionamento unitario dei SdA (media 4 kWh) è stato definito esaminando 400 profili di utenze residenziali dotate di un impianto fotovoltaico.

- I SdA distribuiti non sono rappresentati singolarmente nel modello, ma aggregati per zona con un profilo di utilizzo fisso, definito con la logica della massimizzazione dell'autoconsumo***.
- La figura mostra un esempio, relativo alla zona SUD, di come l'utilizzo dei SdA distribuiti modifichi la curva di carico zonale (MW).



* Di cui circa 5 GW presenti nello scenario di riferimento ed ulteriori 16 GW nei due scenari.

** Si ipotizza che tale scenario potrà essere abilitato da una revisione del meccanismo dello Scambio sul Posto.

*** Fonte: ANIE ENERGIA, Ricerca sul Sistema Energetico (RSE SpA): «I sistemi di accumulo nel settore elettrico», Marzo 2015.

DEFINIZIONE SCENARI: IPOTESI VEICOLI ELETTRICI (scenario Smart Green Electrification)

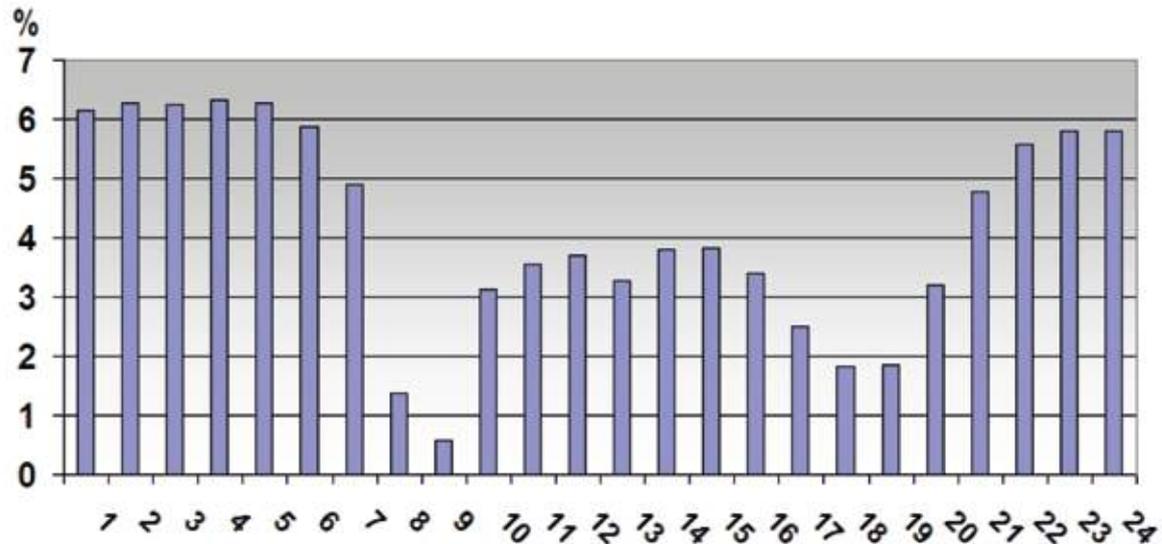
Nello scenario Smart Green Electrification è stata considerata una **maggior richiesta di rete a causa di una maggior penetrazione del vettore elettrico.**

La tabella mostra la diffusione di veicoli elettrici considerata*

Diffusione veicoli elettrici al 2030	Veicoli trasporto privati, pubblici e trasporto merci leggeri, BEV, PHEV [migliaia]	di cui BEV [migliaia]	di cui PHEV [migliaia]
GREEN	1.500	230	975
SMART GREEN	2.400	370	1.440
SMART GREEN ELECTRIFICATION	5.800	1.060	4.130

* Fonti: ENTSO-E, «TYNDP 2016 Scenario Development Report», 22 Maggio 2015 (Scenario Green). M. Riva, I. Gianinoni, «La mobilità elettrica nei settori privato, pubblico e merci», Rapporto Ricerca di Sistema PAR 2013 (scenari Smart Green e Smart Green Electrification).

La figura mostra il profilo di ricarica* dei veicoli elettrici** considerato nel modello.



* Fonte: 2011 IEEE PES General Meeting, "Impact of the penetration of electric vehicles on the Italian power system: a 2030 scenario"

** Tra i veicoli elettrici, sono stati considerati soltanto BEV e PHEV, data la eterogeneità nelle caratteristiche e nelle modalità di utilizzo delle altre tipologie di veicolo (motoveicoli, autobus, mezzi di trasporto leggero)

2.1 Le ipotesi alla base degli scenari

Ipotesi funzionamento veicoli elettrici:

- Percorrenze veicoli elettrici (BEV): 10.000 km/anno;
- Consumi veicoli elettrici: 145 Wh/km;
- Percorrenze veicoli ibridi plug-in (PHEV): 18.000 km/anno di cui 50% ad alimentazione elettrica;
- Consumi PHEV (in modalità elettrica): 145 Wh/km.

Incremento della domanda elettrica a seguito della diffusione della mobilità elettrica nello scenario:

- BEV: 1 TWh/anno;
- PHEV: 3,5 TWh/anno.

DEFINIZIONE SCENARI: IPOTESI PdC (scenari Smart Green Electrification)

Nello scenario Smart Green Electrification è stata inoltre considerata una **maggior richiesta di rete dovuta ad una maggior penetrazione e utilizzo delle pompe di calore per riscaldamento e raffrescamento (PdC)**, anche in virtù dei cambiamenti climatici.

In particolare, si considera la **diffusione di PdC presso 1 milione di abitazioni** (caratterizzate da un COP pari a circa 4 ed installate in abitazioni di recente costruzione aventi una dimensione di circa 100 m²).

Si stima che l'incremento della quota del fabbisogno di calore per riscaldamento soddisfatto con le PdC sia pari a 9 TWh, corrispondente ad un **maggior consumo elettrico** (dovuto all'utilizzo delle PdC) **pari a 2 TWh**.

Si stima inoltre un **maggior consumo elettrico associato alle PdC per il raffrescamento degli edifici, pari a 7,5 TWh**, per effetto dei cambiamenti climatici*.

Zone geografiche e relative proxy	Maggior consumo elettrico per raffrescamento [GWh]
Nord (Milano)	2.600
Centro Nord, C. Sud, Sud (Roma)	3.050
Sicilia, Sardegna (Palermo)	1.850
Totale	7.500

* Fonte: F. Lanati, A. Gelmini, «Impatti dei cambiamenti climatici sul sistema elettrico al 2030». Rapporto Ricerca di Sistema PAR 2014.

DEFINIZIONE SCENARI: IPOTESI DEMAND RESPONSE (scenario Smart Green Electrification)

Nello scenario Smart Green Electrification è stata inoltre considerata l'**implementazione del Demand Response presso utenze residenziali**, che permette di modificare il profilo orario della richiesta di rete associata a tali utenze.

In particolare, si ipotizza un'**ampia partecipazione dei consumatori residenziali (12 milioni di utenze residenziali disposte a modificare il proprio carico in funzione del PUN orario**, aventi un fabbisogno elettrico pari a 2.700 kWh anno/famiglia, di cui quasi un terzo potenzialmente spostabile*).

La quota di carico spostabile è stata sottratta nelle ore con prezzo alto (oltre il 15% sopra la media del giorno) e recuperata nelle ore con prezzo più basso (-10% della media del giorno).

Complessivamente sono stati effettuati spostamenti di carico infragiornalieri per 190 kWh/anno per singolo consumatore, ossia, complessivamente 2,3 TWh.

* Fonte: F. Lanati, A. Gelmini, «Impatti del dynamic pricing applicato ai consumatori elettrici residenziali», Gennaio 2016 (Ipotesi sul profilo orario di carico e di carico spostabile).

DEFINIZIONE SCENARI: SVILUPPO RTN (scenari Smart Green Electrification)

Nello scenario Smart Green Electrification è stato infine considerato **ulteriore sviluppo della RTN**, in aggiunta ai SdA sulla rete, al fine di consentire un maggiore flusso di energia elettrica verso Nord ed ottenere i seguenti benefici:

- riduzione delle overgenerazioni (concentrate nelle zone meridionali),
- riavvicinamento dei prezzi zonali,
- maggior numero di impianti termoelettrici accesi nelle zone con minori disponibilità di riserva.

In particolare, è stato considerato un incremento di **1000 MW di capacità delle sezioni tra le zone tra CentroNord–Nord e CentroNord-CentroSud***.

Tale intervento non intende risolvere completamente le criticità evidenziate nel sistema elettrico, ma risulta essere un valido contributo considerata la frequenza delle congestioni interzonali rilevate.

* Fonte: F.Lanati, A. Gelmini, M. Benini, M. Gallanti, «A methodology to assess the impact of 2030 EU climate and energy targets on the national power systems: the Italian case», 12th International Conference on the European Energy Market (EEM2015), 20-22 Maggio 2015. (Si precisa che tali valori sono addizionali rispetto a quanto previsto nel Piano di sviluppo di Terna).

BOX 1: ANALISI DI SENSITIVITY SULLO SCENARIO SMART GREEN ELECTRIFICATION

Sotto-scenari	SdA	Sviluppo RTN
Smart Green Electrification con riserva	NO	NO
	SI	NO
	SI	SI

Al fine di avere indicazioni sulle eventuali **criticità del sistema elettrico** che si potranno manifestare non solo a livello di Day Ahead o Intra-Day ma anche in MSD (ex-ante), è interessante richiedere che il modello soddisfi anche i **vincoli di riserva** (secondaria, terziaria, terziaria pronta). È questo il motivo per cui è **stata svolta un'analisi di *sensitivity* sullo scenario Smart Green Electrification introducendo la riserva.**

In questo modo, non si simula più il singolo mercato elettrico (e quindi i risultati in termini di prezzi e ricavi perdono di valenza), ma è interessante analizzare il dispacciamento, le emissioni, l'utilizzo dei sistemi di accumulo e l'overgeneration.

Sono sviluppati tre diversi sotto-scenari «Smart Green Electrification» con vincoli di riserva, per poter valutare l'impatto dell'utilizzo dei SdA e dei rinforzi di rete sul sistema.



2.2. I risultati degli scenari



**POLITECNICO
MILANO 1863**

SCHOOL OF MANAGEMENT



in collaborazione con:



RISULTATI DEGLI SCENARI AL 2030

L'analisi energetica degli scenari evolutivi è volta a simulare lo stato del sistema elettrico italiano al 2030 nei tre diversi scenari, in termini di:

- **prezzi dell'energia:** si riportano i prezzi medi zonal e il PUN medio annuo utili a capire come la forte penetrazione di FER da un lato e l'incremento dei prezzi dei combustibili fossili dall'altro impattino sul sistema.
- **overgeneration:** si intendono le situazioni in cui le produzioni non dispacciabili (fonti rinnovabili non programmabili e altri termoelettrici non dispacciabili) devono essere tagliate in quanto non possono essere utilizzate localmente né trasportate in altre zone. In tali situazioni si verificano prezzi zonal nulli e, se molto frequenti, si determina una riduzione della quota di produzione rinnovabile complessiva.
- **transiti netti e congestioni interzonal:** si fa riferimento a limitazioni stringenti di capacità di trasporto tra le zone, che possono contribuire all'aggravio delle situazioni di overgeneration.

RISULTATI DEGLI SCENARI AL 2030: PREZZI DELL'ENERGIA

La tabella mostra i prezzi dell'energia risultanti dallo scenario Smart Green Electrification.

SCENARIO	PUN [€/MWh]	PREZZO ZONALE [€/MWh]					
	Italia	Nord	Centro Nord	Centro Sud	Sud	Sicilia	Sardegna
SMART GREEN ELECTRIFICATION	66	67	66	66	64	63	66

La maggior domanda elettrica (+14 TWh) che caratterizza tale scenario non rende confrontabili i suoi prezzi con quelli registrati negli altri due scenari.

È invece possibile apprezzare che l'impatto dei SdA, passando dallo scenario Green allo scenario Smart Green, non si limita a diminuire i picchi di prezzo, ma riduce anche le ore con prezzi nulli delle zone meridionali (comportando complessivamente un leggero aumento dei prezzi medi).

SCENARIO	Δ PUN [€/MWh]	Δ PREZZO ZONALE [€/MWh]					
	Italia	Nord	Centro Nord	Centro Sud	Sud	Sicilia	Sardegna
SMART GREEN VS GREEN (Impatto dei SdA)	+1	-0	+0,7	+0,6	+1	+2	+0,6

RISULTATI DEGLI SCENARI AL 2030: OVERGENERATION

SCENARIO	Overgeneration - Quantità [GWh]			
	Italia	Sud	Sicilia	Sardegna
Green	1.713	603	546	256
Smart Green	1.513	457	541	220
Smart Green Electrification	520	186	176	69

Si può osservare un **trend decrescente di overgeneration** passando dallo scenario **Green** allo scenario **Smart Green Electrification**, dovuto sia allo sviluppo della rete sia alla diffusione dei SdA.

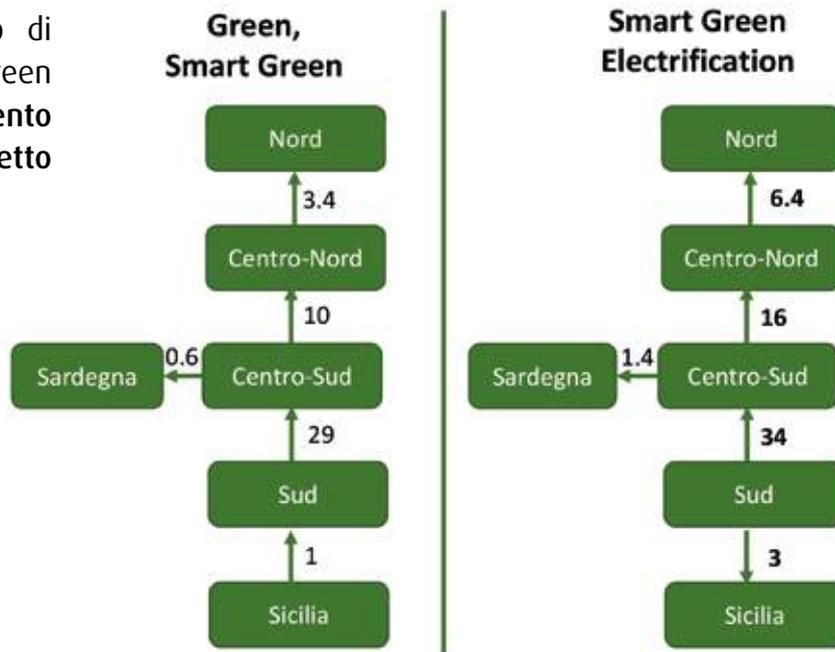
Per valutare l'efficacia dei diversi interventi nel ridurre le quantità di **overgeneration**, si consideri che:

- lo scenario Smart Green Electrification è caratterizzato anche da un carico maggiore (rispetto agli altri due scenari), che ha un effetto diretto nella riduzione dell'overgeneration;
- gli investimenti richiesti per i SdA ammontano a circa un sesto di quanto stimato per lo sviluppo della RTN (si veda capitolo 3).

SCENARIO	Overgeneration - Quantità [GWh]			
	Italia	Sud	Sicilia	Sardegna
Green	1.090	574	678	447
Smart Green	929	406	595	397
Smart Green Electrification	507	204	270	196

RISULTATI DEGLI SCENARI AL 2030: TRANSITI

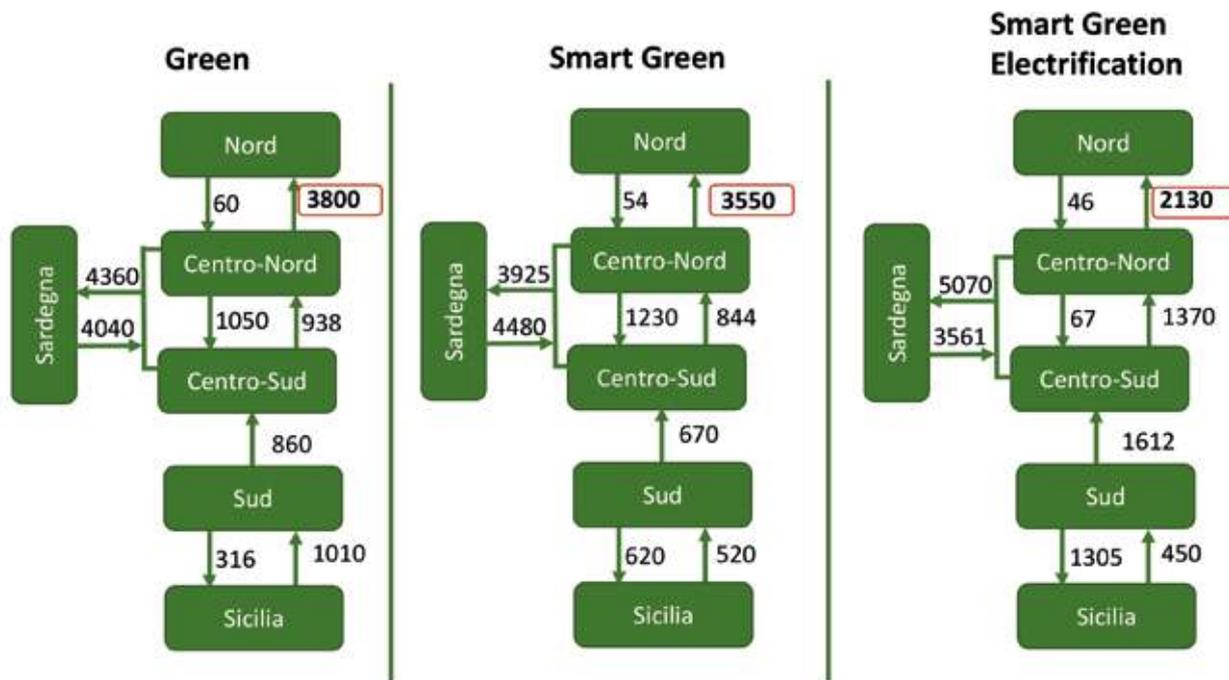
L'aumento di carico e lo sviluppo di rete definiti nello scenario Smart Green Electrification consentono un **aumento dei flussi netti in direzione Nord** rispetto agli altri due scenari.



Nota: I valori riportati in figura rappresentano il transito netto annuale (cioè la somma degli 8.760 valori orari) tra le sei zone di mercato espresso in TWh.

RISULTATI DEGLI SCENARI AL 2030: TRANSITI - CONGESTIONI

Progressiva riduzione del numero di ore con presenza di congestioni, in direzione Nord, nel passaggio dallo scenario Smart Green allo scenario Smart Green Electrification, che mostra l'efficacia dell'inserimento dei SdA e dei rinforzi di rete.



RISULTATI DEGLI SCENARI AL 2030: CONFRONTO IMPORT/EXPORT

I risultati relativi all'import netto alle frontiere rimangono stabili nei primi due scenari, nei quali la richiesta di rete per le zone italiane è stazionaria.

La maggior richiesta di rete nello scenario Smart Green Electrification comporta invece un maggior import netto dovuto ad una aumento alla frontiera Nord e con il Montenegro.

Import (TWh)	Frontiera Nord	Malta	Grecia	Montenegro
GREEN	51	0	2	3,9
SMART GREEN	51	0	2	3,9
SMART GREEN ELECTRIFICATION	53,5	0	2,4	4,6

Export (TWh)	Frontiera Nord	Malta	Grecia	Montenegro
GREEN	3,2	0,8	1,9	3,2
SMART GREEN	3,2	0,7	1,9	3,3
SMART GREEN ELECTRIFICATION	3,7	0,6	1,5	2,6

Import Netto [TWh]	Frontiera Nord	Malta	Grecia	Montenegro	Import Italia
GREEN	47,8	-0,8	0,1	0,7	47,9
SMART GREEN	47,9	-0,7	0,1	0,6	47,8
SMART GREEN ELECTRIFICATION	49,8	-0,6	0,9	2	52,1

BOX 2: RISULTATI SENSITIVITY SULLO SCENARIO SMART GREEN ELECTRIFICATION (1/2)

La **simulazione del mercato** (ossia senza vincoli di riserva) non mostra particolari criticità, infatti, l'overgeneration raggiunge livelli non preoccupanti (0,5 TWh).

Scenario	Vincoli Riserva	SdA	RTN	Overgeneration [TWh]	Produzione Termoel. Disp. [TWh]	Energia accumulata [TWh]	Delta emiss CO ₂ [MtCO ₂]
SMART GREEN ELECTRIFICATION	-	SI	SI	0,5	82,8	2	
SMART GREEN ELECTRIFICATION CON RISERVA	Riserva	NO	NO	4,1	88,6	7	2,3
	Riserva	SI	NO	3,2	87,1	6,2	1,3
	Riserva	SI	SI	3	86,9	6,1	1,3

BOX 2: RISULTATI SENSITIVITY SULLO SCENARIO SMART GREEN ELECTRIFICATION (2/2)

La situazione è ben diversa per le simulazioni di sistema:

- al fine garantire una sufficiente quantità di potenza regolante (termoelettrico, idroelettrico e accumuli), risulta:
 - **un maggiore utilizzo degli accumuli** (pompaggio e SdA elettrochimico);
 - **maggiori overgeneration** che comporterebbero tagli di oltre 4 TWh alla produzione non dispacciabile.

L'introduzione di 1 GWh di capacità di SdA nelle zone meridionali e insulari determina una riduzione di 800 GWh di overgenerazione (circa il 20% del totale).

La disponibilità di potenza dei SdA riduce sensibilmente la necessità di modificare i programmi in uscita dal mercato per garantire le riserve. Si riduce anche il ricorso agli accumuli con un risultato finale complessivo di ridurre la produzione termoelettrica da combustibile fossile **(1,5 TWh)**.

CONCLUSIONI

Nello scenario Green i prezzi zonalari risultano contenuti, nonostante la forte crescita del costo dei combustibili. Ciò è ascrivibile alla forte penetrazione delle FER, anche se non si riesce a sfruttare pienamente il loro potenziale vista la presenza di 1,7 TWh di overgeneration. Essa mostra un trend decrescente introducendo sistemi di accumulo ed i rinforzi di rete, i quali abilitano un maggiore sfruttamento della produzione di energia da FER.

Nello scenario Smart Green, l'introduzione dei SdA ha permesso di ridurre il numero di ore a prezzo nullo nella zona Sud, determinando un leggero recupero del prezzo medio zonale.

Nello scenario Smart Green Electrification, il prezzo di mercato (PUN medio) è di circa 66 €/MWh. Anche in tale scenario l'aumento dei prezzi è trascinato dall'incremento dei prezzi dei combustibili fossili, oltre che dalla domanda di energia elettrica (+14 TWh) e in parte mitigato dalla crescita della produzione da FER.

Il potenziamento della RTN in questo scenario consente un maggior transito verso nord. Uno dei principali effetti del potenziamento della rete è inoltre il riavvicinamento dei prezzi zonalari (riduzione al nord e recupero al sud): la diminuzione delle ore con prezzo nullo al sud ha inciso maggiormente determinando un leggero aumento complessivo del PUN medio.

CONCLUSIONI

La sensitivity sullo scenario Smart Green Electrification mostra che:

- **l'introduzione dei vincoli di riserva fa emergere alcune criticità del sistema come l'aumento dell'overgeneration, con conseguente incremento della produzione termoelettrica dispacciabile e delle emissioni totali.**
- **la disponibilità di potenza dei SdA riduce sensibilmente la necessità di modificare i programmi in uscita dal mercato del giorno prima per garantire le riserve. Si riduce anche il ricorso ai SdA, con un risultato finale complessivo di ridurre la produzione termoelettrica da combustibile fossile (1,5 TWh).**



3. ANALISI COSTI-BENEFICI DEGLI SCENARI EVOLUTIVI



**POLITECNICO
MILANO 1863**

SCHOOL OF MANAGEMENT



in collaborazione con:



OBIETTIVO

L'obiettivo del presente capitolo è quello di **analizzare i costi ed i benefici associati ai diversi scenari evolutivi del sistema elettrico italiano.**

A tal fine, saranno *in primis* individuate una serie di **ricadute associate all'evoluzione del sistema elettrico**, con specifico riferimento a:

- ricadute per le **imprese della filiera "energetica"**
(con particolare riferimento ai **fornitori di soluzioni tecnologiche e servizi**);
- ricadute per le **utility**;
- ricadute per le **utenze energetiche**;
- ricadute per **lo Stato**;
- ricadute per **l'ambiente**.

Ciascuna delle ricadute sarà successivamente stimata con riferimento all'**orizzonte temporale 2018-2030**.

METODOLOGIA

Dal punto di vista metodologico, **la stima delle ricadute associate all'evoluzione del sistema elettrico è funzione di due principali driver:**

- **le soluzioni tecnologiche adottate negli scenari evolutivi;**
- **la variazione del fabbisogno elettrico delle utenze energetiche ed il cambiamento di mix produttivo negli scenari evolutivi.**

I valori delle diverse ricadute riportati nel seguito del capitolo non sono da intendersi come “assoluti”, bensì come **incrementali rispetto allo scenario di riferimento** (Reference Primes 2016) introdotto nel Capitolo 1.

LE RICADUTE ASSOCIATE ALL'EVOLUZIONE DEL SISTEMA ELETTRICO

La tabella mostra le **ricadute associate all'evoluzione del sistema elettrico italiano per le utility, le imprese della filiera "energetica", le utenze energetiche, lo Stato e l'ambiente** derivanti dall'evoluzione del sistema elettrico oggetto d'analisi.

Tipologia di ricaduta	Ricaduta
Per le utility	1. Variazione del volume d'affari delle utility associato alla variazione dei volumi di vendita di energia elettrica
Per le imprese della filiera "energetica"	2. Variazione del volume d'affari delle imprese associato alla variazione dei volumi di vendita delle soluzioni tecnologiche
Per le utenze energetiche	3. Variazione della "bolletta energetica" delle utenze energetiche
Per lo Stato	4. Variazione dell'ammontare delle accise per lo Stato a seguito della variazione dei volumi di vendita dei diversi vettori energetici da parte delle utility
	5. Variazione dell'ammontare dell' IVA per lo Stato a seguito della variazione dei volumi di vendita di energia elettrica da parte delle utility
	6. Variazione dell'ammontare dell' IVA per lo Stato associato alla variazione dei volumi di vendita delle soluzioni tecnologiche
	7. Variazione del gettito IRES per lo Stato associato alla variazione dei volumi di vendita delle soluzioni tecnologiche
	8. Variazione del gettito IRES per lo Stato associato alla variazione dei volumi di vendita di energia elettrica
	9. Variazione del gettito IRPEF per lo Stato a seguito delle ricadute occupazionali per le imprese della filiera
Per l' ambiente	10. Variazione del costo delle emissioni di CO₂

I DRIVER PER LA STIMA DELLE RICADUTE ASSOCIATE ALL'EVOLUZIONE DEL SISTEMA ELETTRICO

La stima delle ricadute associate all'evoluzione del sistema elettrico italiano è funzione di due principali driver:

- a) le soluzioni tecnologiche adottate negli scenari;
- b) la variazione del fabbisogno elettrico delle utenze energetiche ed il cambiamento di mix produttivo negli scenari.

Tipologia di ricaduta	Ricaduta	Driver
Per le utility	1. Variazione del volume d'affari delle utility associato alla variazione dei volumi di vendita di energia elettrica	b
Per le imprese della filiera "energetica"	2. Variazione del volume d'affari delle imprese associato alla variazione dei volumi di vendita delle soluzioni tecnologiche	a
Per le utenze energetiche	3. Variazione della "bolletta energetica" delle utenze energetiche	b
Per lo Stato	4. Variazione dell'ammontare delle accise per lo Stato a seguito della variazione dei volumi di vendita dei diversi vettori energetici da parte delle utility	b
	5. Variazione dell' ammontare dell'IVA per lo Stato a seguito della variazione dei volumi di vendita di energia elettrica da parte delle utility	b
	6. Variazione dell' ammontare dell'IVA per lo Stato associato alla variazione dei volumi di vendita delle soluzioni tecnologiche	a
	7. Variazione del gettito IRES per lo Stato associato alla variazione dei volumi di vendita delle soluzioni tecnologiche	a
	8. Variazione del gettito IRES per lo Stato associato alla variazione dei volumi di vendita di energia elettrica	b
Per l' ambiente	9. Variazione del gettito IRPEF per lo Stato a seguito delle ricadute occupazionali per le imprese della filiera	a
	10. Variazione del costo delle emissioni di CO₂	b

IL QUADRO SINOTTICO DELLE SOLUZIONI TECNOLOGICHE ADOTTATE (DRIVER “a”)

Alcune delle ricadute associate all’evoluzione del sistema elettrico (2, 6, 7 e 9) sono correlate alle diverse soluzioni tecnologiche adottate negli scenari.

La tabella mostra il dettaglio delle tecnologie adottate in ciascuno scenario.

3. Analisi costi-benefici degli scenari evolutivi

Macrocategoria tecnologica	Categoria tecnologica	Green	Smart Green	Smart Green Electrification	Tecnologia/e di riferimento
FONTI RINNOVABILI (FER)	Idroelettrico	x	x	x	Idroelettrico
	Eolico	x	x	x	Eolico
	Fotovoltaico	x	x	x	Fotovoltaico
	Altre fonti rinnovabili	x	x	x	Geotermico, biomasse
SISTEMI DI ACCUMULO (SdA)	SDA distribuite		x	x	Mix di tecnologie più promettenti (e.g., batterie al litio ed al sale)
	SDA centralizzate		x	x	Mix di tecnologie più promettenti (e.g., batterie al litio ed al sale)
VEICOLI ELETTRICI	Veicoli elettrici	x	x	x	Mix di BEV, PHEV ed altre soluzioni per la mobilità elettrica
	Infrastruttura di ricarica	x	x	x	Mix di punti di ricarica Normal Power ed High Power
DEMAND RESPONSE	Tecnologie per la domotica			x	Smart Home Appliances (frigorifero, lavatrice, lavastoviglie ed asciugatrice) e Home Management System
POMPE DI CALORE (PdC)	-			x	Pompe di calore aria-aria
SVILUPPO RTN E RETI DI DISTRIBUZIONE	-			x	Capacità delle sezioni

LA VARIAZIONE DEL FABBISOGNO ELETTRICO DELLE UTENZE ENERGETICHE ED IL CAMBIAMENTO DI MIX PRODUTTIVO (DRIVER “b”)

Le altre ricadute associate all’evoluzione del sistema elettrico (1, 3, 4, 5, 8 e 10) sono correlate alla variazione del fabbisogno elettrico delle utenze energetiche ed al cambiamento di mix produttivo negli scenari.

La tabella mostra la **variazione del fabbisogno elettrico delle utenze energetiche negli scenari.**

	Green	Smart Green	Smart Green Electrification
VARIAZIONE CONSUMI ENERGETICI (TWh)	0	0	14
Variatione consumi energetici utenze domestiche (TWh)	0	0	5,74
Variatione consumi energetici utenze non domestiche (TWh)	0	0	8,26

La tabella mostra il **cambiamento di mix produttivo negli scenari** (anche dovuto ai SdA a livello distribuito, che impattano sul livello di autoconsumo dell'energia prodotta dagli impianti FER).

Macrocategoria	Tecnologie	Green	Smart Green	Smart Green Electrification
FONTI RINNOVABILI (FER)	Idroelettrico (GW)	0,1	0,1	0,1
	Eolico (GW)	3,4	3,4	3,4
	Fotovoltaico (GW)	15,8	15,8	15,8
	Altre fonti rinnovabili (GW)	1,07	1,07	1,07
SISTEMI DI ACCUMULO (SDA)	SDA distribuite (GWh)		6,3	6,3
	SDA centralizzate (GWh)		1	1

Stima dell'energia prodotta da FER (uguale nei tre scenari).

FER	Potenza [GW]	Produzione da FER stimata [TWh]	Quota di produzione da FER realizzata da utility [%]	Quota di produzione da FER realizzata da prosumer [%]
IDROELETTRICO	0,1	0,47	100%	0%
EOLICO	3,4	8,6	100%	0%
FOTOVOLTAICO	15,8	25,24	20%	80%
ALTRE FONTI RINNOVABILI	1,07	5,7	58%	42%

Stima della quota di energia prodotta da FER ed auto-consumata (uguale nei tre scenari, se si trascura l'effetto dei SdA).

FER	% autoconsumo contestuale utenza residenziale	% impianti su utenze residenziali	% autoconsumo contestuale utenza non residenziale	% impianti su utenze non residenziali
FOTOVOLTAICO*	30%	52%	75%	28%
ALTRE FONTI RINNOVABILI**	-	0%	35%	42%

Stima dell'impatto dei SdA sull'energia prodotta da FER ed auto-consumata (scenari Smart Green e Smart Green Electrification).

FER	Produzione da FER stimata [TWh]	Produzione da FER realizzata da prosumer [TWh]	Produzione da FER realizzata da prosumer residenziale [TWh]	Produzione da FER realizzata da prosumer residenziale ed autoconsumata grazie allo storage [TWh] (40% di autoconsumo in più sul 20% degli impianti residenziali)
FOTOVOLTAICO	25,24	20,19	13,12	1,05

* (Si stima che il restante 20% degli impianti sia realizzato da utility)

** (Si stima che il restante 58% degli impianti sia realizzato da utility)

1. VARIAZIONE VOLUME D'AFFARI UTILITY (UTILITY)

Al fine di stimare la **variazione del volume d'affari delle utility** a seguito della variazione dei volumi di vendita di energia elettrica, si è proceduto a:

1. **stimare la variazione dei volumi di vendita di energia elettrica per le utility***, dovuti a:
 - **variazione del fabbisogno elettrico;**
 - **cambiamento di mix produttivo** (suddividendo la produzione attesa degli impianti FER di nuova installazione tra **impianti realizzati da prosumer ed impianti realizzati da utility**).
2. **stimare la variazione del volume d'affari delle utility**, prendendo in considerazione il **prezzo annuo medio dell'energia elettrica nell'ultimo triennio****, distinguendo opportunamente tra **utenze domestiche ed utenze non domestiche**.

(*) Si ipotizza un andamento lineare della variazione dei volumi di vendita di energia elettrica

(**) Fonte: EUROSTAT.

La tabella mostra la stima della variazione del volume d'affari delle utility in funzione della variazione dei volumi di vendita di energia elettrica nei diversi scenari.

	Green	Smart Green	Smart Green Electrification
VARIAZIONE CONSUMI ENERGETICI (TWh)	0	0	14
Variazione consumi energetici utenze domestiche (TWh)	0	0	5,74
Variazione consumi energetici utenze non domestiche (TWh)	0	0	8,26
VARIAZIONE CONSUMI PER DIFFUSIONE FER SU PROSUMER (TWh)	-22,57	-22,57	-22,57
Variazione consumi per diffusione FER su prosumer domestico (TWh)	-9,25	-9,25	-9,25
Variazione consumi per diffusione FER su prosumer non domestico (TWh)	-13,32	-13,32	-13,32
PREZZO MEDIO ENERGIA ELETTRICA ULTIMI 3 ANNI UTENZE DOMESTICHE (€/kWh))	0,206		
PREZZO MEDIO ENERGIA ELETTRICA ULTIMI 3 ANNI UTENZE NON DOMESTICHE (€/kWh)	0,146		
VARIAZIONE FATTURATO UTILITY SU UTENZE DOMESTICHE (mln €)	-1.903	-1.903	-723
VARIAZIONE FATTURATO UTILITY SU UTENZE NON DOMESTICHE (mln €)	-1.944	-1.944	-738
TOTALE VARIAZIONE VOLUME D'AFFARI NELL'ANNO 2030 (mln €)	-3.848	-3.848	-1.461
TOTALE VARIAZIONE VOLUME D'AFFARI NEL PERIODO 2018-2030 (mln €)	-25.009	-25.009	-9.496

2. VARIAZIONE VOLUME D'AFFARI FORNITORI TECNOLOGIE (IMPRESSE FILIERA ENERGETICA)

Al fine di stimare la **variazione del volume d'affari delle imprese associato alla variazione del volumi di vendita delle differenti soluzioni tecnologiche**, si è proceduto a:

1. **stimare le tipologie (ed il relativo ammontare) di tecnologie abilitanti ciascuno scenario;**
2. **stimare la variazione del volume d'affari delle imprese che forniscono le soluzioni tecnologiche, prendendo in considerazione il prezzo medio di mercato di tali soluzioni.**

La tabella mostra la **variazione del volumi di vendita delle differenti soluzioni tecnologiche nei diversi scenari.**

Macrocategoria	Tecnologie	Green	Smart Green	Smart Green Electrification
FONTI RINNOVABILI (FER)	Idroelettrico (GW)	0,1	0,1	0,1
	Eolico (GW)	3,4	3,4	3,4
	Fotovoltaico (GW)	15,8	15,8	15,8
	Altre fonti rinnovabili (GW)	1,07	1,07	1,07
SISTEMI DI ACCUMULO (SdA)	SDA distribuite (GWh)		6,3	6,3
	SDA centralizzate (GWh)		1	1
VEICOLI ELETTRICI	Veicoli elettrici ed altre soluzioni per la mobilità elettrica (mln #)	1,5	2,4	5,8
	Infrastruttura di ricarica (# punti di ricarica)	900	1.450	3.500
DEMAND RESPONSE	Tecnologie per la domotica (mln di kit Smart Home Appliances e Home Management System)			12
POMPE DI CALORE (PdC)	PdC (MW)			7.000
SVILUPPO RTN E RETI DI DISTRIBUZIONE	Sviluppo RTN (MW di nuova capacità delle sezioni)			1.000

BOX 3: I SOGGETTI INVESTITORI NELLE SOLUZIONI TECNOLOGICHE

La tabella mostra il dettaglio delle categorie di soggetti investitori associati alle differenti soluzioni tecnologiche di riferimento nei diversi scenari.

MACROCATEGORIA	TECNOLOGIE	INVESTITORE [UT=UTILITY; UE= UTENZE ENERGETICHE]		
		Green	Smart Green	Smart Green Electrification
FONTI RINNOVABILI (FER)	Idroelettrico	UT	UT	UT
	Eolico	UT	UT	UT
	Fotovoltaico	20 % UT / 80% UE	20 % UT / 80% UE	20 % UT / 80% UE
	Altre fonti rinnovabili	58 % UT / 42% UE	58 % UT / 42% UE	58 % UT / 42% UE
SISTEMI DI ACCUMULO (SDA)	SDA distribuite		UE	UE
	SDA centralizzate		UT	UT
VEICOLI ELETTRICI	Veicoli elettrici ed altre soluzioni per la mobilità elettrica	UE	UE	UE
	Infrastruttura di ricarica	UT	UT	UT
DEMAND RESPONSE	Tecnologie per la domotica			UE
POMPE DI CALORE (PdC)	PdC			UE
SVILUPPO RTN E RETI DI DISTRIBUZIONE	Sviluppo RTN			UT

La tabella mostra la stima del volume d'affari delle imprese associato alle differenti soluzioni tecnologiche di riferimento nei diversi scenari.

Macrocategoria	Tecnologie	Green	Smart Green	Smart Green Electrification
FONTI RINNOVABILI (FER)	Idroelettrico (mln €)	450	450	450
	Eolico (mln €)	4.500	4.500	4.500
	Fotovoltaico (mln €)	27.400	27.400	27.400
	Altre fonti rinnovabili (mln €)	4.600	4.600	4.600
SISTEMI DI ACCUMULO (SdA)	SDA distribuite (mln €)		2.000	2.000
	SDA centralizzate (mln €)		340	340
VEICOLI ELETTRICI	Veicoli elettrici ed altre soluzioni per la mobilità elettrica (mln €)	45.000	72.000	173.000
	Infrastruttura di ricarica (mln €)	20	30	50
DEMAND RESPONSE	Tecnologie per la domotica (mln €)			30.000
POMPE DI CALORE (PdC)	PdC (mln €)			2.800
SVILUPPO RTN E RETI DI DISTRIBUZIONE	Sviluppo RTN (mln €)			2.100
TOTALE VARIAZIONE VOLUME D'AFFARI NEL PERIODO 2018-2030 (mln €)		81.980	111.320	247.240

Nota: il volume d'affari è stimato al lordo dell'IVA.

3. VARIAZIONE BOLLETTA ENERGETICA (UTENZE ENERGETICHE)

Al fine di stimare la **variazione della bolletta energetica delle utenze energetiche** a seguito della **variazione del fabbisogno energetico ed al cambiamento di “modalità di soddisfacimento” di tale fabbisogno**, si è proceduto a:

1. stimare la **variazione del fabbisogno energetico ed il cambiamento di “modalità di soddisfacimento” di tale fabbisogno** (auto-produzione vs approvvigionamento da rete) da parte delle utenze energetiche;
2. **stimare la variazione della bolletta energetica delle utenze energetiche**, prendendo in considerazione:
 - **il prezzo annuo medio dell’energia elettrica nell’ultimo triennio***, distinguendo opportunamente tra **utenze domestiche** ed **utenze non domestiche**;
 - la **valorizzazione economica dell’energia elettrica auto-consumata** (valorizzata al prezzo dell’energia prelavata dalla rete) ed **immessa in rete** (valorizzata ipotizzando l’accesso allo SSP per **utenze domestiche** ed a PUN per **utenze non domestiche**), distinguendo opportunamente tra utenze domestiche ed utenze non domestiche.

* Fonte: EUROSTAT.

La tabella mostra la stima della variazione della bolletta energetica delle utenze energetiche nei diversi scenari.

	Green	Smart Green	Smart Green Electrification
VARIAZIONE CONSUMI ENERGETICI (TWh)	0	0	14
Variazione consumi energetici utenze domestiche (TWh)	0	0	5,74
Variazione consumi energetici utenze non domestiche (TWh)	0	0	8,26
PREZZO MEDIO ENERGIA ELETTRICA ULTIMI 3 ANNI UTENZE DOMESTICHE (€/kWh)	0,206		
PREZZO MEDIO ENERGIA ELETTRICA ULTIMI 3 ANNI UTENZE NON DOMESTICHE (€/kWh)	0,146		
VARIAZIONE CONSUMI ENERGETICI UTENZE DOMESTICHE (mln €)	0	0	1.181
VARIAZIONE CONSUMI ENERGETICI UTENZE NON DOMESTICHE (mln €)	0	0	1.206
VARIAZIONE CONSUMI PER ENERGIA DA FER AUTO-CONSUMATA (TWh)	-10,07	-11,12	-11,12
VARIAZIONE CONSUMI PER ENERGIA DA FER IMMESSA IN RETE (TWh)	-12,5	-11,45	-11,45
PUN (€/kWh)	0,05		
VALORIZZAZIONE UNITARIA DELLO SCAMBIO SUL POSTO (€/kWh)	0,1		
VARIAZIONE CONSUMI PER ENERGIA DA FER AUTO-CONSUMATA (mln €)	-1.717	-1.933	-1.933
VARIAZIONE CONSUMI PER ENERGIA DA FER IMMESSA IN RETE (mln €)	-881	-829	-829
TOTALE VARIAZIONE BOLLETTA ENERGETICA NELL'ANNO 2030 (mln €)	-2.598	-2.761	-375
TOTALE VARIAZIONE BOLLETTA ENERGETICA NEL PERIODO 2018-2030 (mln €)	-16.886	-17.949	-2.437

4. VARIAZIONE AMMONTARE ACCISE (STATO)

Al fine di stimare la variazione dell'ammontare delle accise per lo Stato a seguito della variazione dei volumi di vendita di energia elettrica per le utility, si è proceduto a:

1. stimare la variazione dei volumi di vendita di energia elettrica per le utility;
2. stimare la variazione dell'ammontare delle accise per lo Stato, prendendo in considerazione l'aliquota accise* relativa all'energia elettrica in vigore al momento di svolgimento dello studio.

La tabella mostra la variazione dell'ammontare delle accise per lo Stato a seguito della variazione dei volumi di vendita di energia elettrica nei diversi scenari.

	Green	Smart Green	Smart Green Electrification
ACCISE MEDIA (ULTIMI 3 ANNI) UTENZE DOMESTICHE	0,0227		
ACCISE MEDIA (ULTIMI 3 ANNI) UTENZA NON DOMESTICA (€/kWh)	0,0125		
VARIAZIONE GETTITO ACCISE UTENZE DOMESTICHE (mln €)	-210	-210	-80
VARIAZIONE GETTITO ACCISE UTENZE NON DOMESTICHE (mln €)	-166	-166	-63
TOTALE VARIAZIONE GETTITO ACCISE NELL'ANNO 2030 (mln €)	-377	-377	-143
TOTALE VARIAZIONE GETTITO ACCISE NEL PERIODO 2018-2030 (mln €)	-2.447	-2.447	-929

(*) Fonte: AGENZIA DELLE DOGANE E DEI MONOPOLI.

BOX 4: VARIAZIONE AMMONTARE ACCISE PER LO STATO IN SEGUITO A DIFFUSIONE MOBILITÀ ELETTRICA (1/2)

Al fine di stimare la variazione dell'ammontare delle accise per lo Stato derivanti della progressiva elettrificazione della mobilità, si è proceduto a:

- **stimare la variazione della quantità di carburante utilizzato a seguito della parziale sostituzione del parco auto esistente con veicoli elettrici*, considerando**:**
 - una maggiore diffusione dei PHEV rispetto ai BEV al 2030 (rispettivamente l'80% ed il 20%);
 - una percorrenza media annua per un veicolo di 16.000 km;
 - un consumo medio di carburante di 10l/100 km per un veicolo tradizionale e di 2l/100 km per un PHEV.
- **stimare la variazione dell'ammontare delle accise per lo Stato**, prendendo in considerazione un valore medio delle accise sul carburante pari a 41 c€/l.

* Tra i veicoli elettrici, sono stati considerati soltanto BEV e PHEV, data la eterogeneità nelle caratteristiche e nelle modalità di utilizzo delle altre tipologie di veicolo (motoveicoli, autobus, mezzi di trasporto leggero).

** Fonti: ACI; E&S; INEMAR ARPA LOMBARDIA; RSE; UNRAE.

BOX 4: VARIAZIONE AMMONTARE ACCISE PER LO STATO IN SEGUITO A DIFFUSIONE MOBILITÀ ELETTRICA (2/2)

La tabella seguente mostra le variazioni dell'ammontare delle accise per lo Stato, in base alla differente penetrazione dei veicoli elettrici (PHEV e BEV) nei diversi scenari.

	TIPOLOGIA DI VEICOLO	GREEN	SMART GREEN	SMART GREEN ELECTRIFICATION
Variazione consumo carburante nel 2030 (mln l)	BEV	-368	-592	-1.696
Variazione ammontare accise per lo Stato nel 2030 (mln €)	BEV	-151	-243	-695
Variazione consumo carburante nel 2030 (mln l)	PHEV	-1.248	-1.843	-5.286
Variazione ammontare accise per lo Stato nel 2030 (mln €)	PHEV	-512	-756	-2.167
TOTALE VARIAZIONE AMMONTARE ACCISE PER LO STATO NELL'ANNO 2030 (mln €)	(BEV+PHEV)	-662	-998	-2.863
TOTALE VARIAZIONE AMMONTARE ACCISE PER LO STATO NEL PERIODO 2018-2030 (mln €)	(BEV+PHEV)	-4.307	-6.490	-18.608

5. VARIAZIONE AMMONTARE IVA (STATO)

Al fine di stimare la **variazione dell'ammontare dell'IVA (Imposta sul Valore Aggiunto) per lo Stato** a seguito della **variazione dei volumi di vendita di energia elettrica**, si è proceduto a:

1. **stimare la variazione dei volumi di vendita di energia elettrica per le utility;**
2. **stimare la variazione dell'ammontare dell'IVA per lo Stato**, prendendo in considerazione l'aliquota IVA del 10%.

La tabella mostra la **variazione dell'ammontare dell'IVA per lo Stato** a seguito della **variazione dei volumi di vendita di energia elettrica nei diversi scenari**.

	Green	Smart Green	Smart Green Electrification
ALIQUOTA IVA (%)	10%		
TOTALE VARIAZIONE GETTITO IVA NELL'ANNO 2030 (mln €)	-350	-350	-133
TOTALE VARIAZIONE GETTITO IVA NEL PERIODO 2018-2030 (mln €)	-2.274	-2.274	-863

6. VARIAZIONE AMMONTARE IVA (STATO)

Al fine di stimare la **variazione dell'ammontare dell'IVA per lo Stato** a seguito della variazione del volume d'affari associato alle **soluzioni tecnologiche adottate**, si è proceduto a:

1. **stimare l'incremento del volume di affari per i produttori delle soluzioni tecnologiche adottate, in relazione all'evoluzione degli scenari del mercato elettrico;**
2. **stimare la variazione dell'ammontare dell'IVA per lo Stato, prendendo in considerazione l'aliquota IVA del 22%.**

La tabella mostra la **variazione dell'ammontare dell'IVA per lo Stato** a seguito della variazione del volume d'affari associato alle **soluzioni tecnologiche adottate nei diversi scenari**.

Macrocategoria	Tecnologie	Green	Smart Green	Smart Green Electrification
FONTI RINNOVABILI (FER)	Idroelettrico (mln €)	99	99	99
	Eolico (mln €)	990	990	990
	Fotovoltaico (mln €)	6.028	6.028	6.028
	Altre fonti rinnovabili (mln €)	1.012	1.012	1.012
SISTEMI DI ACCUMULO (SDA)	SDA distribuite (mln €)		440	440
	SDA centralizzate (mln €)		74,8	74,8
VEICOLI ELETTRICI	Veicoli elettrici ed altre soluzioni per la mobilità elettrica (mln €)	9.900	15.840	38.060
	Infrastruttura di ricarica (mln €)	4,4	6,6	11
DEMAND RESPONSE	Tecnologie per la domotica (mln €)			6.600
POMPE DI CALORE (PdC)	PdC (mln €)			616
SVILUPPO RTN E RETI DI DISTRIBUZIONE	Sviluppo RTN (mln €)			462
TOTALE VARIAZIONE GETTITO IVA NEL PERIODO 2018-2030 (mln €)		18.033	24.490	54.393

7. VARIAZIONE GETTITO FISCALE IRES (STATO)

Al fine di stimare la variazione del gettito fiscale per lo Stato (IRES - Imposta sul Reddito delle Società) a seguito della variazione del volume d'affari associato alle soluzioni tecnologiche adottate, si è proceduto a:

1. stimare per ciascuna categoria di soluzioni tecnologiche la quota parte di volume d'affari (delle imprese appartenenti ai diversi comparti merceologici) gravabile d'imposta, prendendo in considerazione il rapporto medio annuo fra il "fatturato" ed il "risultato prima delle imposte";
2. stimare l'incremento del gettito fiscale per lo Stato (IRES), prendendo in considerazione l'aliquota IRES del 27,5% in vigore nei periodi oggetto dello studio.

La tabella mostra la **variazione del gettito fiscale IRES per lo Stato** a seguito della variazione del volume d'affari associato alle **soluzioni tecnologiche** adottate nei diversi scenari.

Macrocategoria	Tecnologie	Green	Smart Green	Smart Green Electrification
FONTI RINNOVABILI (FER)	Idroelettrico (mln €)	8,7	8,7	8,7
	Eolico (mln €)	86,7	86,7	86,7
	Fotovoltaico (mln €)	527,6	527,6	527,6
	Altre fonti rinnovabili (mln €)	88,6	88,6	88,6
SISTEMI DI ACCUMULO (SDA)	SDA distribuite (mln €)		4,4	4,4
	SDA centralizzate (mln €)		0,8	0,8
VEICOLI ELETTRICI	Veicoli elettrici ed altre soluzioni per la mobilità elettrica (mln €)	114	182,4	438,4
	Infrastruttura di ricarica (mln €)	0,5	0,7	1,2
DEMAND RESPONSE	Tecnologie per la domotica (mln €)			697,7
POMPE DI CALORE (PdC)	PdC (mln €)			9,2
SVILUPPO RTN E RETI DI DISTRIBUZIONE	Sviluppo RTN (mln €)			48,8
TOTALE VARIAZIONE GETTITO FISCALE IRES NEL PERIODO 2018-2030 (mln €)		826	900	1.912

8. VARIAZIONE GETTITO FISCALE IRES (STATO)

Al fine di stimare la **variazione del gettito fiscale per lo Stato (IRES)** a seguito della **variazione dei volumi di vendita** di energia elettrica, si è proceduto a:

1. **stimare la variazione dei volumi di vendita di energia elettrica;**
2. **stimare la variazione del volume d'affari delle utility**, prendendo in considerazione il prezzo annuo medio dell'energia elettrica **nell'ultimo triennio***, distinguendo opportunamente tra **utenze domestiche ed utenze non domestiche;**
3. **stimare la quota parte di volume d'affari gravabile d'imposta**, prendendo in considerazione il **rapporto medio annuo fra il "fatturato"*** ed il "risultato prima delle imposte"***** delle prime 10*** utility;
4. **stimare la variazione del gettito fiscale per lo Stato (IRES)**, prendendo in considerazione l'aliquota **IRES** in vigore nei periodi oggetto dello studio.

* Fonte: EUROSTAT.

** Fonte: Aida - Bureau van Dijk

*** Classificazione effettuata sulla base dei volumi di vendita (Fonte: AEEGSI).

La tabella mostra la **variazione del gettito fiscale IRES per lo Stato** a seguito della variazione del volume di vendita di energia elettrica nei diversi scenari.

	Green	Smart Green	Smart Green Electrification
VARIAZIONE CONSUMI ENERGETICI. (TWh)	0	0	14
Variazione consumi energetici utenze domestiche (TWh)	0	0	5,74
Variazione consumi energetici utenze non domestiche (TWh)	0	0	8,26
VARIAZIONE CONSUMI PER DIFFUSIONE FER SU PROSUMER (TWh)	-22,57	-22,57	-22,57
Variazione consumi per diffusione FER su prosumer domestico (TWh)	-9,25	-9,25	-9,25
Variazione consumi per diffusione FER su prosumer non domestico (TWh)	-13,32	-13,32	-13,32
PREZZO MEDIO ULTIMI 3 ANNI UTENTE DOMESTICO (€/kWh)	0,2057		
PREZZO MEDIO ULTIMI 3 ANNI UTENTE NON DOMESTICO (€/kWh)	0,146		
VARIAZIONE FATTURATO UTILITY SU UTENZE DOMESTICHE (mln €)	-1.903	-1.903	-723
VARIAZIONE FATTURATO UTILITY SU UTENZE NON DOMESTICHE (mln €)	-1.944	-1.944	-738
TOTALE VARIAZIONE VOLUME D’AFFARI DELLE UTILITY (mln €)	-3.848	-3.848	-1.461
IMPONIBILE/FATTURATO UTILITY (MEDIA ULTIMI 3 ANNI) (%)	4,91%		
ALiquota IRES (%)	27,50%		
TOTALE VARIAZIONE GETTITO IRES NEL 2030 (mln €)	-52	-52	-20
TOTALE VARIAZIONE GETTITO IRES NEL PERIODO 2018-2030 (mln €)	-338	-338	-128

9. VARIAZIONE GETTITO FISCALE IRPEF (STATO)

Al fine di stimare la **variazione del gettito fiscale IRPEF** (Imposta sul Reddito delle Persone Fisiche) per lo Stato derivante dalle **ricadute occupazionali** associate all'evoluzione del sistema elettrico, si è proceduto a:

1. **stimare, per ciascuna categoria di fornitori di soluzioni tecnologiche***, il rapporto **"dipendenti"*/"fatturato"** medio nell'ultimo triennio;
2. **stimare le ricadute occupazionali** (in termini di ULA, Unità Laborative Annue, si veda BOX 5) **come prodotto fra il volume d'affari annuo medio** ascrivibile a ciascuna tipologia di soggetti ed il relativo rapporto **"dipendenti"*/"fatturato"** annuo medio nell'ultimo triennio;
3. **stimare l'ammontare complessivo di retribuzioni associate, prendendo in considerazione lo stipendio lordo annuo medio** relativo alle differenti categorie di soggetti;
4. **stimare l'incremento del gettito fiscale per lo Stato (IRPEF)** prendendo in considerazione le modalità di calcolo di tale imposta e le relative aliquote in vigore nei periodi oggetto di studio.

(*) Si ipotizza che la variazione del volume d'affari delle utility non generi ricadute sostanziali in termini occupazionali, dal momento che tale riduzione rappresenta una quota parte modesta (stimabile in pochi punti %) del volume d'affari complessivo del settore.

La tabella mostra la **variazione del gettito fiscale IRPEF per lo Stato** a seguito delle ricadute occupazionali nei diversi scenari.

Macrocategoria	Tecnologie	Green	Smart Green	Smart Green Electrification
FONTI RINNOVABILI (FER)	Idroelettrico (mln €)	9	9	9
	Eolico (mln €)	89,8	89,8	89,8
	Fotovoltaico (mln €)	546,7	546,7	546,7
	Altre fonti rinnovabili (mln €)	91,8	91,8	91,8
SISTEMI DI ACCUMULO (SDA)	SDA distribuite (mln €)		31,4	31,4
	SDA centralizzate (mln €)		5,3	5,3
VEICOLI ELETTRICI	Veicoli elettrici ed altre soluzioni per la mobilità elettrica (mln €)	292	467	1.123
	Infrastruttura di ricarica (mln €)	0,6	0,9	1,6
DEMAND RESPONSE	Tecnologie per la domotica (mln €)			928,7
POMPE DI CALORE (PdC)	PdC (mln €)			62,5
SVILUPPO RTN E RETI DI DISTRIBUZIONE	Sviluppo RTN (mln €)			65
TOTALE VARIAZIONE GETTITO IRPEF NEL PERIODO 2018-2030 (mln €)		1.030	1.242	2.954

BOX 5: VARIAZIONE UNITÀ LAVORATIVE ANNUE (ULA) PER LE IMPRESE DELLA FILIERA ENERGETICA

La tabella mostra la **variazione delle ULA annue per le imprese della filiera energetica**, a seguito delle ricadute occupazionali **nei diversi scenari**.

Macrocategoria	Tecnologie	Green	Smart Green	Smart Green Electrification
FONTI RINNOVABILI (FER)	Idroelettrico (# ULA)	102	102	102
	Eolico (# ULA)	1.022	1.022	1.022
	Fotovoltaico (# ULA)	6.221	6.221	6.221
	Altre fonti rinnovabili (# ULA)	1.044	1.044	1.044
SISTEMI DI ACCUMULO (SDA)	SDA distribuite (# ULA)		357	357
	SDA centralizzate (# ULA)		61	61
VEICOLI ELETTRICI	Veicoli elettrici ed altre soluzioni per la mobilità elettrica (# ULA)	3.600	5.760	13.840
	Infrastruttura di ricarica (# ULA)	7	11	18
DEMAND RESPONSE	Smart Home Appliances (# ULA)			10.567
POMPE DI CALORE (PdC)	PdC (# ULA)			711
SVILUPPO RTN E RETI DI DISTRIBUZIONE	Sviluppo RTN (# ULA)			740
TOTALE VARIAZIONE ULA PER LE IMPRESE DELLA FILIERA ENERGETICA (# ULA)		11.996	14.577	34.682

10. VARIAZIONE EMISSIONI DI CO₂ (AMBIENTE)

Al fine di stimare la **variazione del costo delle emissioni di CO₂** a seguito della variazione del fabbisogno energetico delle utenze energetiche ed al cambiamento di “modalità di soddisfacimento” di tale fabbisogno (auto-produzione vs approvvigionamento da rete), si è proceduto a:

1. **stimare la variazione del fabbisogno energetico delle utenze energetiche ed il cambiamento di “modalità di soddisfacimento” di tale fabbisogno** (auto-produzione vs approvvigionamento da rete) da parte delle utenze energetiche;
2. **stimare la variazione annua di emissioni di CO₂**, prendendo in considerazione il fattore **medio annuo di emissione di CO₂ per l’energia elettrica (“Fattore di emissione dei consumi elettrici nazionali”^{*)}**);
3. **quantificare in termini economici la variazione annua di emissioni di CO₂**, prendendo in considerazione il prezzo medio annuo della CO₂ introdotto nel Capitolo 2.

(*) Fonte: PAEE 2014

3. Analisi costi-benefici degli scenari evolutivi

La tabella mostra la stima della **variazione delle emissioni di CO₂** nei diversi scenari.

	Green	Smart Green	Smart Green Electrification
VARIAZIONE CONSUMI ENERGETICI (TWh)	0	0	14
EFFETTO SULLA DOMANDA RESIDUA PER INCREMENTO PRODUZIONE DA FER (TWh)	-40	-40	-40
FATTORE DI EMISSIONE DEI CONSUMI ELETTRICI NAZIONALI (gCO ₂ /kWh)	385	385	385
PREZZO CO ₂ (€/t)	50	50	50
VARIAZIONE EMISSIONI CO ₂ NEL 2030 (mln t)	-15,4	-15,4	-10
TOTALE VARIAZIONE COSTO EMISSIONI CO₂ NEL 2030 (mln €)	-770	-770	-501
TOTALE VARIAZIONE COSTO EMISSIONI CO₂ NEL PERIODO 2018-2030 (mln €)	-5.005	-5.005	-3.253

BOX 6: VARIAZIONE EMISSIONI DI CO₂ IN SEGUITO ALLA DIFFUSIONE DELLA MOBILITÀ ELETTRICA (1/2)

Al fine di stimare la variazione delle emissioni di CO₂ derivanti dalla progressiva elettrificazione della mobilità (a parziale sostituzione del parco auto esistente), si è proceduto a:

- **stimare la variazione della quantità di carburante utilizzato a seguito della parziale sostituzione del parco auto esistente con veicoli elettrici*, considerando**:**
 - una maggiore diffusione dei PHEV rispetto ai BEV al 2030 (rispettivamente l'80% ed il 20%);
 - una percorrenza media annua per un veicolo di 16.000 km;
 - un consumo medio di carburante di 10l/100 km per un veicolo tradizionale e di 2l/100 km per un PHEV.
- **stimare la variazione delle emissioni di CO₂ derivanti dalla progressiva elettrificazione della mobilità**, prendendo in considerazione un fattore di emissione per i PHEV pari a 50 g CO₂/km e per i BEV pari a 385 g CO₂/kWh (considerando un consumo di 0,145 kWh/km) ed un fattore di emissione medio per il parco auto esistente di 174 g CO₂/km.

* Tra i veicoli elettrici, sono stati considerati soltanto BEV e PHEV, data la eterogeneità nelle caratteristiche e nelle modalità di utilizzo delle altre tipologie di veicolo (motoveicoli, autobus, mezzi di trasporto leggero).

** Fonti: ACI; E&S; INEMAR ARPA LOMBARDIA; RSE; UNRAE.

BOX 6: VARIAZIONE EMISSIONI DI CO₂ IN SEGUITO ALLA DIFFUSIONE DELLA MOBILITÀ ELETTRICA (2/2)

La tabella mostra le variazioni di emissione di CO₂ derivanti dalla progressiva elettrificazione della mobilità nei diversi scenari.

	GREEN	SMART GREEN	SMART GREEN ELECTRIFICATION
Tot. veicoli elettrici (PHEV + BEV) (mln)	1,2	1,8	5,2
Variazione emissione CO ₂ (mln t) PHEV	-1,9	-2,9	-8,2
Variazione emissione CO ₂ (mln t) BEV	-0,4	-0,7	-2
TOTALE VARIAZIONE EMISSIONE CO₂ (mln t) (PHEV + BEV)	-2,4	-3,6	-10,3
TOTALE VARIAZIONE EMISSIONE CO₂ (mln t) NEL PERIODO 2018-2030 (PHEV + BEV)	-15,5	-23,3	-66,7

BOX 7: VARIAZIONE EMISSIONI DI CO₂ IN SEGUITO ALLA DIFFUSIONE DELLE POMPE DI CALORE (1/2)

Al fine di stimare la **variazione delle emissioni di CO₂ derivanti dalla diffusione delle PdC** (a parziale sostituzione del parco di generazione di energia termica esistente) nello scenario “Smart Green Electrification”, si è proceduto a:

- **stimare l'ammontare di emissioni di CO₂ associato alle PdC, considerando:**
 - Taglia unitaria PdC = 7 kWe;
 - Media ore di funzionamento annuo per riscaldamento = 420 h;
 - Fattore di emissione = 385 g CO₂/kWh;
 - Coefficient of Performance (COP) = 4.
- **stimare l'ammontare di emissioni di CO₂ associato agli impianti di produzione di energia termica “tradizionali”** (sostituiti dalle PdC), considerando le caratteristiche del parco di generazione presente in un campione rappresentativo di città italiane ed il relativo mix di combustibili utilizzato ponderato per tipologia di alimentazione (metano, GPL, gasolio, olio combustibile, pellet, etc.).

BOX 7: VARIAZIONE EMISSIONI DI CO₂ IN SEGUITO ALLA DIFFUSIONE DELLE POMPE DI CALORE (2/2)

La tabella mostra le **variazioni di emissione di CO₂ derivanti dalla diffusione delle PdC a parziale sostituzione del parco di generazione di energia termica esistente.**

	SMART GREEN ELECTRIFICATION
Emissioni annue di 1 milione di impianti di riscaldamento "tradizionali" (mln t)	3,8
Emissioni annue di 1 milione di PdC (mln t)	1,1
VARIAZIONE EMISSIONI CO₂ (mln t)	-2,6
TOTALE VARIAZIONE EMISSIONI NEL PERIODO 2018-2030 (mln t)	-17,1

CONCLUSIONI: LA PROSPETTIVA DELLE IMPRESE

Le imprese coinvolte negli scenari di evoluzione del sistema elettrico italiano, con riferimento sia alle utility che ai fornitori delle soluzioni tecnologiche, **godrebbero nel complesso di rilevanti benefici a fronte della realizzazione di suddetti scenari.**

La variazione positiva del volume d'affari delle imprese associato alla variazione dei volumi di vendita delle soluzioni tecnologiche più che compensa la contrazione del giro d'affari delle utility, con un saldo, **positivo in tutti gli scenari**, variabile da un minimo di quasi **57 mld €** nello scenario **Green** (mediamente circa 4,4 mld €/anno tra il 2018 ed il 2030) ad un massimo di oltre **238 mld €** nello scenario **Smart Green Electrification** (mediamente circa 18,4 mld €/anno tra il 2018 ed il 2030).

RICADUTE PER LE IMPRESE	Green	Smart Green	Smart Green Electrification
Variazione del volume d'affari delle utility associato alla variazione dei volumi di vendita di energia elettrica (mln €)	-25.009	-25.009	-9.496
Variazione del volume d'affari delle imprese associato alla variazione dei volumi di vendita delle soluzioni tecnologiche (mln €)	81.980	111.320	248.240
Bilancio costi-benefici per le imprese nel periodo 2018-2030 (mln €)	56.971	86.311	238.744

3. Analisi costi-benefici degli scenari evolutivi

Da ciò deriva un incremento del gettito fiscale (IRES) delle imprese a beneficio dello Stato, variabile da un minimo di circa **0,57 mld €** nello scenario **Green** ad un massimo di circa **2 mld €** nello scenario **Smart Green Electrification**.

Le utility sono inoltre soggette alla realizzazione di investimenti nell'ordine dei 13-15 mld €, che oltre a garantire benefici diretti per esse stesse consentono di ottenere benefici "energetici" di natura sistemica.

CONCLUSIONI: LA PROSPETTIVA DELLE UTENZE ENERGETICHE

L'analisi dei tre scenari mostra una **rilevante riduzione della "bolletta energetica"** per le **utenze energetiche**, variabile da un minimo di oltre **2 mld €** nello scenario **Smart Green Electrification** ad un massimo di oltre **16 mld €** nello scenario **Green**.

RICADUTE PER LE UTENZE ENERGETICHE	Green	Smart Green	Smart Green Electrification
VARIAZIONE DELLA "BOLLETTA ENERGETICA" DELLE UTENZE ENERGETICHE (mln €)	-16.886	-17.949	-2.437

Tale beneficio è conseguito attraverso la realizzazione di una serie di investimenti cospicui, che in valore assoluto variano da un minimo di oltre 68 mld € nello scenario Green ad un massimo di oltre 230 mld € nello scenario Smart Green Electrification, i cui effetti positivi si registrano anche oltre l'orizzonte temporale di riferimento analizzato. Inoltre, tali investimenti generano ulteriori effetti "indotti" positivi, quali ad esempio il mancato costo di acquisto di carburante a seguito dell'elettrificazione della mobilità.

CONCLUSIONI: LA PROSPETTIVA DELLO STATO

Il “bilancio” per lo Stato associato all’evoluzione del sistema elettrico italiano è **positivo in tutti gli scenari**, variabile da un minimo di oltre **10 mld €** nello scenario **Green** (mediamente circa 800 mln €/anno tra il 2018 ed il 2030) ad un massimo di quasi **39 mld €** nello scenario **Smart Green Electrification** (mediamente circa 3 mld €/anno tra il 2018 ed il 2030).

RICADUTE PER LO STATO	Green	Smart Green	Smart Green Electrification
Variazione dell’ ammontare delle accise per lo Stato a seguito della variazione dei volumi di vendita dei diversi vettori energetici da parte delle utility (mln €)	-2.447	-2.447	-929
Variazione dell’ ammontare dell’iva per lo Stato a seguito della variazione dei volumi di vendita di energia elettrica da parte delle utility (mln €)	-2.274	-2.274	-863
Variazione dell’ ammontare dell’iva per lo Stato associato alla variazione dei volumi di vendita delle soluzioni tecnologiche (mln €)	18.033	24.490	54.393
Variazione del gettito ired per lo Stato associato alla variazione dei volumi di vendita delle soluzioni tecnologiche (mln €)	826	900	1.912
Variazione del gettito ired per lo Stato associato alla variazione dei volumi di vendita di energia elettrica (mln €)	-338	-338	-128
Variazione del gettito irpef per lo Stato a seguito delle ricadute occupazionali per le imprese della filiera (mln €)	1.030	1.242	2.954
Variazione dell’ ammontare delle accise per lo stato in seguito a diffusione mobilità elettrica (mln €)	-4.307	-6.490	-18.608
Bilancio costi-benefici per lo Stato nel periodo 2018-2030 (mln €)	10.523	15.083	38.731

In aggiunta a ciò, emergono **importanti ricadute positive di carattere “ambientale”** (in termini di riduzione delle emissioni di CO₂), che si traducono in un beneficio economico netto variabile da un minimo di oltre **3 mld €** nello scenario **Smart Green Electrification** ad un massimo di quasi **5 mld €** nello scenario **Green**.

Ciò senza considerare gli effetti indotti derivanti dalla diffusione dei veicoli elettrici e delle pompe di calore in sostituzione di tecnologie meno efficienti da un punto di vista ambientale.



L'EVOLUZIONE DEL SISTEMA ELETTRICO: ANALISI COSTI-BENEFICI

ANNEX I - BIBLIOGRAFIA



**POLITECNICO
MILANO 1863**

SCHOOL OF MANAGEMENT



in collaborazione con:



BIBLIOGRAFIA

- ANIE ENERGIA, Ricerca sul Sistema Energetico (RSE SpA): «I sistemi di accumulo nel settore elettrico», Marzo 2015.
- ANIE ENERGIA, Ricerca sul Sistema Energetico (RSE SpA): «sistemi di accumulo elettrochimico: prospettive e opportunità», 2017.
- ENERGY & STRATEGY GROUP, «Energy Efficiency Report 2013», Novembre 2013.
- ENERGY & STRATEGY GROUP, «E-mobility Report 2017», Gennaio 2017.
- ENERGY & STRATEGY GROUP, «Energy Storage Report 2016», Novembre 2016.
- ENERGY & STRATEGY GROUP, «Renewable Energy Report 2016», Maggio 2016.
- ENTSO-E, «TYNDP 2016 Scenario Development Report», 22 Maggio 2015 .
- EUROPEAN COMMISSION, «EU Reference Scenario 2016: Main results», Luglio 2016. Disponibile online: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/20160712_Summary_Ref_scenario_MAIN_RESULTS%20%282%29-web.pdf

- F. Lanati, A. Gelmini, «Impatti dei cambiamenti climatici sul sistema elettrico al 2030». Rapporto Ricerca di Sistema PAR 2014.
- F. Lanati, A. Gelmini, «Impatti del dynamic pricing applicato ai consumatori elettrici residenziali», Gennaio 2016
- F. Lanati, A. Gelmini, M. Benini, M. Gallanti, «A methodology to assess the impact of 2030 EU climate and energy targets on the national power systems: the Italian case», 12th International Conference on the European Energy Market (EEM2015), 20-22 Maggio 2015.
- M. Riva, I. Gianinoni, «La mobilità elettrica nei settori privato, pubblico e merci», Rapporto Ricerca di Sistema PAR 2013.
- UNRAE, “Analisi del mercato autoveicoli in Italia”, 2016.

Lo studio è stato realizzato da:



**POLITECNICO
MILANO 1863**
SCHOOL OF MANAGEMENT



in collaborazione con:

