

Schema di rapporto di identificazione delle Capacità Obiettivo

Roma, 27 Settembre 2018

Contenuti

Assunzioni e Ipotesi di riferimento

- Overview generale
- Quadro complessivo
- Struttura zonale
- Topologia di rete
- Anni studio

Metodologia

- Processo di valutazione della capacità obiettivo
- Capacità obiettivo per scenario, sezione/confine

Applicazione metodologia

- Esempio curva costo marginale
- Iterazioni e strategie di sviluppo (ST e DG)
- Esempio costruzione curve beneficio marginale
- Individuazione capacità obiettivo
- Accorpamento frontiere estere
- Sintesi dei risultati

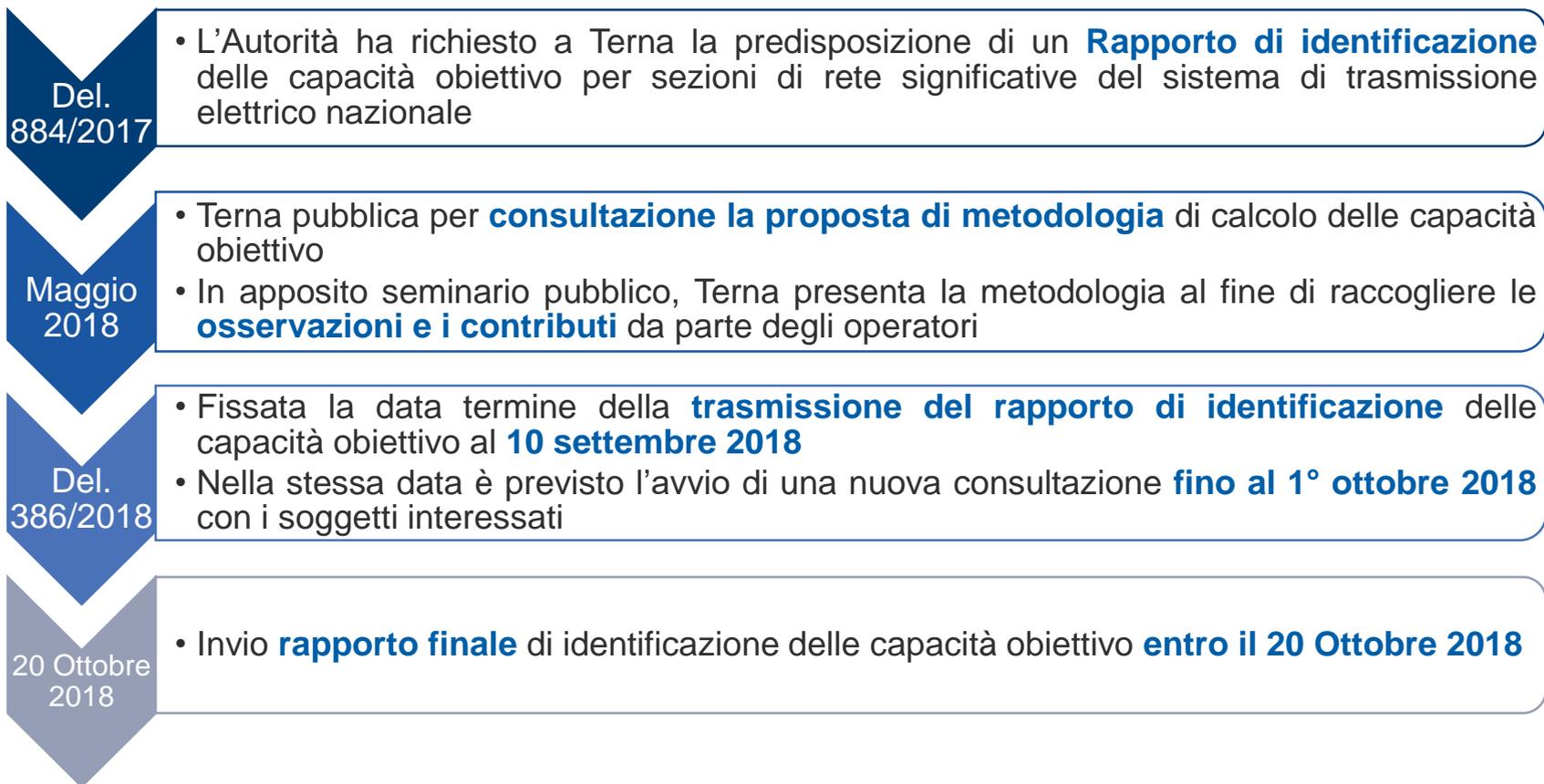
Identificazione unico valore capacità obiettivo

- Applicazione criterio «least regret»
- Sensitivity al 2025

Overview generale

Definizioni e principali riferimenti regolatori

La **capacità obiettivo aggiuntiva** per una determinata sezione/confine è definita come:
«la capacità di trasporto aggiuntiva che è **economicamente efficiente realizzare**, perché i benefici marginali sono maggiori dei costi marginali» (DCO 542/2017/R/EEL)



Assunzioni e ipotesi di riferimento

Quadro complessivo

Scenari di riferimento:

Utilizzati gli stessi adottati per il Piano di Sviluppo 2018:

- Sustainable Transition (ST)
- Distributed Generation (DG)

c.d. scenari contrastanti ai sensi della Del. 627/2016/R/eel.

Anno studio:

In esito alla consultazione e ulteriori spunti di riflessione, si è proceduto con:

- Anno 2030
- Anno 2025 (sensitivity)



Struttura zonale:

In esito alla consultazione, si è proceduto con la **configurazione zonale attuale**.

Sensitivity finale sulla base della delibera 386/2018 che prevede **rimozione poli limitati** Foggia Brindisi e Priolo.

Assunzioni e ipotesi di riferimento

Scenari di riferimento

- ✓ Scenari **contrastanti** adottati nel PdS 2018
- ✓ Allineati agli **scenari europei** elaborati da ENTSO-E ai fini del TYNDP 2018

Scenario	Sustainable Transition (ST)	Distributed Generation (DG)
Approccio	Bottom-up	Top-down
Domanda elettrica	<ul style="list-style-type: none"> • Aumento della domanda elettrica (+1,3% CAGR 2016-'30) 	<ul style="list-style-type: none"> • Incremento della domanda nel riscaldamento e nei trasporti, compensato dal modello prosumer e dall'efficienza energetica • Aumento della flessibilità di domanda sia in ambito domestico che industriale
Generazione elettrica	<ul style="list-style-type: none"> • Crescita generazione a gas per disponibilità della commodity • Parziale spiazzamento del carbone per incremento prezzo CO₂ 	<ul style="list-style-type: none"> • Diffusione della generazione di piccola taglia trainata da riduzione del costo tecnologico • Sviluppo batterie per il bilanciamento FER piccola taglia

Assunzioni e ipotesi di riferimento

Struttura zonale

Delibera Arera 386/2018 approva **nuova struttura zonale** con eliminazione dei poli di produzione limitati di Foggia, Brindisi e Priolo

Spunti consultazione

REF: **scenari differenti** tra il rapporto revisione configurazione zonale e gli scenari di riferimento del Piano di Sviluppo 2018

AIGET: evitare di definire valori di Capacità Obiettivo **non coerenti** con la configurazione zonale che verrà approvata

ENEL: non si condivide “Alternativa Base”, laddove ARERA non si sia espressa per tempo

Durante il seminario:

- preferenza verso simulazioni su configurazione zonale vigente
- sensitivity con configurazione zone di mercato attuali

Assunzioni per le valutazioni

STRUTTURA ZONALE 2017
+ sensitivity con nuova struttura zonale
(del. 386/2018)



Assunzioni e ipotesi di riferimento

Rete di riferimento

Spunti consultazione

ANIE: condivisibile rete di minimo sviluppo

Assunzioni per le valutazioni

Unica rete di riferimento che include rispetto alla rete attuale i **solli progetti di sviluppo autorizzati** del PdS'18, il cui completamento è previsto al 1.1.2025.

RETE DI MINIMO SVILUPPO



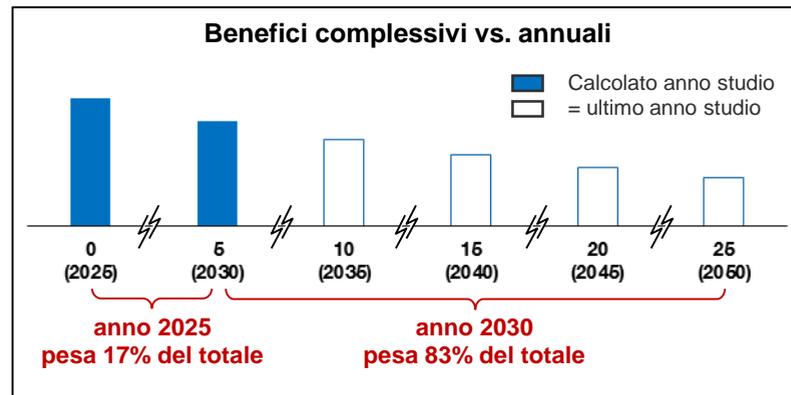
	Progetto	I21
1	HVDC Italia Francia	1.200 MW
2	EI. 132 kV Brennero-Steinach	100 MW
3	HVDC Italia-Mont.gro I polo	600 MW
4	EI.380 kV Deliceto-Bisaccia	400 MW

Assunzioni e ipotesi di riferimento

Anno studio

Ulteriori riflessioni Terna:

- i requisiti della delibera 627/2016 prevedono di valutare benefici su **almeno due anni studio**
- i benefici tra l'ultimo anno studio e l'anno di fine vita economica sono **pari a quelli dell'ultimo anno studio**



Spunti consultazione

REF: 2025 riduttivo rispetto all'orizzonte di efficacia dell'intervento anche in relazione al potenziale **inasprirsi delle criticità di lungo periodo**

ENEL: condivide scelta **anno studio 2025**

ANIE: condivisibile **anno studio 2025**

Assunzioni per le valutazioni

ANALISI COMPLETE SU ANNO STUDIO 2030 a cui applicare la metodologia completa di simulazione: consente di avere una **visione di più lungo termine**

SENSITIVITY SU ANNO STUDIO 2025: funzionale a verificare la confidenza delle analisi effettuate

Contenuti

Assunzioni e Ipotesi di riferimento

- Overview generale
- Quadro complessivo
- Struttura zonale
- Topologia di rete
- Anni studio

Metodologia

- Processo di valutazione della capacità obiettivo
- Capacità obiettivo per scenario, sezione/confine

Applicazione metodologia

- Esempio curva costo marginale
- Iterazioni e strategie di sviluppo (ST e DG)
- Esempio costruzione curve beneficio marginale
- Individuazione capacità obiettivo
- Accorpamento frontiere estere
- Sintesi dei risultati

Identificazione unico valore capacità obiettivo

- Applicazione criterio «least regret»
- Sensitivity al 2025

Metodologia

Processo valutazione capacità obiettivo

A Curve di costo marginale

Il costo di costruzione di nuova capacità su sezione/confine varia in modo significativo tra i diversi progetti: i driver chiave sono la tecnologia, la lunghezza e la capacità del collegamento stesso; in assenza di ipotesi su come sarà realizzata tale capacità, tale stima è soggetta alla massima aleatorietà.

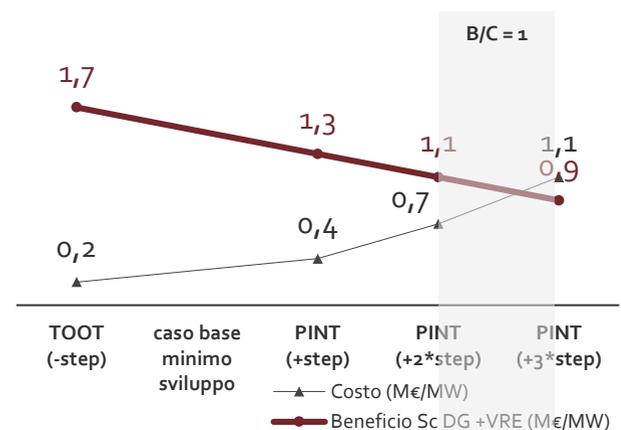
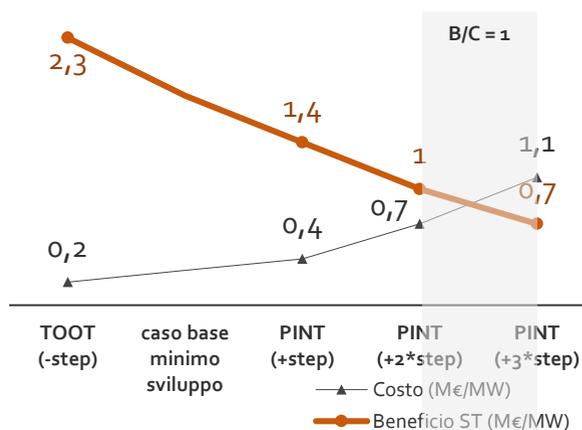
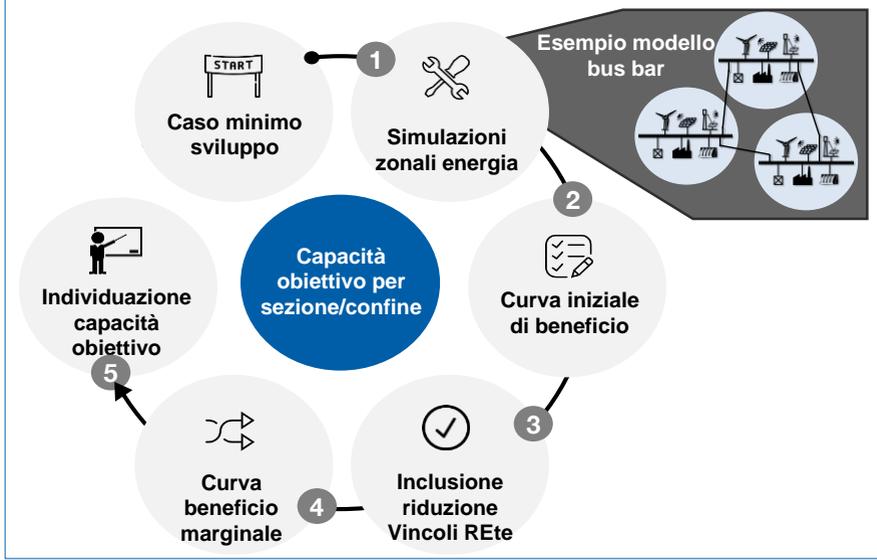
C Capacità obiettivo per scenario e sezione/confine

A seguito dell'individuazione del **costo** e **beneficio marginale**, per **ciascuna sezione/confine** e per gli **scenari ST e DG**, si individua l'**incrocio fra le relative curve di beneficio marginale totale e di costo marginale**. Il gradino di intersezione fra le curve rappresenta l'area dove identificare la **capacità obiettivo** ed il **valore di capacità obiettivo** è pari a:

Σ tutti step con $B/C > 1$ + step ult. iteraz. * B/C ultima iteraz.

Per ciascuna sezione/confine si producono **due valori di capacità obiettivo**: uno per ciascuno degli scenari considerati.

B Principali fasi per valutazione beneficio marginale

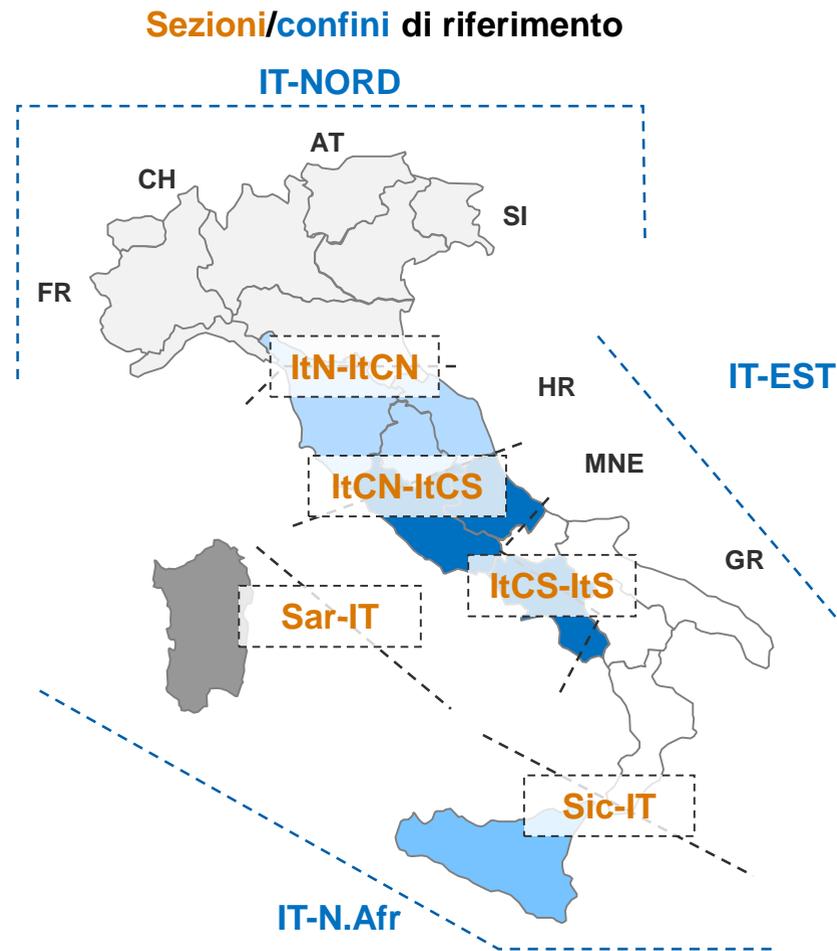


Metodologia

A) Curve costo marginale

Principi generali ai fini della valutazione del costo marginale per ciascuna sezione/confine:

- per i **progetti già previsti** nei Piani di Sviluppo e **fino ai valori di capacità già pianificati**, utilizzata la **stima dei costi presente nel Piano di Sviluppo 2018***
- confluisce nella curva di costo marginale il **costo dell'intervento da PdS '18** con criterio di funzionalità vs. incremento capacità
- per **incrementi di capacità ulteriori** rispetto a quelli già previsti nel Piano di Sviluppo 2018 si tengono presente le **ultime stime di costo** per i nuovi progetti previsti in Piano di Sviluppo e i **costi di riferimento/standard** (report predisposto da ACER)
- con riferimento al costo marginale per **ciascuno rinforzo sui confini**, si assume che in assenza di maggiori informazioni il Paese si faccia carico del **50% del costo complessivo** del progetto



* si considera il costo a livello di intervento e funzionale a incrementare la capacità di scambio includendo eventuali riassetti rete, razionalizzazioni, opere interferenti che di norma sono abilitanti alla sostenibilità del progetto sul territorio

Metodologia

B) Curve beneficio marginale: simulazioni zonali

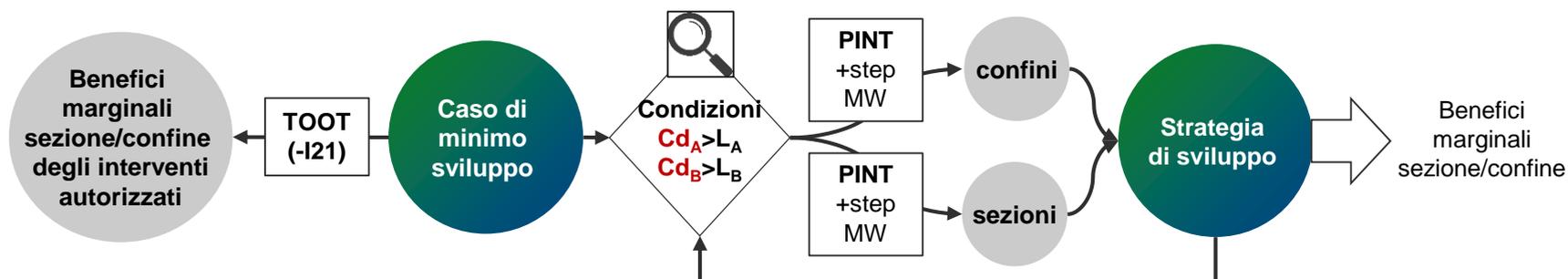
A partire dal caso base, la valutazione dei benefici marginali si è sviluppata con **simulazioni zonali di mercato dell'energia (SEW)** e **dei servizi di dispacciamento (MSDz)** con il seguente approccio:

1. simulazioni **TOOT** (Take Out One at the Time) del valore di incremento di capacità di trasporto per i soli progetti **autorizzati** e la cui entrata in servizio è **prevista al 1.1.2025** sulle sole sezioni/confini oggetto di variazione della capacità di scambio rispetto ai valori attuali winter peak; per ciascuna simulazione TOOT, il valore di variazione della capacità di scambio è assunto pari al valore esplicitato in PdS (ed indicato con il codice I21*).
2. simulazioni **PINT** (Put IN one at Time) incrementi **contestuali** e/o consecutivi di capacità** tra una o più sezioni/confini di rete, verificando il confronto tra il beneficio marginale ed il costo marginale, e identificando le «**strategie di sviluppo**». Per costruire la strategia o le strategie di sviluppo e selezionare le sezioni ed i confini su cui effettuare degli incrementi di capacità (PINT) si analizzano per ciascuna sezione/confine i dati delle simulazioni di mercato verificando **due grandezze**:
 - **Cd_A**: il rapporto tra la **media dei valori assoluti dei differenziali orari di prezzo (€/MWh)** ed il **costo marginale (M€/MW)** per incremento unitario di capacità per ciascuna sezione/confine;
 - **Cd_B**: il valore delle **ore di congestione totali** per ciascuna sezione/confine.

Simulazioni zonali

TOOT è funzione dei progetti in PdS '18

PINT dipende dall'attivazione delle **condizioni** per definire le «**strategie di sviluppo**»



(*) I₂₁: Variazione della capacità di scambio come da PdS

(**) la contestualità si rende necessaria al fine di tener conto della possibilità di traslazione della sezione congestionata

Metodologia



B) Curve beneficio marginale: condizioni per strategie di sviluppo

DESCRIZIONE CONDIZIONI

Gli incrementi di scambio nelle simulazioni **PINT** a gradini sono stati effettuati se, per ciascuna **simulazione zonale** e per ciascuna sezione/confine, si è verificata la **condizione A**:

- se Cd_A è maggiore del limite di attivazione L_A , per ciascuna iterazione X, si effettua un incremento di capacità di scambio (**step**); la simulazione zonale consente di stimare il beneficio incrementale in funzione dell'incremento capacità di scambio (**step**) andando a descrivere un punto sulla **curva di beneficio marginale**;

$$Cd_A > L_A$$

- altrimenti non si effettua alcun incremento di scambio.

A ciascuna **iterazione** corrisponde una **simulazione zonale** ed un punto sulla curva di beneficio marginale.

Nelle **iterazioni successive** si è verificata nuovamente la **condizione A** eventualmente riducendo il limite di attivazione L_A laddove non dovesse attivarsi alcun incremento di scambio.

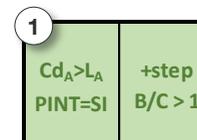
Nelle **iterazioni** non è stato mai necessario il ricorso alla **condizione B**.

PRECISAZIONI

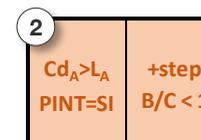
Per simulazioni/iterazioni con PINT, il singolo valore di incremento della capacità di scambio (definito **step**) assunto pari ad un gradino di riferimento di:

- $step_{confine} = 500 \text{ MW}$ sulle frontiere;
- $step_{sezione} = 400 \text{ MW}$ sulle sezioni.

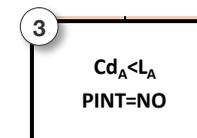
CASISTICHE



- 1) Le condizioni indicano di **attivare il PINT**
- 2) La verifica dei benefici del PINT risulta **POSITIVA** con $B/C > 1$
- 3) si descrive un **punto nella curva di beneficio**
- 4) si conferma il **PINT nella iterazione successiva**



- 1) Le condizioni indicano di **attivare il PINT**
- 2) La verifica dei benefici del PINT risulta **NEGATIVA** con $B/C < 1$
- 3) **NON** descrive un punto nella curva di beneficio, salvo nella iterazione finale

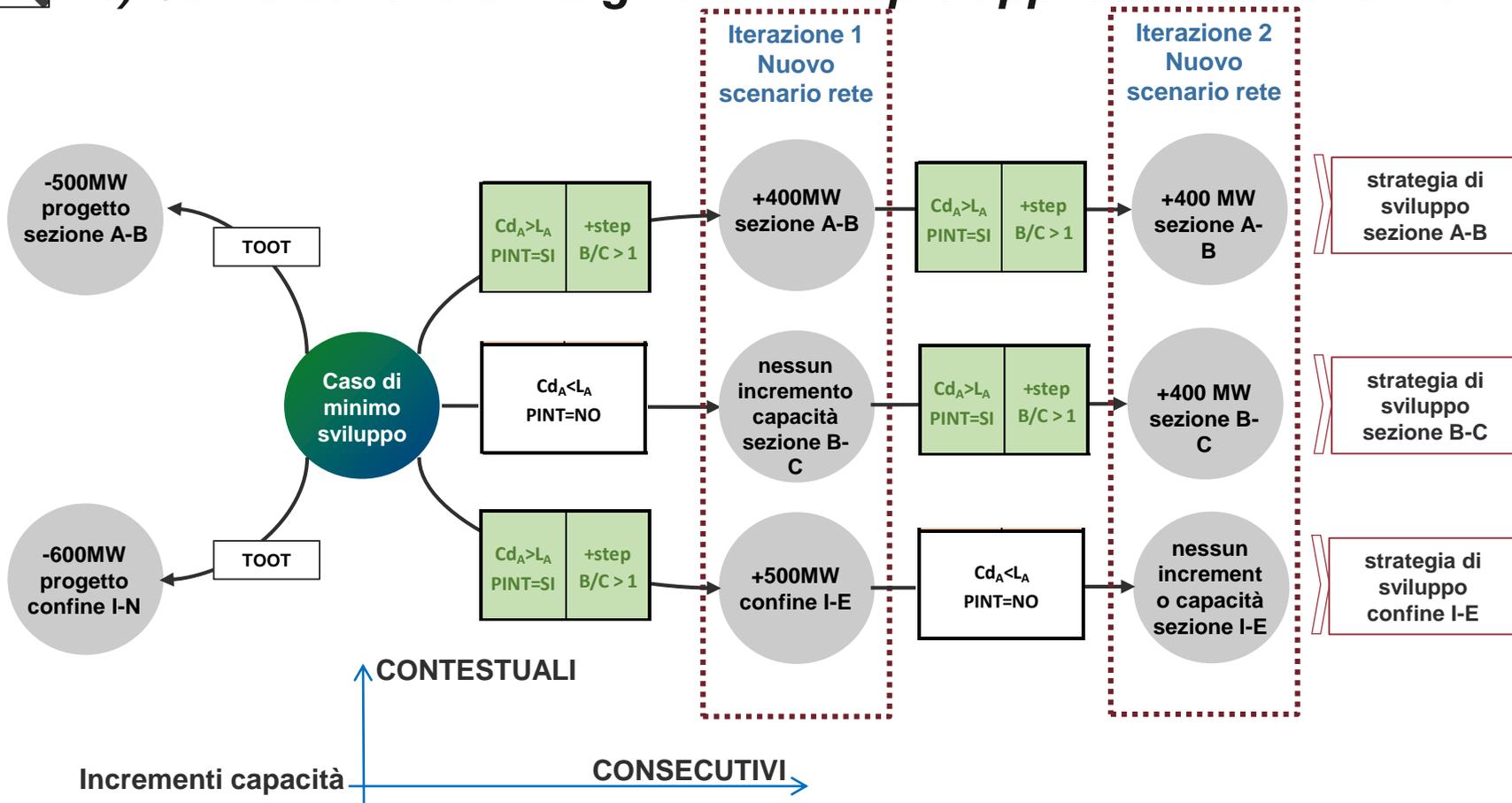


- 1) Le condizioni indicano di **NON attivare il PINT**

Metodologia



B) Curve beneficio marginale: esempio applicazione condizioni



Le simulazioni (esempio) hanno consentito di costruire una **serie di iterazioni** con i relativi benefici marginali per sezione/confine e conseguentemente di individuare i punti della **curva marginale di beneficio** nei due scenari “contrastanti” previsti in PdS all’anno studio 2030 (ST e DG). Per ciascuna sezione/confine è anche definita la **strategia di sviluppo**.

Metodologia



B) Curve beneficio marginale: integrazione riduzione VRE

- Si effettuano analisi di rete volte a **valorizzare gli altri benefici** necessari ad **evitare una sottostima** del beneficio totale. Nelle curve di beneficio vengono inclusi i benefici denominati convenzionalmente “**Benefici di riduzione vincoli di rete**” (VRE) già previsti nella deliberazione 627/16/R7eel e s.m.i.

Focus slide seguente

- Le analisi di rete (anche di tipo probabilistico) sono state già **condotte nell’ambito del PdS 2018** ed i relativi risultati, pubblicati per intervento, si utilizzano nelle curve di beneficio **in quota potenza** se i valori sono **conciliabili** con gli scenari e le strategie di sviluppo ipotizzate. In caso contrario, si effettuano **nuove simulazioni di rete**.

- Gli spunti emersi dalla consultazione hanno confermato di **evitare una sottostima** dell’entità dei benefici.

Post consultazione maggio 2018:

Corrispondenza categorie beneficio vs. requisiti PdS '18:

- Social Economic Welfare** perimetro Italia = B1;
- Riduzione rischio Energia non Fornita** = B3;
- Integrazione rinnovabili** = B5;
- MSDz = quota B7 per movimentazioni di risoluzione **gestioni a livello di sistema**;
- MSDn = quota B7 per movimentazioni di risoluzione di **gestioni a livello nodale**;

Incluso

- Riduzione volumi emissione** di CO2 e volumi emissione degli altri inquinanti (t/anno) = B18 + B19

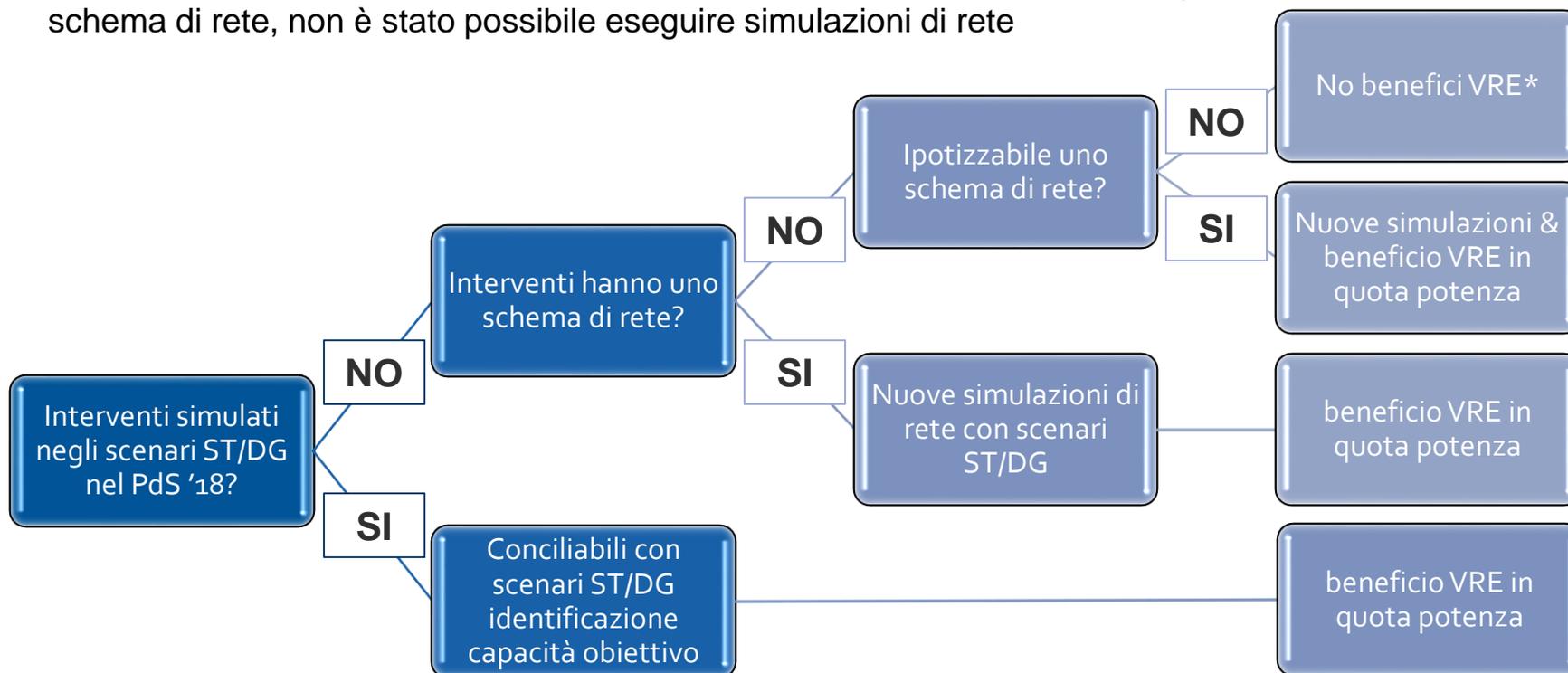
Delibera 627 e PdS '18		Ai fini applicazione a metodologia per identificare capacità obiettivo			
		mag '18	consultazione	Set '18	Riscontro post consultazione
B1	Social Economic Welfare	SI	SI	SI	
B2	Riduzione perdite rete	NO	NO	NO	
B3	Riduzione rischio ENF	SI	SI	SI (VRE)	
B4	Riduzione oneri UESS	NO	valutare	NO	<i>tipicamente catturato a livello intrazonale</i>
B5	Integrazione rinnovabili	SI	SI	SI (VRE)	
B6	Investimenti evitati RTN	NO	NO	NO	
B7	Riduzione/aumento costi MSD	SI	SI	SI (MSDn nel VRE)	
B13	Incremento resilienza	NO	valutare	NO	<i>metodologia differente basata sui TR, non catturabile</i>
B18	Riduzione emissioni CO2	NO	valutare	SI	<i>incluso</i>
B19	Riduzione altre emissioni	NO	valutare	SI	<i>incluso</i>

Metodologia



B) Curve beneficio marginale: criteri di inclusione VRE

- Laddove i **risultati nel PdS 2018** sono stati già condotti sugli scenari ST e DG utilizzati nel presente esercizio, gli stessi valori di beneficio sono stati considerati nell'analisi delle capacità obiettivo;
- In caso contrario, sono state **condotte nuove simulazioni di rete** (alcune);
- per incrementi di capacità a cui non è stato possibile implementare nel modello di rete un progetto (es. nodi di interconnessione), rendendosi necessari studi di rete di dettaglio per poter definire uno schema di rete, non è stato possibile eseguire simulazioni di rete



* Non inclusi i benefici VRE degli interconnector L.99/09 e/o Merchant Line, VRE salvo i casi in cui non siano stati calcolati nel PdS '18

Metodologia



Capacità obiettivo per scenario, sezione/confine

Spunti consultazione

Condivisa da tutti gli operatori l'opportunità di dover definire un **unico valore di capacità obiettivo** per ciascuna sezione/confine per fornire al gestore di rete una chiara indicazione degli obiettivi e delle priorità di sviluppo.

Emerse proposte di assumere:

- un criterio che **eviti di ragionare per singola sezione**;
- i valori **minimi** di capacità obiettivo tra i due scenari (sottostima);
- i valori **massimi** di capacità obiettivo tra i due scenari (sovrastima);
- una **verifica incrociata** del set di valori per verificare la rispondenza positiva dei valori in tutti gli scenari



Assunzioni per le valutazioni

Concluse le iterazioni è stata applicata la seguente metodologia:

- Soluzione (supportata da due operatori) è stata quella di assumere il **set di capacità obiettivo** che **risponde nei due scenari contrastanti**, ovvero valutare nello scenario DG gli effetti del set di capacità obiettivo calcolati nello scenario ST e viceversa, andando a **calcolare il "rimpianto/regret"** in termini di benefici e costi. La scelta si è indirizzata verso il **set di capacità obiettivo che minimizza il rimpianto/regret.**

Contenuti

Assunzioni e Ipotesi di riferimento

- Overview generale
- Quadro complessivo
- Struttura zonale
- Topologia di rete
- Anni studio

Metodologia

- Processo di valutazione della capacità obiettivo
- Capacità obiettivo per scenario, sezione/confine

○ Applicazione metodologia

- Esempio curva costo marginale
- Iterazioni e strategie di sviluppo (ST e DG)
- Esempio costruzione curve beneficio marginale
- Individuazione capacità obiettivo
- Accorpamento frontiere estere
- Sintesi dei risultati

Identificazione unico valore capacità obiettivo

- Applicazione criterio «least regret»
- Sensitivity al 2025

Applicazione metodologia

Processo valutazione capacità obiettivo

Focus slide seguenti

A

Curve di costo marginale

- **Esempio sezione Sud – Centro Sud**
- **Allegato 3 del rapporto:**
dettaglio per ciascuna sezione/confine

B

Valutazione beneficio marginale

- **Iterazioni/strategie sviluppo, scenario ST:**
figura 17 del report
- **Iterazioni/strategie sviluppo, scenario DG**
figura 18 del report
- **Esempio costruzione curve beneficio marginale**
- **Allegato 4 del rapporto:**
dettaglio per determinare beneficio marginale per ciascuna sezione/confine e scenario
- **Allegato 5 del rapporto:**
curve di beneficio/costo per ciascuna sezione/confine

C

Capacità obiettivo per scenario e sezione/confine

- **Esempio individuazione capacità aggiuntiva obiettivo** per ciascuno scenario

Applicazione metodologia

Esempio curva costo marginale **sezione Sud-CentroSud**

Criterio:

per definire il costo marginale in corrispondenza del valore di incremento predefinito di capacità (step) si utilizzano i dati di costo che contribuiscono ad alimentare tale valore di capacità

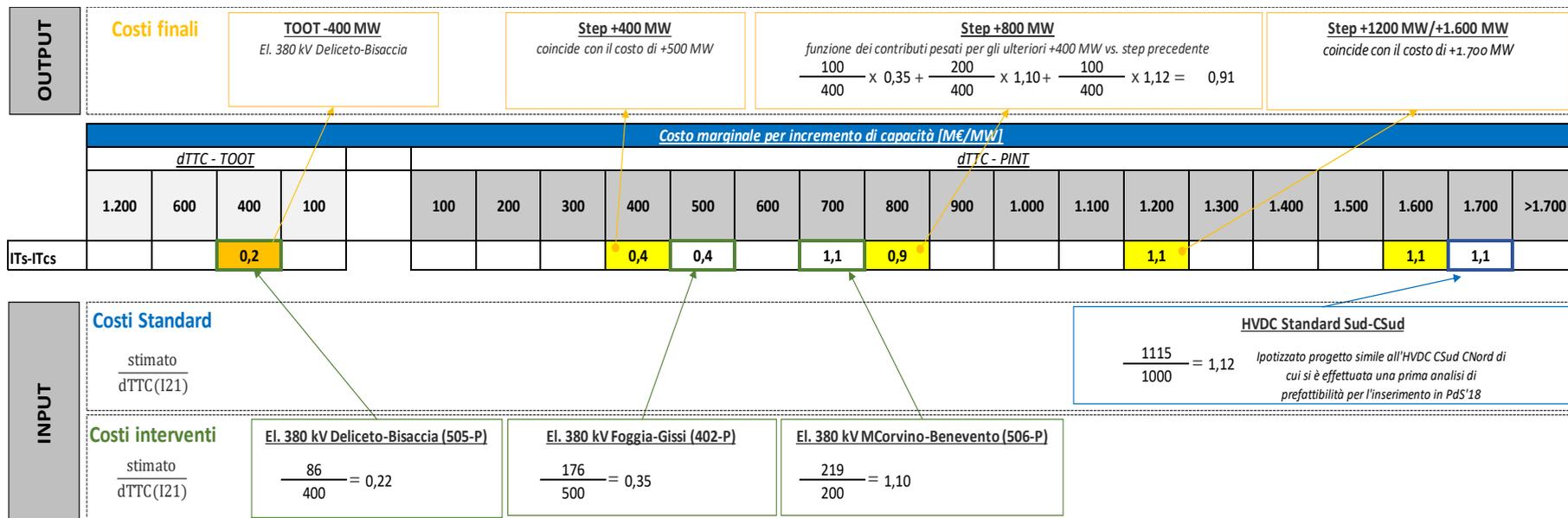
Esempio:

Costo +800 MW sezione Sud-Centro Sud è funzione di

- 100/400 del costo +500 MW
- 200/400 del costo +700 MW
- 100/400 del costo +1.700 MW

LEGENDA

input da PdS '18/TYNDP'16
input da costi ACER
output confluisce nella curva beneficio (TOOT)
output confluisce nella curva beneficio (PINT)



Applicazione metodologia

Iterazioni/strategie sviluppo, scenario ST

- 1 Ricorso a incrementi di capacità contestuali e/o consecutivi per **tener conto della possibilità di traslazione della sezione congestionata.**
- 2 Contestualità consente di tener conto della **mutua influenza.**
- 3 Consecutività consente di verificare se l'esigenza è **confermata.**

ST 2030		ITERAZIONE 0 - TOOT	ITERAZIONE 1 - PINT	ITERAZIONE 2 - PINT	ITERAZIONE 3 - PINT	ITERAZIONE 4 - PINT	ITERAZIONE 5 - PINT
Confine Nord	AT - ITn	-100	$Cd_A > L_A$ +500 PINT=SI B/C > 1	$Cd_A > L_A$ +500 PINT=SI B/C < 1	$Cd_A > L_A$ +500 PINT=SI B/C < 1	$Cd_A > L_A$ +500 PINT=SI B/C > 1	$Cd_A > L_A$ +500 PINT=SI B/C < 1
	CH - ITn		$Cd_A > L_A$ +500 PINT=SI B/C > 1	$Cd_A > L_A$ +500 PINT=SI B/C > 1	$Cd_A > L_A$ +500 PINT=SI B/C < 1	$Cd_A > L_A$ +500 PINT=SI B/C > 1	$Cd_A > L_A$ +500 PINT=SI B/C < 1
	FR - ITn	-1200	$Cd_A > L_A$ +500 PINT=SI B/C < 1				
	SI - ITn		$Cd_A > L_A$ +500 PINT=SI B/C < 1	$Cd_A < L_A$ PINT=NO			
Confine Balcani	ITcn - HR		$Cd_A > L_A$ +500 PINT=SI B/C < 1				
	ME - ITcs	-600	$Cd_A > L_A$ +500 PINT=SI B/C < 1	$Cd_A > L_A$ +500 PINT=SI B/C < 1		$Cd_A > L_A$ +500 PINT=SI B/C < 1	$Cd_A > L_A$ +500 PINT=SI B/C < 1
	ITbr - GR			$Cd_A > L_A$ +500 PINT=SI B/C < 1			
Confine N.Africa	ITsic - TUN		$Cd_A > L_A$ +500 PINT=SI B/C > 1	$Cd_A > L_A$ +500 PINT=SI B/C > 1	$Cd_A > L_A$ +500 PINT=SI B/C < 1	$Cd_A > L_A$ +500 PINT=SI B/C < 1	
Sezioni interne	ITcn - ITn		$Cd_A > L_A$ +400 PINT=SI B/C > 1	$Cd_A < L_A$ PINT=NO	$Cd_A > L_A$ +400 PINT=SI B/C < 1	$Cd_A > L_A$ +400 PINT=SI B/C < 1	$Cd_A < L_A$ PINT=NO
	ITcs - ITcn		$Cd_A > L_A$ +400 PINT=SI B/C > 1	$Cd_A > L_A$ +400 PINT=SI B/C > 1	$Cd_A > L_A$ +400 PINT=SI B/C < 1	$Cd_A > L_A$ +400 PINT=SI B/C < 1	$Cd_A > L_A$ +400 PINT=SI B/C < 1
	ITs - ITcs	-400	$Cd_A > L_A$ +400 PINT=SI B/C < 1	$Cd_A > L_A$ +400 PINT=SI B/C < 1	$Cd_A > L_A$ +400 PINT=SI B/C < 1	$Cd_A > L_A$ +400 PINT=SI B/C > 1	$Cd_A > L_A$ +400 PINT=SI B/C < 1
	ITsic - IT		$Cd_A > L_A$ +400 PINT=SI B/C > 1			$Cd_A > L_A$ +400 PINT=SI B/C > 1	
	ITsar - IT			$Cd_A > L_A$ +400 PINT=SI B/C > 1			
	ITsar - IT		$Cd_A > L_A$ +400 PINT=SI B/C > 1	$Cd_A > L_A$ +400 PINT=SI B/C < 1	$Cd_A < L_A$ PINT=NO	$Cd_A > L_A$ +400 PINT=SI B/C < 1	$Cd_A > L_A$ +400 PINT=SI B/C < 1
	ITsic - IT			$Cd_A > L_A$ +400 PINT=SI B/C < 1	$Cd_A > L_A$ +400 PINT=SI B/C > 1	$Cd_A > L_A$ +400 PINT=SI B/C < 1	$Cd_A < L_A$ PINT=NO

Applicazione metodologia

Iterazioni/strategie sviluppo, scenario DG

- 1 Ricorso a incrementi di capacità contestuali e/o consecutivi per **tener conto della possibilità di traslazione della sezione congestionata.**
- 2 Contestualità consente di tener conto della **mutua influenza.**
- 3 Consecutività consente di verificare se l'esigenza è **confermata.**

DG 2030		ITERAZIONE 0 - TOOT	ITERAZIONE 1 - PINT	ITERAZIONE 2 - PINT	ITERAZIONE 3 - PINT	ITERAZIONE 4 - PINT	ITERAZIONE 5 - PINT	ITERAZIONE 6 - PINT
Confine Nord	AT - ITn	-100	Cd _A >L _A +500 PINT=SI B/C > 1	Cd _A >L _A +500 PINT=SI B/C > 1	Cd _A >L _A +500 PINT=SI B/C > 1	Cd _A >L _A +500 PINT=SI B/C < 1	Cd _A >L _A +500 PINT=SI B/C < 1	Cd _A >L _A +500 PINT=SI B/C < 1
	CH - ITn		Cd _A >L _A +500 PINT=SI B/C > 1	Cd _A >L _A +500 PINT=SI B/C > 1	Cd _A >L _A +500 PINT=SI B/C < 1	Cd _A >L _A +500 PINT=SI B/C < 1	Cd _A >L _A +500 PINT=SI B/C > 1	Cd _A >L _A +500 PINT=SI B/C < 1
	FR - ITn	-1200	Cd _A >L _A +500 PINT=SI B/C > 1	Cd _A >L _A +500 PINT=SI B/C > 1	Cd _A >L _A +500 PINT=SI B/C < 1	Cd _A >L _A +500 PINT=SI B/C < 1	Cd _A >L _A +500 PINT=SI B/C < 1	Cd _A >L _A +500 PINT=SI B/C < 1
	SI - ITn		Cd _A >L _A +500 PINT=SI B/C > 1	Cd _A >L _A +500 PINT=SI B/C > 1	Cd _A >L _A +500 PINT=SI B/C < 1	Cd _A >L _A +500 PINT=SI B/C < 1	Cd _A >L _A +500 PINT=SI B/C < 1	Cd _A >L _A +500 PINT=SI B/C < 1
Confine Balcani	ITcn - HR		Cd _A >L _A +500 PINT=SI B/C > 1	Cd _A >L _A +500 PINT=SI B/C > 1	Cd _A >L _A +500 PINT=SI B/C > 1	Cd _A >L _A +500 PINT=SI B/C < 1	Cd _A >L _A +500 PINT=SI B/C < 1	Cd _A >L _A +500 PINT=SI B/C < 1
	ME - ITcs	-600	Cd _A >L _A +500 PINT=SI B/C > 1	Cd _A >L _A +500 PINT=SI B/C < 1	Cd _A >L _A +500 PINT=SI B/C < 1	Cd _A >L _A +500 PINT=SI B/C < 1	Cd _A >L _A +500 PINT=SI B/C < 1	Cd _A >L _A +500 PINT=SI B/C < 1
	ITbr - GR			Cd _A >L _A +500 PINT=SI B/C < 1	Cd _A >L _A +500 PINT=SI B/C < 1	Cd _A >L _A +500 PINT=SI B/C > 1	Cd _A >L _A +500 PINT=SI B/C < 1	Cd _A >L _A +500 PINT=SI B/C < 1
Confine N.Africa	ITsic - TUN		Cd _A >L _A +500 PINT=SI B/C > 1	Cd _A >L _A +500 PINT=SI B/C > 1	Cd _A >L _A +500 PINT=SI B/C < 1	Cd _A >L _A +500 PINT=SI B/C < 1		
Sezioni interne	ITcn - ITn		Cd _A >L _A +400 PINT=SI B/C > 1	Cd _A <L _A PINT=NO	Cd _A >L _A +400 PINT=SI B/C < 1	Cd _A >L _A +400 PINT=SI B/C < 1	Cd _A >L _A +400 PINT=SI B/C < 1	Cd _A >L _A +500 PINT=SI B/C < 1
	ITcs - ITcn		Cd _A >L _A +400 PINT=SI B/C > 1	Cd _A >L _A +400 PINT=SI B/C < 1	Cd _A >L _A +400 PINT=SI B/C < 1	Cd _A >L _A +400 PINT=SI B/C > 1	Cd _A >L _A +400 PINT=SI B/C < 1	Cd _A >L _A +400 PINT=SI B/C < 1
	ITs - ITcs	-400	Cd _A >L _A +500 PINT=SI B/C > 1	Cd _A <L _A PINT=NO	Cd _A >L _A +400 PINT=SI B/C < 1	Cd _A >L _A +400 PINT=SI B/C < 1	Cd _A >L _A +400 PINT=SI B/C < 1	Cd _A >L _A +400 PINT=SI B/C < 1
	ITsic - IT		Cd _A >L _A +400 PINT=SI B/C > 1					
	ITsar - IT			Cd _A >L _A +400 PINT=SI B/C > 1				
	ITsar - IT			Cd _A >L _A +400 PINT=SI B/C > 1	Cd _A >L _A +400 PINT=SI B/C < 1	Cd _A >L _A +400 PINT=SI B/C < 1	Cd _A >L _A +400 PINT=SI B/C < 1	
	ITsic - IT			Cd _A >L _A +400 PINT=SI B/C > 1	Cd _A >L _A +400 PINT=SI B/C > 1	Cd _A >L _A +400 PINT=SI B/C > 1	Cd _A >L _A +400 PINT=SI B/C < 1	

Applicazione metodologia

Esempio costruzione curve beneficio marginale

SCENARIO ST

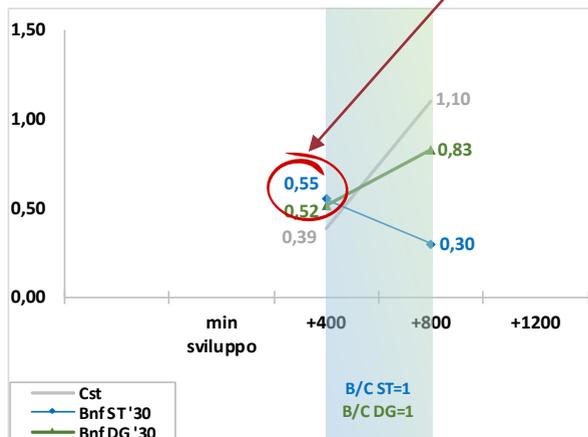
SEZIONE	ITERAZ 0 TOOT	MINIT	ITERAZ 1 PINT	ITERAZ 2 PINT
ITcn - ITn			Cd _A >L _A PINT=SI	Cd _A <L _A PINT=NO
ITcs - ITcn			+400 B/C > 1	+400 B/C > 1
ITs - ITcs	-400		+400 PINT=SI B/C < 1	+400 PINT=SI B/C < 1

Iteraz. 0 fornisce beneficio marginale sezione Sud – Csud

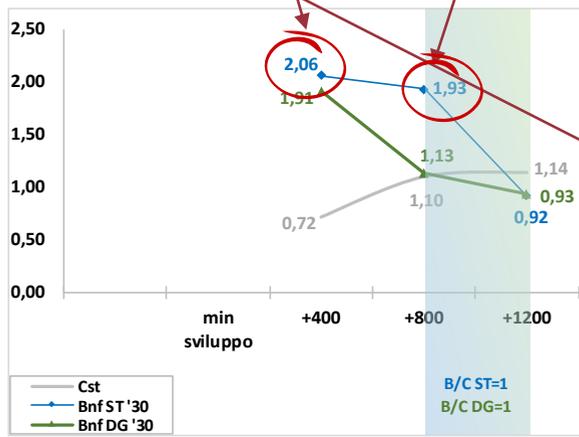
Iteraz. 1 fornisce beneficio marginale **contestualmente** sezioni N-CN e CS-CN

Iteraz 2 fornisce beneficio marginale sezione CS-CN

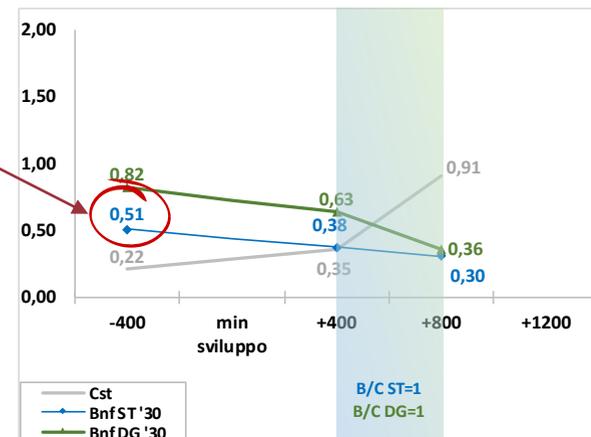
Sezione Nord – C.Nord (M€/MW)



Sezione C.Sud – C.Nord (M€/MW)



Sezione Sud – C.Sud (M€/MW)

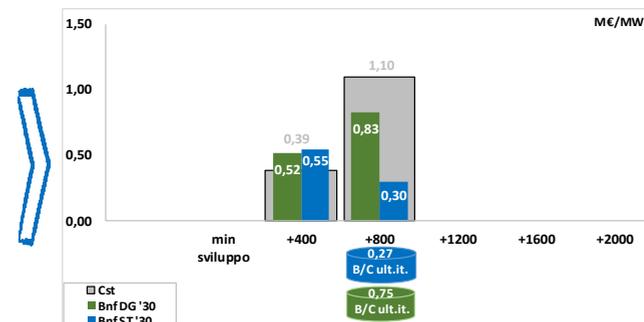
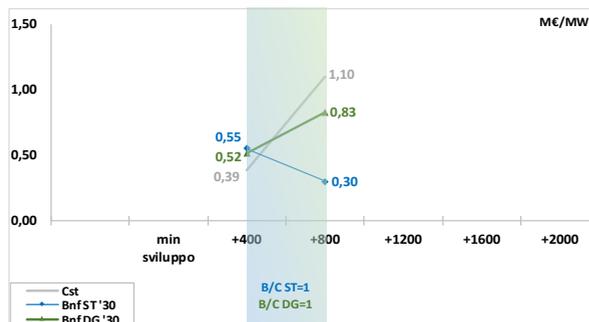


Applicazione metodologia

Individuazione capacità obiettivo

I

Per ciascuna sezione/confine negli scenari ST e DG è stato individuato il gradino in cui si incrociano le relative curve di beneficio marginale totale e di costo marginale.



II

Il valore di capacità obiettivo è stimato come:

- somma di **tutti gli step** precedenti che hanno prodotto $B/C > 1$ a cui si somma il valore dello **step dell'ultima iterazione** moltiplicato per il **relativo rapporto B/C**.
- ed arrotondato per difetto al **centinaio inferiore** (escludendo quindi il punto $B/C = 1$).

Esempio calcolo capacità obiettivo addizionale sulla sezione Nord - CentroNord

ST 2030	ITERAZIONE 1 - PINT		ITERAZIONE 3 - PINT		ITERAZIONE 4 - PINT	
Sezioni	Capacità [MW]	B/C	Capacità [MW]	B/C	Capacità [MW]	B/C
ITcn - ITn	400	1,43	800	0,50	800	0,27

$$C_{CN-N,ST} = 400 + 400 \cdot 0,27 = 509 \text{ MW} \approx 500 \text{ MW}$$

Applicazione metodologia

Accorpamento frontiere estere*

III

Confine Nord: Francia, Svizzera, Austria, Slovenia

- **territorialmente ed elettricamente connesse;**
- attualmente il calcolo dei valori di capacità di scambio TTC è eseguito considerando **interconnessa l'intera frontiera Nord**, in virtù della influenza elettrica;
- rispetto alla iterazione 0 (di minimo sviluppo) i valori di ore di congestione e la media dei valori assoluti dei differenziali orari di prezzo sono **sostanzialmente allineati**;

Confine Est: Croazia, Montenegro, Grecia in quanto:

- **territorialmente afferenti all'area Balcani;**
- rispetto alla iterazione 0 (di minimo sviluppo) i valori di ore di congestione e di differenziali di prezzo sono **sostanzialmente allineati**;

Confine Nord Africa: effettuato rispetto alla frontiera Tunisia di cui si dispone di dettagli modellistici essendo stata studiata in ambito PdS 2018;

**delibera 129/2018 art. 44.1 [...] sezioni [...] tra il sistema elettrico italiano e i sistemi elettrici confinanti (di seguito: confine).*

Applicazione metodologia

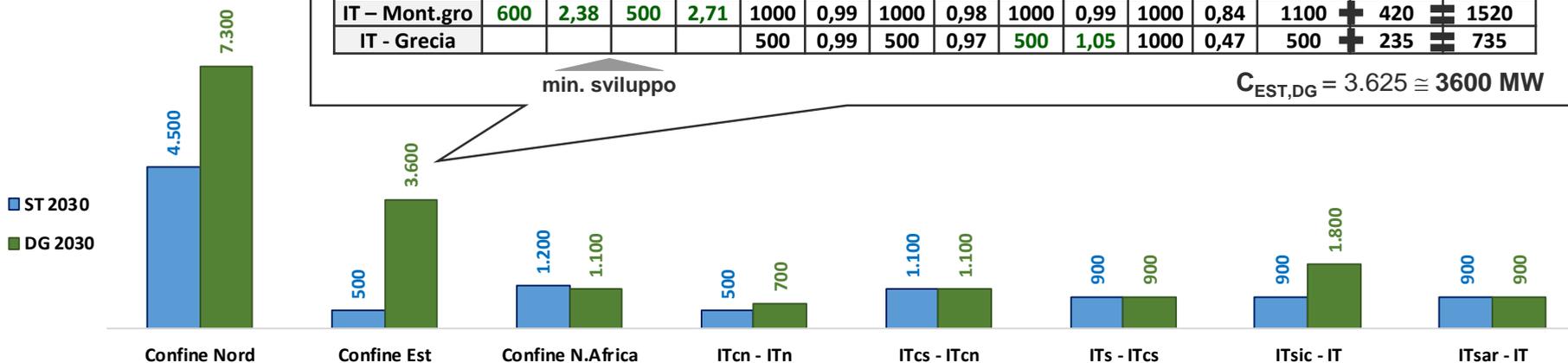
Sintesi dei risultati

Esempio calcolo capacità obiettivo frontiera EST scenario DG

DG 2030	IT. 0 - TOOT		IT. 1 - PINT		IT. 2 - PINT		IT. 3 - PINT		IT. 4 - PINT		IT. 5 - PINT		Σ step B/C >1	ult.step* ult.B/C		
Sezioni	Cap [MW]	B/C														
IT - Croazia					500	2,18	1000	1,11	1500	0,94	1500	0,74	1000	+	370	1370
IT - Mont.gro	600	2,38	500	2,71	1000	0,99	1000	0,98	1000	0,99	1000	0,84	1100	+	420	1520
IT - Grecia					500	0,99	500	0,97	500	1,05	1000	0,47	500	+	235	735

$$C_{EST,DG} = 3.625 \cong 3600 \text{ MW}$$

min. sviluppo



Spunti consultazione

- Necessità condivisa con la totalità degli stakeholder di giungere ad un **unico valore di capacità obiettivo** per ciascuna sezione/confine;
- Diverse proposte pervenute a seguito del seminario di consultazione per una scelta finale univoca

Assunzioni per le valutazioni

Approccio del «**least regret**» ritenuto il più opportuno per individuare un unico valore finale per ogni sezione/confine

Contenuti

Assunzioni e Ipotesi di riferimento

- Overview generale
- Quadro complessivo
- Struttura zonale
- Topologia di rete
- Anni studio

Metodologia

- Processo di valutazione della capacità obiettivo
- Capacità obiettivo per scenario, sezione/confine

Applicazione metodologia

- Esempio curva costo marginale
- Iterazioni e strategie di sviluppo (ST e DG)
- Esempio costruzione curve beneficio marginale
- Individuazione capacità obiettivo
- Accorpamento frontiere estere
- Sintesi dei risultati

Identificazione unico valore capacità obiettivo

- Applicazione criterio «least regret»
- Sensitivity al 2025

Identificazione unico valore capacità obiettivo

Applicazione del least regret

Definizione delle opzioni

1

OPZIONE 1 (ST)

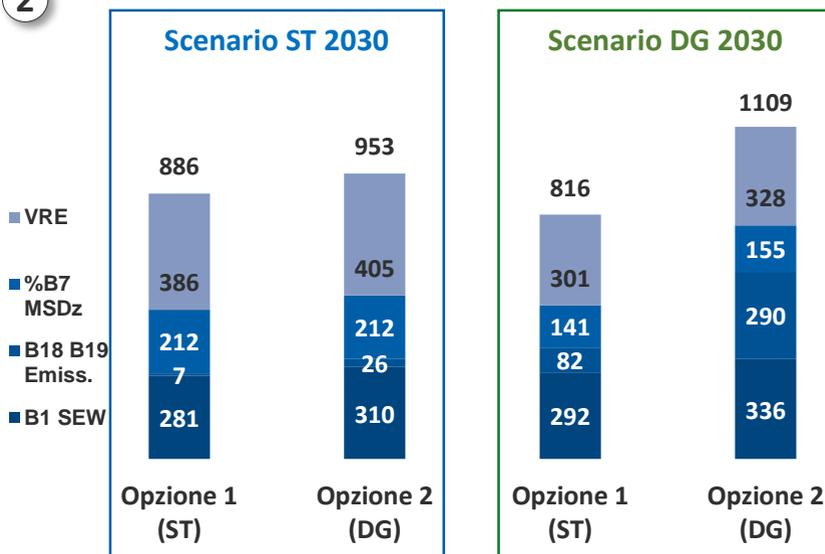
set valori capacità obiettivo risultante dalle simulazioni nello **scenario ST 2030**;

OPZIONE 2 (DG)

set valori capacità obiettivo risultante dalle simulazioni nello **scenario DG 2030**;

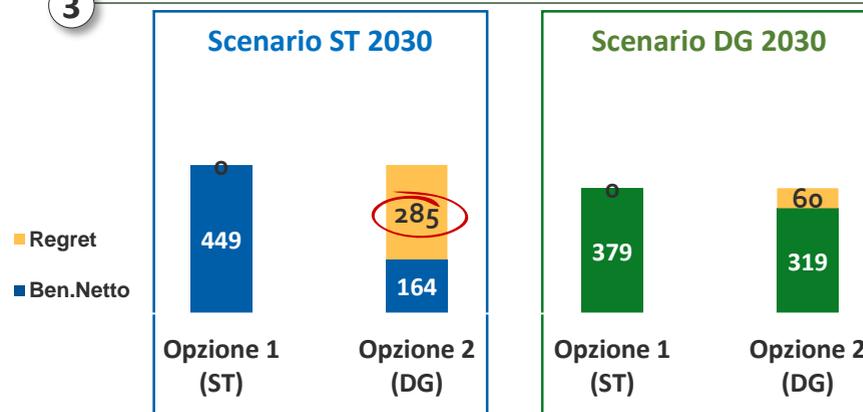
Benefici totali per scenario/opzione (M€/y)

2



Beneficio netto/regret per scenario/opzione (M€/y)

3



Identificazione least regret e worst regret (M€/y)

4

L'opzione 1 (ST) presenta i più alti benefici netti nei due scenari di riferimento.

L'opzione 2 (DG) nello scenario ST rappresenta il più alto rimpianto: **worst regret**.

L'opzione 1 (ST) nei due scenari rappresenta il **least regret**.

Identificazione unico valore capacità obiettivo

Sensitivity 2025: principi

Considerato che:

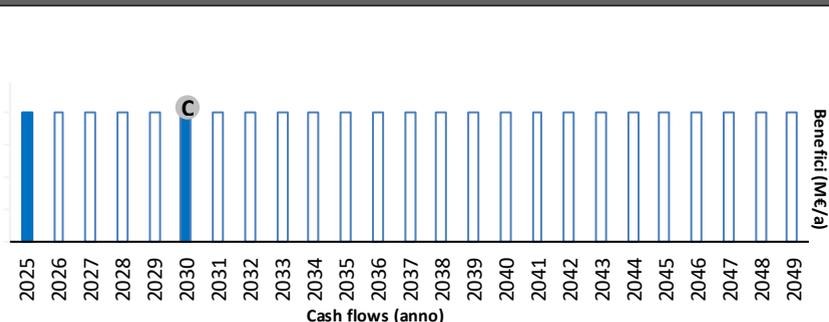
- La deliberazione 627/2017 relativa ai **requisiti per ACB degli interventi PdS** prevede i cash flow dei benefici è imposto **costante a partire dall'anno 2030 fino al termine di vita economica** (25 anni).
- Il beneficio calcolato all'anno di studio 2025 impone la **pendenza del segmento A/B-C**.
- Il beneficio calcolato all'**anno di studio 2030 pesa per oltre l'80% sui benefici totali**.

È stata condotta una **sensitivity al 2025** simulando nello **scenario ST 2025 e DG 2025** rispettivamente le iterazioni

- i. Iterazione di minimo sviluppo
- ii. Ultima iterazione negli scenari ST 2030 e DG 2030

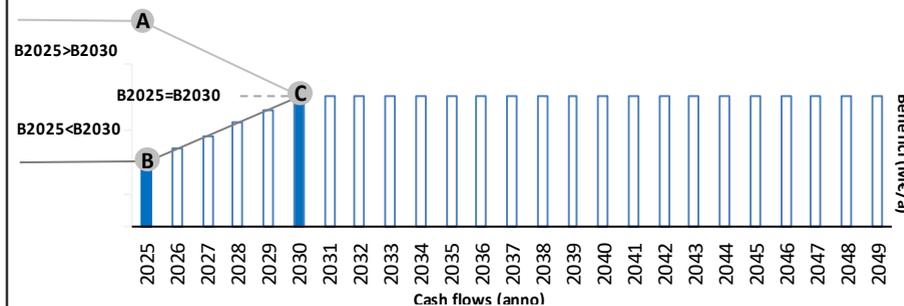
Calcolando la **% di differenza** tra i benefici netti considerando solo l'anno studio 2030 ed i benefici netti considerando l'effetto dell'inclusione dell'anno studio 2025

Benefici anno studio 2030 costanti nei 25 anni



$$15,6 * B_{2030}$$

Effetto dell'inclusione dell'anno studio 2025



$$2,7 * (B_{2025} - B_{2030}) + 15,6 * B_{2030}$$

2025 vs. 2030



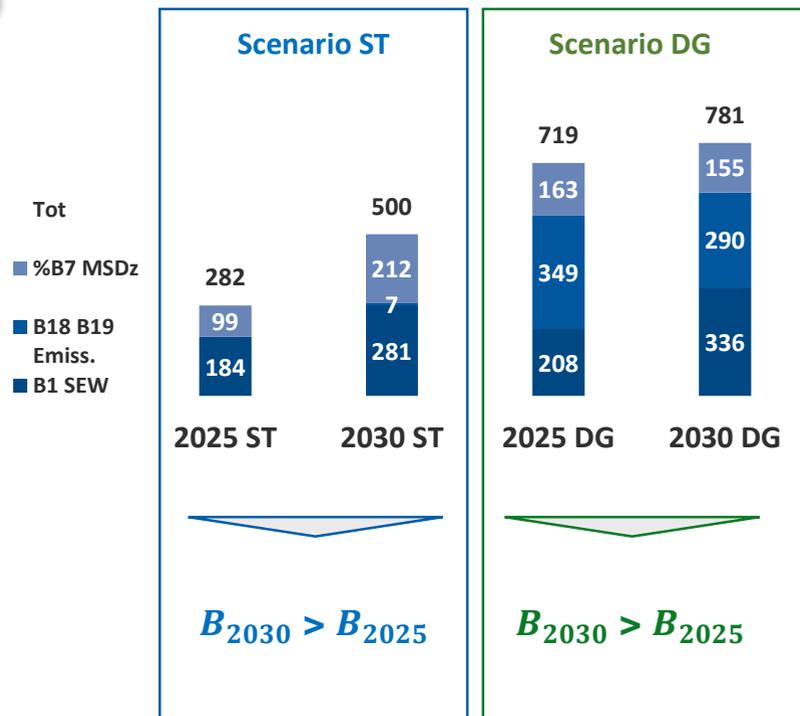
$$\frac{2,7 * (B_{2025} - B_{2030}) + 15,6 * B_{2030}}{15,6 * B_{2030}}$$

Identificazione unico valore capacità obiettivo

Sensitivity 2025: risultati

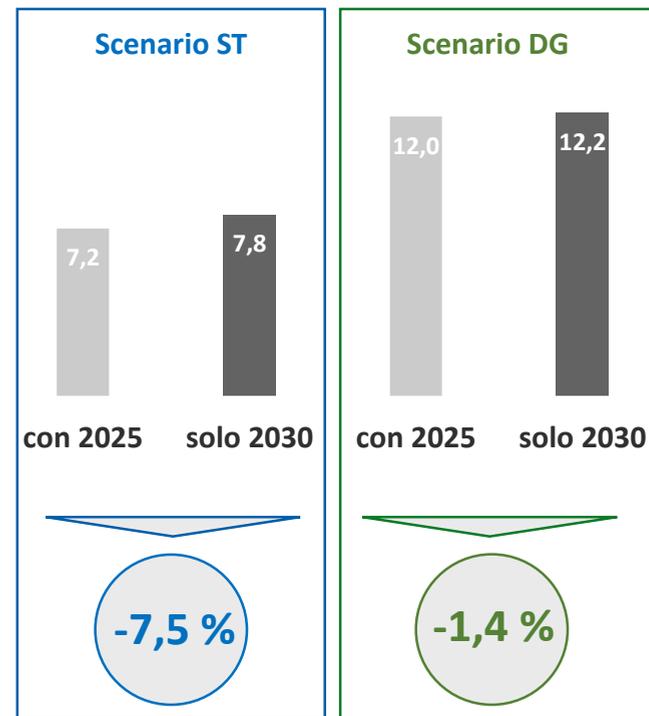
1

Benefici 2025 e 2030 (M€/y)



2

Benefici totali 2030 (Mld€)



I valori degli incrementi di capacità identificati al 2030 hanno robusta validità anche al 2025

Identificazione unico valore capacità obiettivo

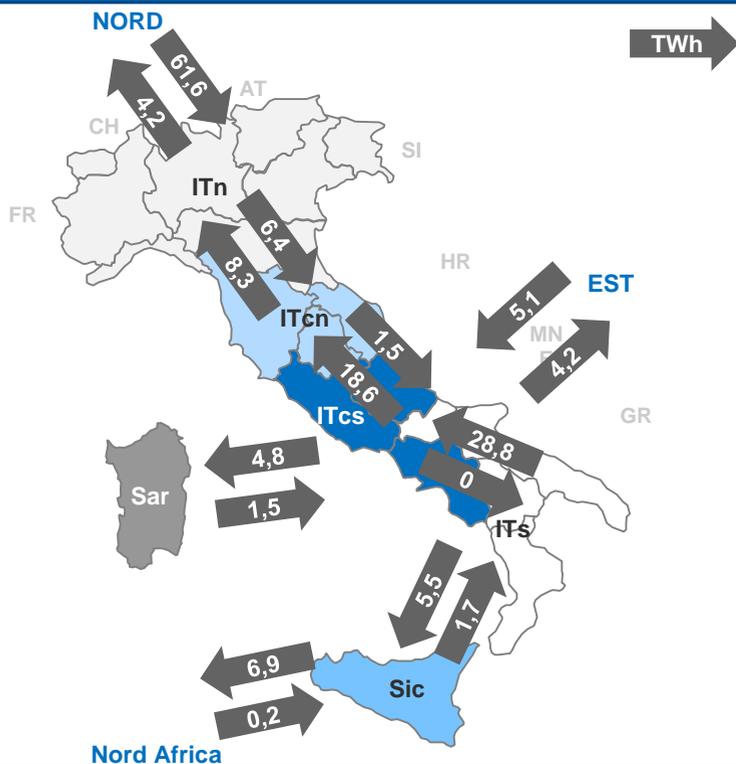
Risultati unico valore capacità obiettivo

Delibera 129/2018:

Art. 44.7: «I valori di capacità di trasporto di **partenza**, di capacità di trasporto **obiettivo** e di capacità di trasporto **addizionale** sono riferiti alla situazione cosiddetta “**winter peak**”»*

Art. 46.2.3 «rapporto debba contenere per ciascuna sezione/confine, la **quantificazione capacità trasporto obiettivo**»

Flussi energia attesi: scenario ST 2030



Valori capacità

Confine/Sezione	Direzione	Capacità Winter Peak (MW)			
		Partenza	Obiettivo	Direzione	Finale
Confine Nord-IT	►	8.435	4.500	► 94%	12.935
	◄	3.565			
Confine Est-IT	►	500	500	► 55%	1.000
	◄	500		◄ 45%	
Confine N.Africa-IT	►	0	1.200	◄ 97%	1.200
	◄	0			
Sezione ITcn - ITn	►	1.300	500	► 56%	1.800
	◄	4.000		◄ 44%	
Sezione ITcs - ITcn	►	2.700	1.100	► 93%	3.800
	◄	1.300			
Sezione ITs - ITcs	►	4.600	900	► 100%	5.500
	◄	-			
Sezione ITsic - IT	►	1.100	900	► 24%	2.000
	◄	1.200		◄ 76%	
Sezione ITsar - IT*	►	1.295	900	► 24%	1.895
	◄	1.100		◄ 76%	

*la capacità obiettivo finale tiene conto del contributo derivante dalla dismissione del SACO12 per termine vita utile (-300 MW) e del nuovo collegamento SACO13 (+400 MW)

BACK UP

Regret National Grid

Nell'analisi economica, il “regret” di una strategia è definito come la differenza in termini di beneficio di quella strategia rispetto al beneficio della migliore strategia:

$$Regret_i = Net B_{BestSt.} - Net B_i$$

Esempio valutazione Ben.Netto e regret per ciascuno scenario/opzione

Beneficio Netto (M€)	Scenario	Opzione 1	Opzione 2	Opzione 3
	Scenario A	380	200	400
	Scenario B	120	165	125
	Scenario C	350	50	250
	Scenario D	160	150	185

Regret (M€)	Scenario	Opzione 1	Opzione 2	Opzione 3
	Scenario A	20	200	0
	Scenario B	45	0	40
	Scenario C	0	300	100
	Scenario D	25	35	0
Worst regret		45	300	100

L'analisi del “least regret” mostra che **l'opzione 1 minimizza il rischio all'interno di tutti e quattro gli scenari considerati**, poiché il regret ad essa associato sarà non più di € 45 milioni. Questo tipo di approccio fornisce uno strumento per una più stabile e robusta decisione all'interno di un range di possibili soluzioni, minimizzando al contempo l'esposizione a regret significativi.

Applicazione metodologia

Accorpamento frontiere estere (1)

III

Confine Nord: Francia, Svizzera, Austria, Slovenia

- differenziale con frontiera FR nello scenario ST, **non rappresenta un elemento sufficiente a scorporare la sola frontiera FR**;
- dai prezzi forward 2018 e 2019, la **tendenza del differenziale di prezzo con la FR non emerge**.
- l'analisi dei benefici B_{ini} **non evidenzia disallineamento** nonostante il differenziale FR nello scenario ST.

Confine Est: Croazia, Montenegro, Grecia in quanto:

- **territorialmente afferenti all'area Balcani**;
- rispetto alla iterazione 0 (di minimo sviluppo) i valori di ore di congestione e di differenziali di prezzo sono **sostanzialmente allineati**;

Confine Nord Africa: effettuato rispetto alla frontiera Tunisia di cui si dispone di dettagli modellistici essendo stata studiata in ambito PdS 2018;

Dati beneficio marginale dello scenario ST per ciascuna sezione/confine in funzione delle iterazioni

ST 2030		ITERAZIONE 0 - TOOT				ITERAZIONE 1 - PINT				ITERAZIONE 2 - PINT				ITERAZIONE 3 - PINT				ITERAZIONE 4 - PINT				ITERAZIONE 5 - PINT			
Sezioni		Capacità [MW]	B_{ini} [M€/M W]	B_{ini}/C	B/C	Capacità [MW]	B_{ini} [M€/M W]	B_{ini}/C	B/C	Capacità [MW]	B_{ini} [M€/M W]	B_{ini}/C	B/C	Capacità [MW]	B_{ini} [M€/M W]	B_{ini}/C	B/C	Capacità [MW]	B_{ini} [M€/M W]	B_{ini}/C	B/C	Capacità [MW]	B_{ini} [M€/M W]	B_{ini}/C	B/C
Confine Nord	AT - ITn	100	0,05	2,67	10,89	500	0,02	1,03	3,47	1000	0,03	0,70	0,70	1000	0,03	0,80	0,80	1000	0,03	0,78	4,53	1500	0,01	0,32	0,32
	CH - ITn					500	0,03	1,29	1,29	1000	0,03	1,28	1,28	1500	0,03	0,98	0,98	1500	0,03	1,08	1,08	2000	0,01	0,22	0,22
	FR - ITn	1200	0,03	0,75	1,80	500	0,03	0,72	0,72	500	0,04	0,91	0,91	500	0,03	0,76	0,76	500	0,03	0,63	0,63	500	0,01	0,36	0,36
	SI - ITn					500	0,02	0,66	0,66	500	0,03	0,99	0,99	500	0,02	0,77	0,77	500	0,02	0,51	0,51	500			
Confine Balcani	ITcn - HR					500				500	0,02	0,46	0,46	500	0,03	0,66	0,66	500	0,02	0,49	0,49	500	0,02	0,38	0,38
	ME - ITcs	600	0,03	0,50	0,50	500	0,03	0,42	0,42	500	0,02	0,40	0,71	500	0,00	-0,02	-0,02	500	0,00	-0,02	-0,02	500	0,00	-0,01	-0,01
	ITbr - GR					500				500	0,03	0,95	0,95	500	0,03	0,96	0,96	500	0,03	0,92	0,92	500	0,00	0,07	0,07
Confine N.Africa	ITsic - TUN					500	0,14	4,38	4,38	1000	0,10	1,68	1,68	1500	0,05	0,66	0,66	1500	0,03	0,40	0,40	1500			
	ITsic-MT					500				500				500				500				500			
Sezioni interne	ITcn - ITn					400	0,03	1,29	1,43	800				800	0,04	0,50	0,50	800	0,02	0,27	0,27	800			
	ITcs - ITn					400	0,12	2,63	2,88	800	0,10	1,43	1,76	1200	0,05	0,62	0,85	1200	0,05	0,62	0,85	1200	0,06	0,80	0,80
	ITs - ITcs	400	0,01	0,91	2,36	400	0,02	0,73	0,73	400	0,02	0,92	0,92	400	0,00	0,20	0,20	400	0,02	0,90	1,07	800	0,01	0,33	0,33
	ITsic - IT					400	0,31	3,67	3,67	800				800				800				800			
	ITsar - IT					400				400	0,11	1,39	1,44	800				800				800			
	ITsar - IT	300	0,25	2,34	7,08	100	0,22	2,02	6,76	400	0,05	0,60	0,60	400	0,05	0,60	0,60	400	0,02	0,25	0,25	400	0,02	0,27	0,32
	ITsic - IT					400				400	0,06	0,74	0,74	400	0,12	1,48	2,19	800	0,04	0,45	0,45	800			

Applicazione metodologia

Accorpamento frontiere estere (2)

III

Iterazione 0 ST 2030 (minimo sviluppo)

Confine Nord

-7% < dPz < +7%
-9% < h.Cong < +9%

Confine Est

-15% < dPz < +14%
-5% < h.Cong < +6%

Iterazione 0 DG 2030 (minimo sviluppo)

Confine Nord

-7% < dPz < +7%
-9% < h.Cong < +9%

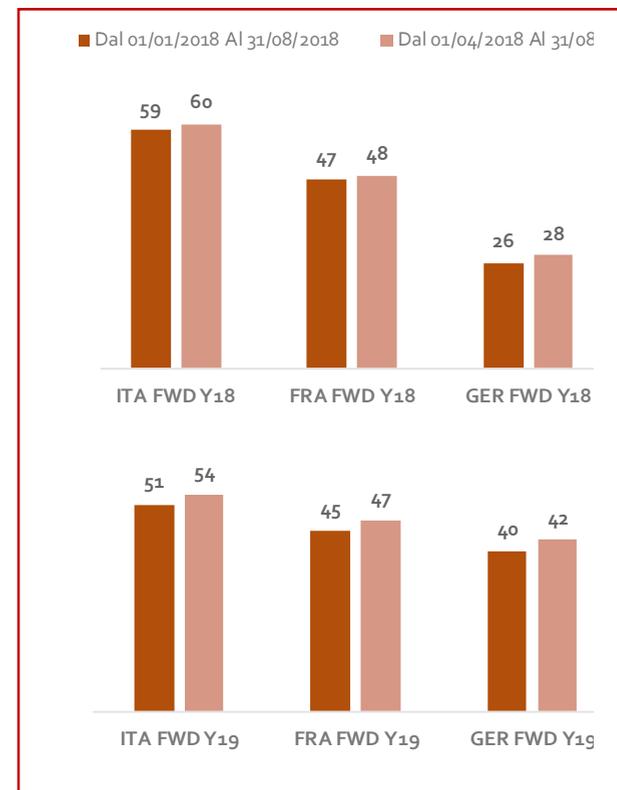
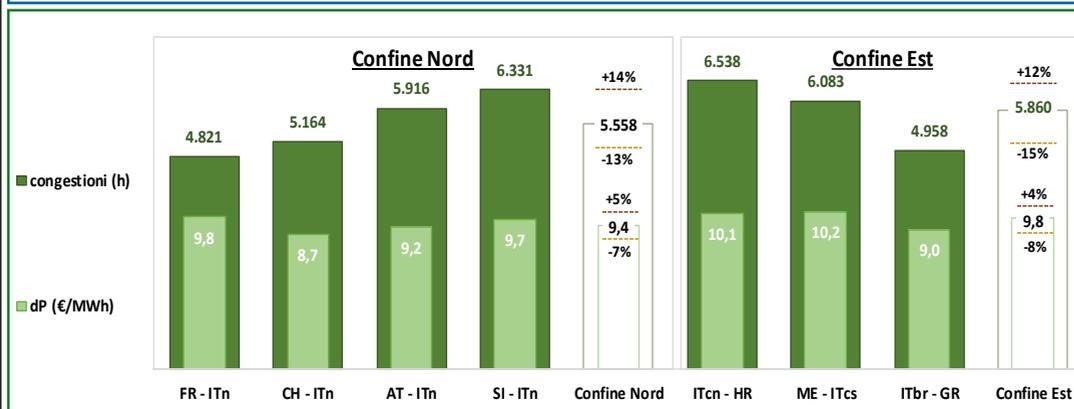
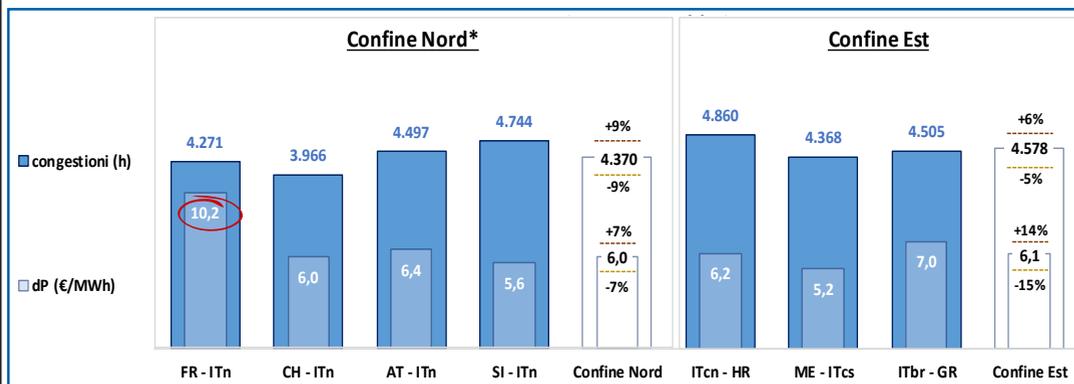
Confine Est

-15% < dPz < +14%
-5% < h.Cong < +6%

Prezzi forward (€/MWh)

Confine Nord

'18: ITA vs. FRA << ITA vs. GER
'19: ITA vs. FRA ~ ITA vs. GER



Applicazione metodologia

Sintesi dei risultati

Esempio calcolo capacità obiettivo frontiera **NORD** scenario ST

1	ST 2030		IT. 0 - TOOT		IT. 1 - PINT		IT. 2 - PINT		IT. 3 - PINT		IT. 4 - PINT		IT. 5 - PINT		Σ step B/C >1	ult.step* ult.B/C		
	Sezioni	Cap [MW]	B/C															
	IT - AT	100	10,89	500	3,47	1000	0,7	1000	0,80	1000	4,53	1500	0,32	1100	+	159	≡	1259
	IT - CH			500	1,29	1000	1,28	1500	0,98	1500	1,08	2000	0,22	1500	+	111	≡	1611
	IT - FR	1200	1,80	500	0,72	500	0,91	500	0,76	500	0,63	500	0,36	1200		180	≡	1380
	IT - SI			500	0,66	500	0,99	500	0,77	500	0,51			0	+	256	≡	256

min. sviluppo

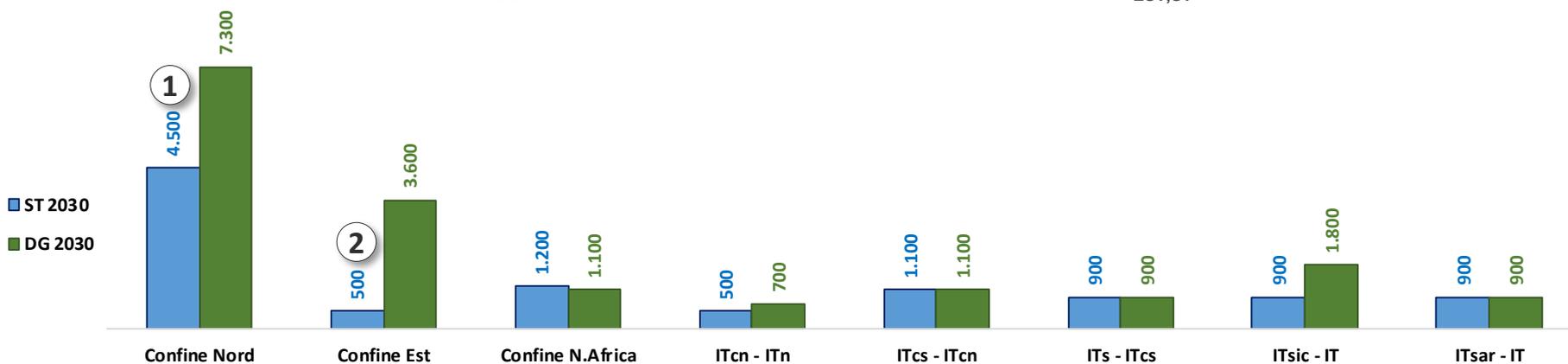
$$C_{NORD,ST} = 4506 \cong 4500 \text{ MW}$$

Esempio calcolo capacità obiettivo frontiera **EST** scenario ST

2	ST 2030		IT. 0 - TOOT		IT. 1 - PINT		IT. 2 - PINT		IT. 3 - PINT		IT. 4 - PINT		IT. 5 - PINT		Σ step B/C >1	ult.step* ult.B/C			
	Sezioni	Cap [MW]	B/C																
	IT - Croazia						500	0,46	500	0,66	500	0,49	500	0,38	0	+	189	≡	189
	IT - Mont.gro	600	0,5	500	0,42	500	0,71								0	+	300	≡	300
	IT - Grecia					500	0,95	500	0,96	500	0,92	500	0,07	0	+	36	≡	35	

min. sviluppo

$$C_{EST,ST} = 525 \cong 500 \text{ MW}$$



Scenari di riferimento

Focus sul processo di definizione degli scenari

SCENARI	APPROCCIO	DESCRIZIONE
Europei	Bottom-up TSO ↓ ENTSO-E	<ul style="list-style-type: none"> • Raccolta dati, proiezioni e stime elaborati dai diversi TSO • Verifica di consistenza con storyline definita con stakeholder • Aggregazione dei dati e definizione dei risultati a livello europeo
	Top-down ENTSO-E ↓ TSO	<ul style="list-style-type: none"> • Definizione target europei tramite confronto con gli stakeholder • Elaborazione proiezioni e risultati a livello europeo tramite algoritmi market based • Declinazione dei risultati europei a livello nazionale
Nazionali	Top-down ENTSO-E ↓ SEN ↓ TSO	<ul style="list-style-type: none"> • Costruzione degli obiettivi nazionali (SEN) sulla base degli scenari di policy europei (Scenari Europei-ENTSOs) • Successiva declinazione sulla base delle diverse attese (e.g. phase-out del carbone)



Due differenti approcci nella costruzione degli scenari a livello europeo (bottom-up e top down)

Scenari di riferimento

Razionali sottostanti allo scenario di riferimento

Scenario	ST	DG	SEN 2030
Domanda elettrica	<ul style="list-style-type: none"> • Aumento della domanda elettrica (+1,3% CAGR 2016-'30) 	<ul style="list-style-type: none"> • Incremento della domanda nel riscaldamento e nei trasporti, compensato dal modello prosumer e dall'efficienza energetica • Aumento della flessibilità di domanda sia in ambito domestico che industriale 	<ul style="list-style-type: none"> • Obiettivo SEN del 28% FER sui consumi complessivi al 2030 (55% penetrazione FER elettriche per l'Italia) • Riduzione del 39% al 2030 delle emissioni di CO2 relative agli usi energetici rispetto al valore del 1990
Generazione elettrica	<ul style="list-style-type: none"> • Crescita generazione a gas per disponibilità della commodity • Parziale spiazzamento del carbone per incremento prezzo CO₂ 	<ul style="list-style-type: none"> • Diffusione della generazione di piccola taglia trainata da riduzione del costo tecnologico • Sviluppo batterie per il bilanciamento FER piccola taglia 	<ul style="list-style-type: none"> • Dismissione di 8 GW della capacità installata a carbone • Risparmio CO₂ di almeno 15-18 Mton all'anno



Differenti ipotesi/variabili di domanda e generazione elettrica per i 3 scenari, a partire dagli obiettivi definiti a livello europeo e nazionale

Scenari di riferimento

Vista d'insieme degli scenari e applicazione (anno target 2030)

		Europei			Nazionali
Scenario		Sustainable Transition (ST)	Distributed Generation (DG)	EUCO30	SEN 2030**
Owner		ENTSO-E / ENTSO-G (TYNDP '18)			SEN
Approccio		Bottom-up		Top-down	
Domanda e offerta	Domanda (TWh)	359	375	317	334
	FER* (GW)	69	90	80	100
	Carbone* (GW)	6	3	9	0
Utilizzo	Analisi di Sistema	✓	✓	-	✓
	ACB	✓	✓	-	(***)

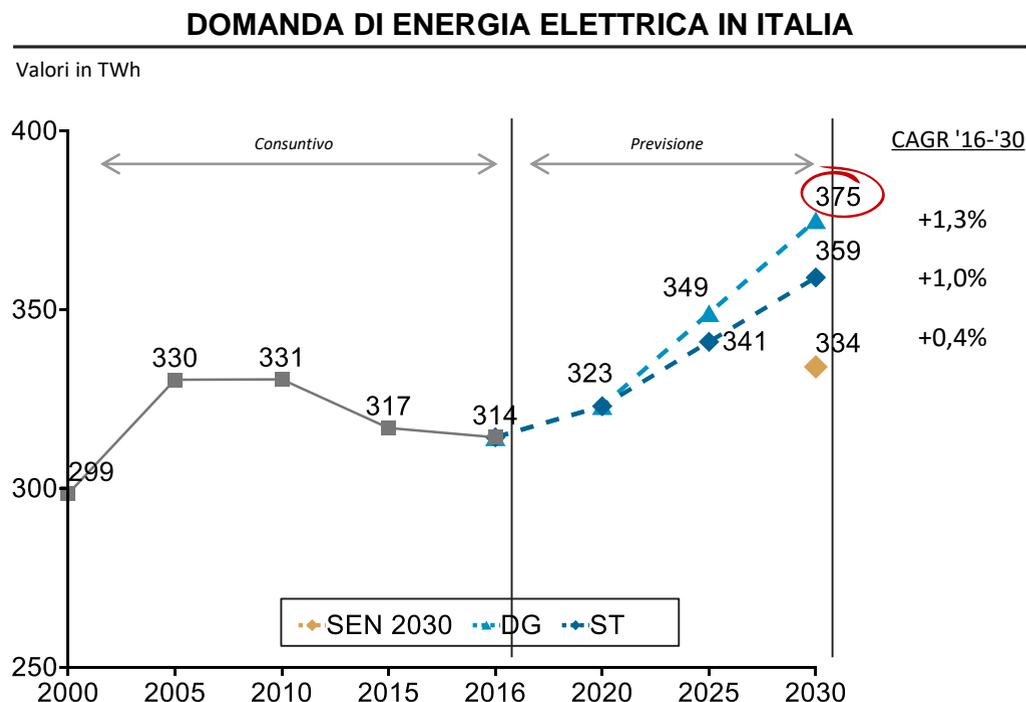
Ipotesi Terna su scenario SEN

Selezionati 3 scenari di riferimento per testare il Sistema Elettrico al 2030 e definire le necessità di sviluppo

Note: (*) Capacità installata lorda; (**) La SEN prevede anche 5 GW di accumuli aggiuntivi; (***) Analisi effettuata esclusivamente per l'intervento HVDC Continente-Sicilia-Sardegna
 Fonte: Elaborazioni Terna su dati Comunità Europea, ENTSO-E, ENTSO-G e SEN

Scenari di riferimento

Trend domanda di energia elettrica



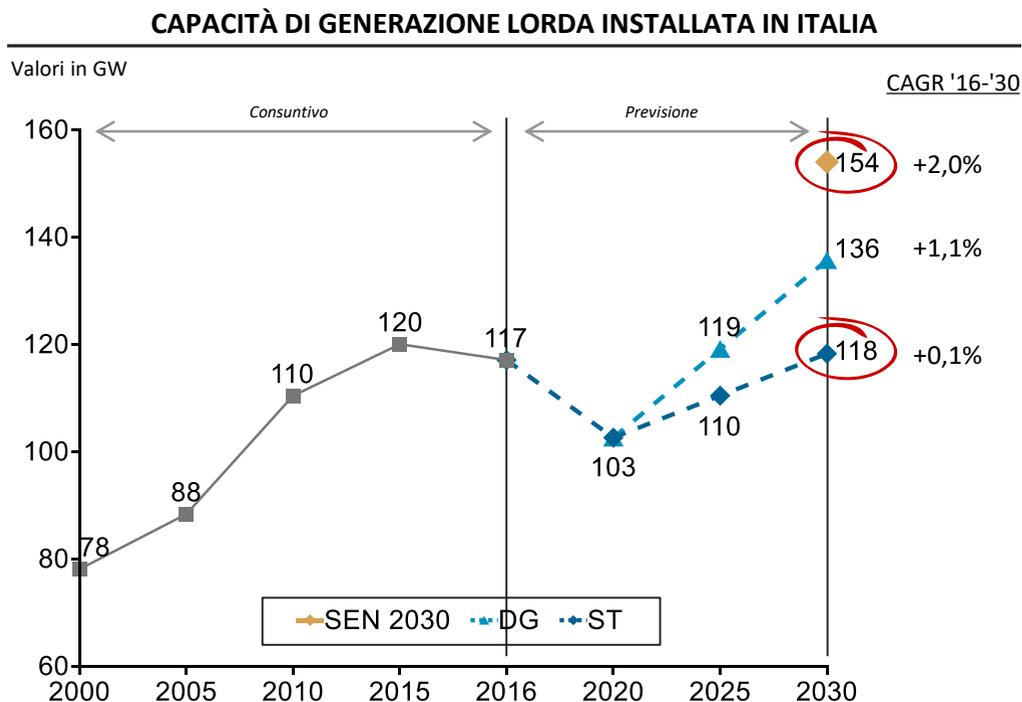
- Dopo la **riduzione** della domanda elettrica **nel periodo della crisi finanziaria** (2009-2015), nell'ultimo anno si è registrata una **stabilizzazione**
- Guardando al futuro, **gli scenari presentano tutti una domanda di energia elettrica in crescita:**
 - **Distributed Generation (DG)** proietta la domanda più elevata in assoluto e pari a **375 TWh al 2030 (CAGR '16-'30 +1,3%)**
 - **Sustainable Transition (ST)** proietta una domanda a **~360 TWh al 2030 (CAGR '16-'30 +1,0%)**, inferiore del 4% rispetto allo scenario DG
 - **Phase-out completo** indica una **domanda al 2030 pari a ~334 TWh (CAGR '16-'30 +0,4%)**, inferiore del 10,9% rispetto allo scenario DG



Ripresa della domanda di energia elettrica in tutti gli scenari nazionali ed europei tra 2016 e 2030

Scenari di riferimento

Trend capacità di generazione lorda installata



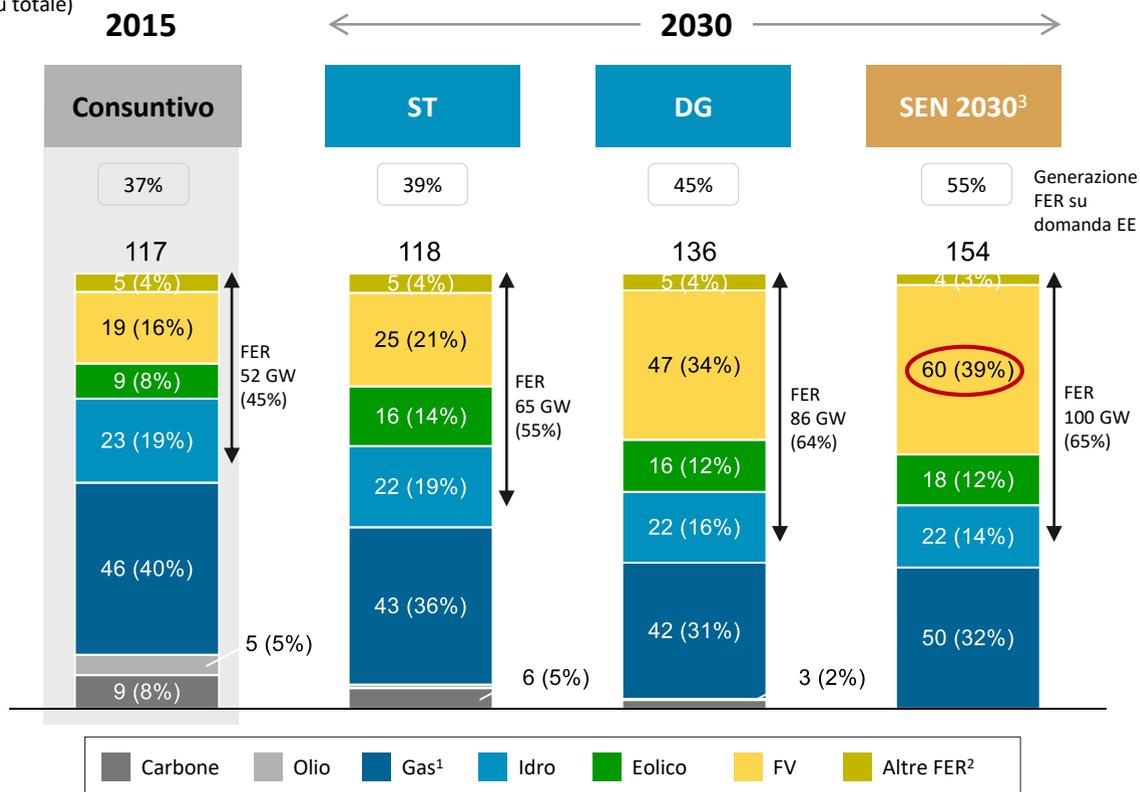
- Dopo il forte sviluppo della **capacità di generazione nel periodo 2000-2015** (+2,6% CAGR), nell'**ultimo anno** si è registrata una **riduzione del saldo netto tra nuova capacità e decommissioning del parco termo convenzionale**
- **Nei prossimi anni** ci si attende una **conferma di questo trend** (fino al 2020)
- **Successivamente** la capacità di generazione **tornerà a crescere con trend** (e tecnologie, come illustrato in slide successiva) **diversi al 2030**:
 - Il **valore massimo** si registra **negli scenari SEN** con un massimo pari a **~155 GW**
 - Il **valore minimo** invece è atteso nello scenario **Sustainable Transition (ST)** con una capacità installata pari a **~120 GW**

Atteso un incremento della capacità di generazione lorda installata in tutti gli scenari europei e nazionali

Scenari di riferimento

Capacità di generazione lorda installata al 2030

Valori in GW
(% su totale)



- Le FER avranno un ruolo centrale nella crescita della capacità installata (oltre 100 GW negli scenari SEN)
- Tra queste in particolare il **solare** registrerà il maggiore sviluppo (fino a oltre 60 GW negli scenari SEN)
- Sul lato della **generazione termoelettrica**, si assisterà ad un **progressivo decommissioning**
- Negli **scenario ST e DG** persiste, invece, la presenza del **carbone in Sardegna**

Attesa una spinta verso le FER in tutti gli scenari (~65% sul totale capacità lorda installata nello scenario SEN) con una forte crescita del solare (fino a ~60 GW)

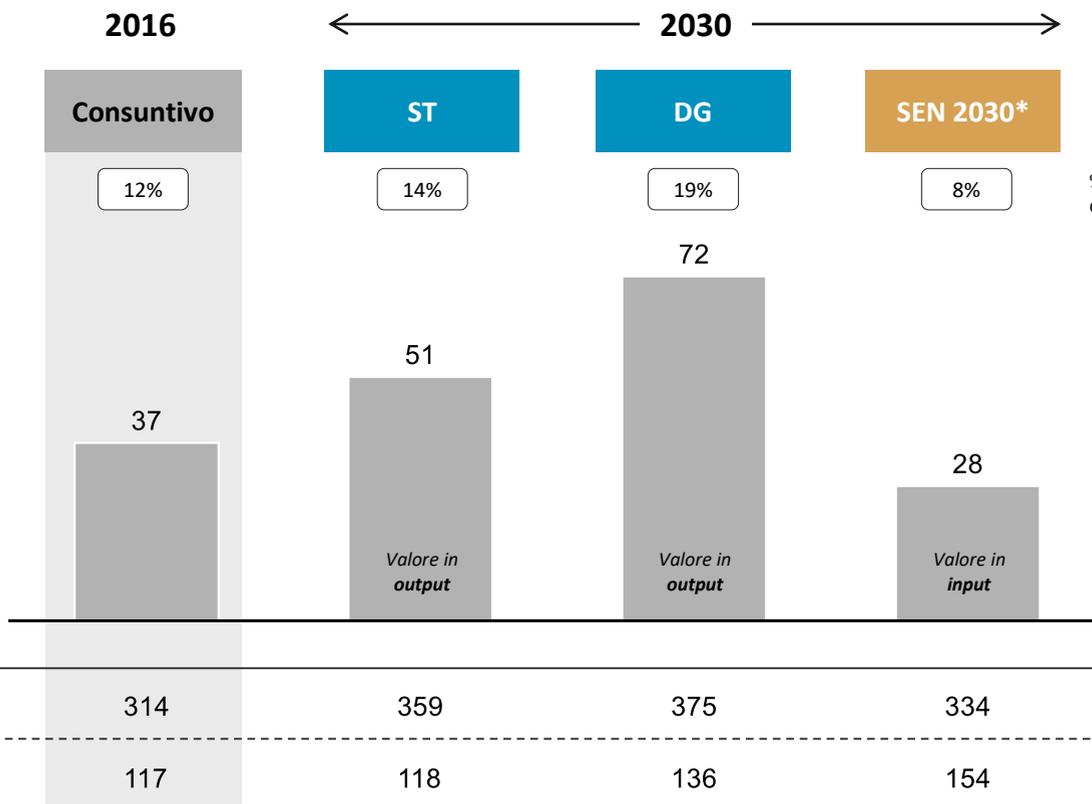
Note: (1) Include altre non FER; (2) Include biomasse e geotermico; (3) La SEN prevede anche 5 GW di accumuli aggiuntivi

Fonte: Statistiche Terna; elaborazioni Terna su dati Comunità Europea, ENTSO-E, ENTSO-G e SEN

Scenari di riferimento

Saldo netto di energia elettrica importata al 2030

Valori in TWh



% sulla domanda EE

- Guardando al futuro, gli scenari presentano differenti **valori di saldo netto import/ export di energia elettrica:**

scenari ENTSO ST e DG si registra una **crescita dell'energia elettrica importata**, pari rispettivamente al 37% e al 94%

- Nello **scenario SEN** invece si ipotizza un **calo di 9 TWh dell'import netto di energia elettrica (-24%)**
- A fronte **dell'ipotesi di calo dell'importazione dell'energia elettrica e di massima crescita della capacità lorda installata**, lo scenario **phase-out completo** indica il **minimo valore di domanda di energia elettrica**

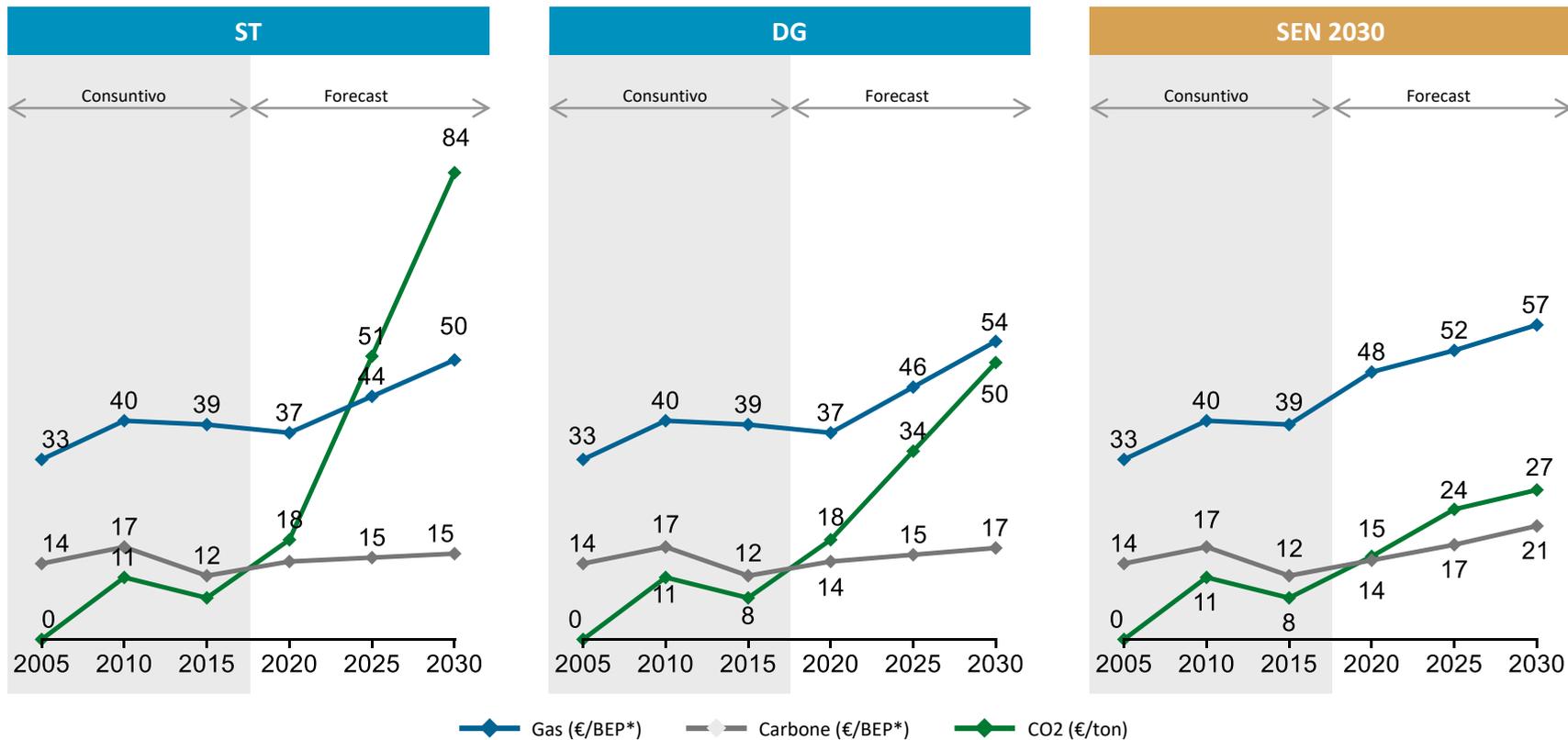
Nello scenario SEN l'elevato valore di capacità installata è compensato dall'ipotesi di riduzione del saldo netto import/export di energia elettrica

Nota: (*) il saldo netto import/export è un input dello scenario di riferimento

Fonte: Statistiche Terna; elaborazioni Terna su dati Comunità Europea, ENTSO-E, ENTSO-G e SEN

Scenari di riferimento

Prezzo delle commodity: trend



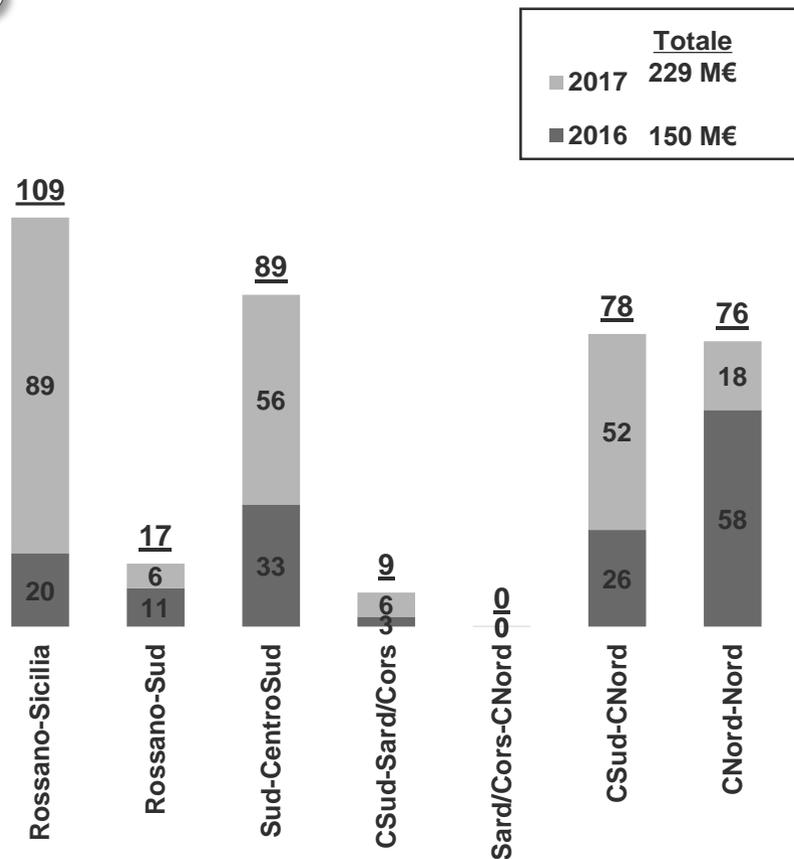
Trend del prezzo della CO₂ in crescita in tutti gli scenari, stabile il prezzo del carbone

Note: (*) Barile Equivalente di Petrolio

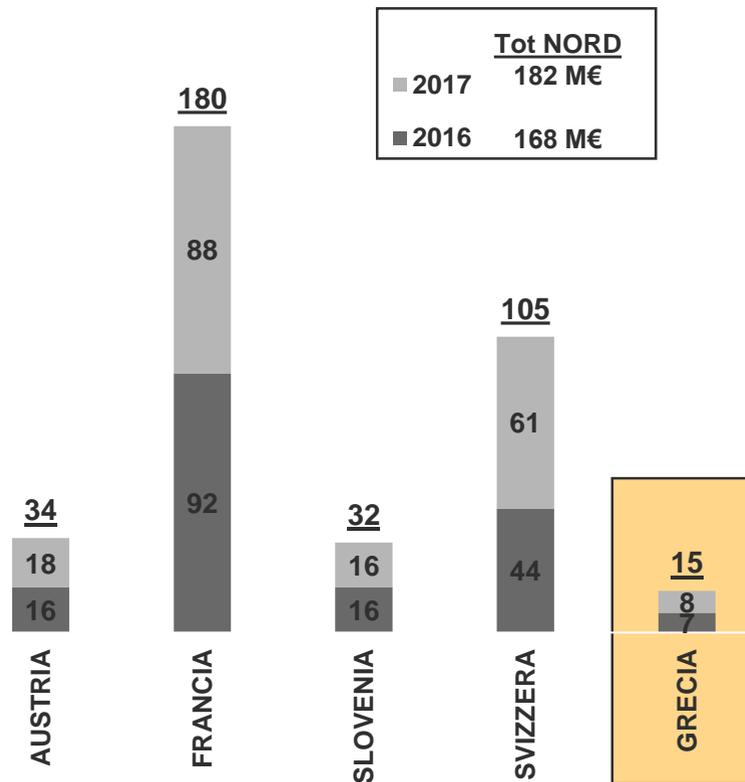
Fonte: Elaborazioni Terna su Testo Integrale SEN 2017, ENTSO-E, ENTSO-G

Dati rendite congestioni

Sezioni interne



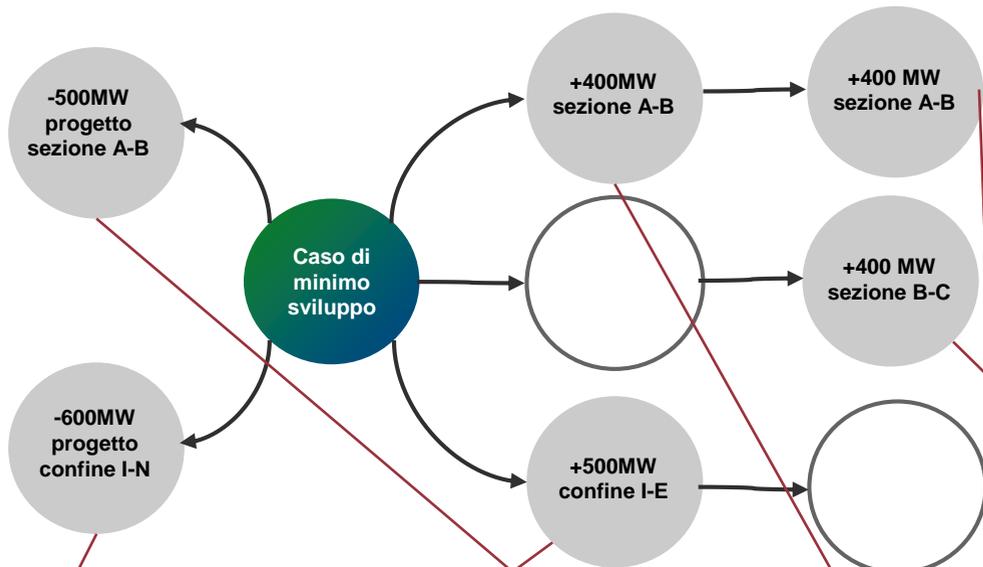
Frontiera Nord



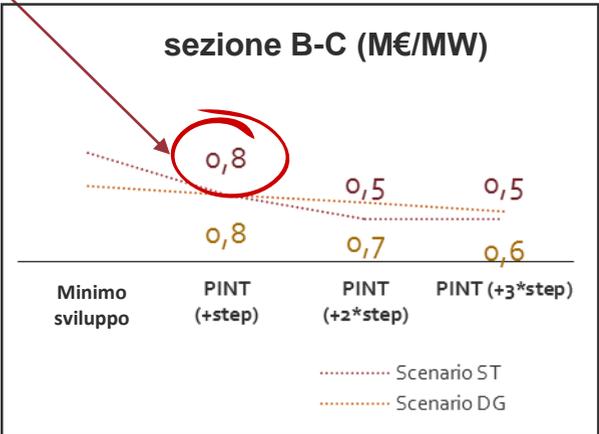
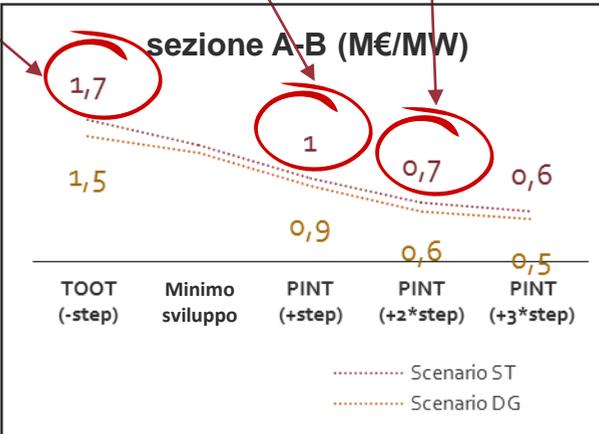
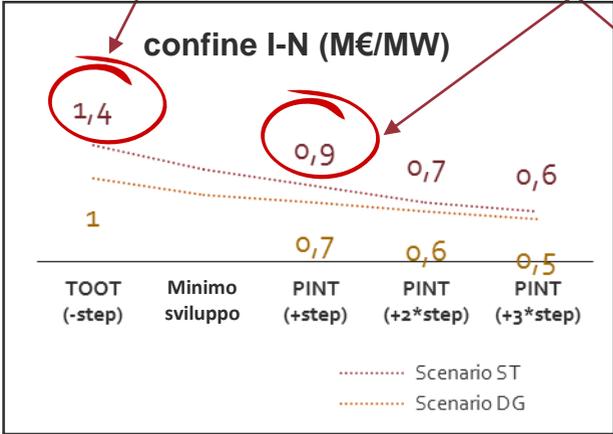
Metodologia



B) Curve beneficio marginale: esempio applicazione condizioni



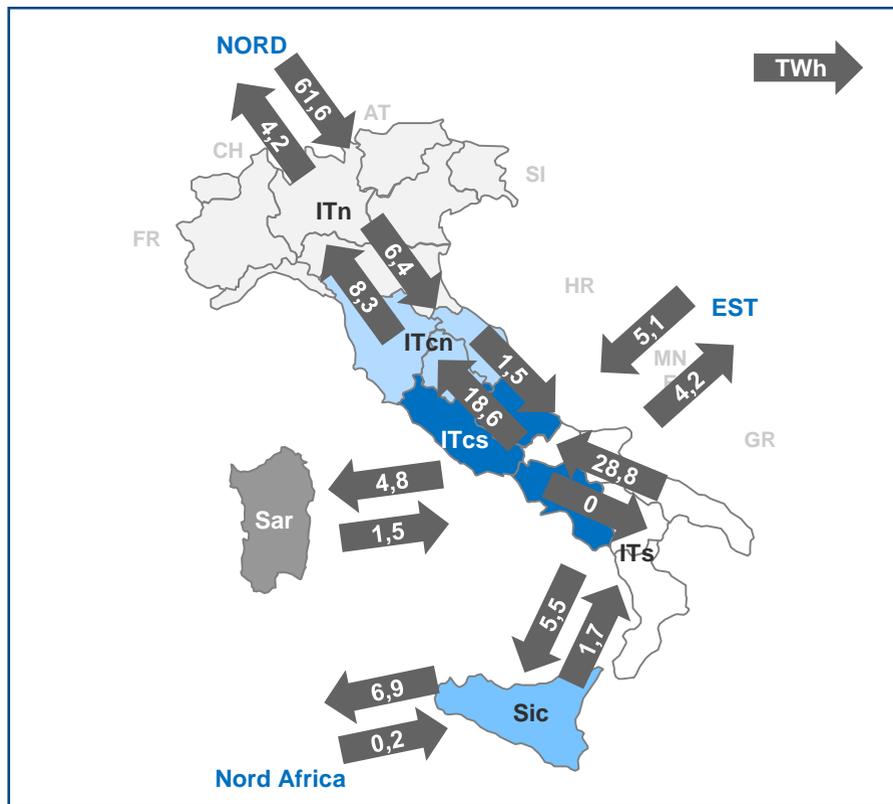
Precisazioni:
 Le simulazioni restituiscono il **beneficio annuale** sui due scenari ST e DG.
 Attualizzato con tasso al **4% per 25 anni** si determina il **beneficio vita intera** per il successivo confronto con i costi marginali.



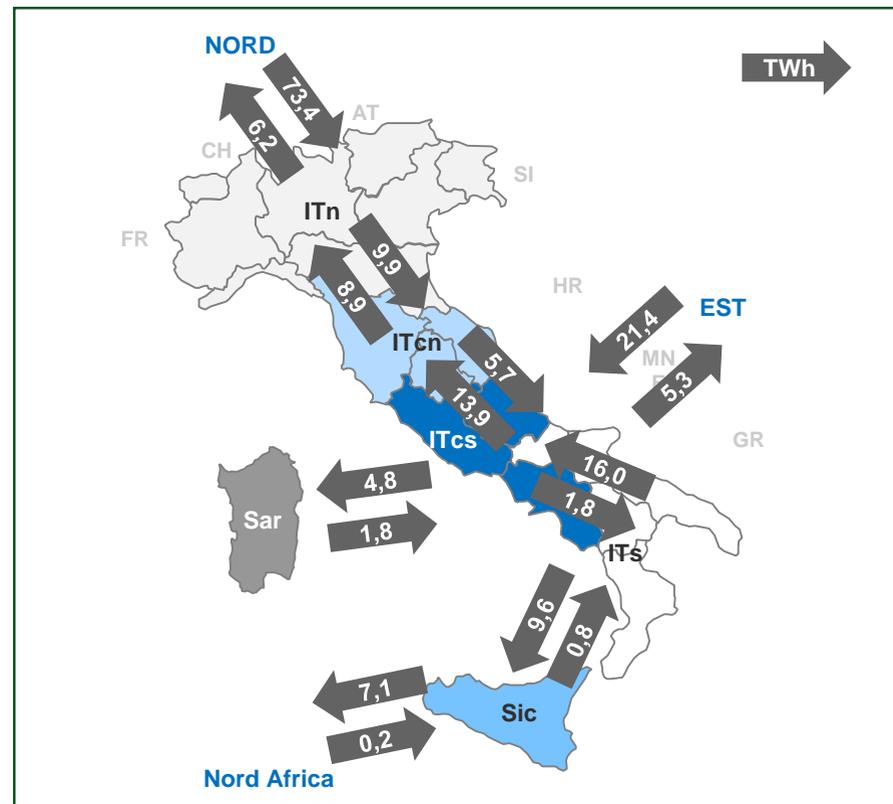
Capacità ST vs Capacità DG

Flussi energia attesi

Flussi energia attesi: scenario ST 2030



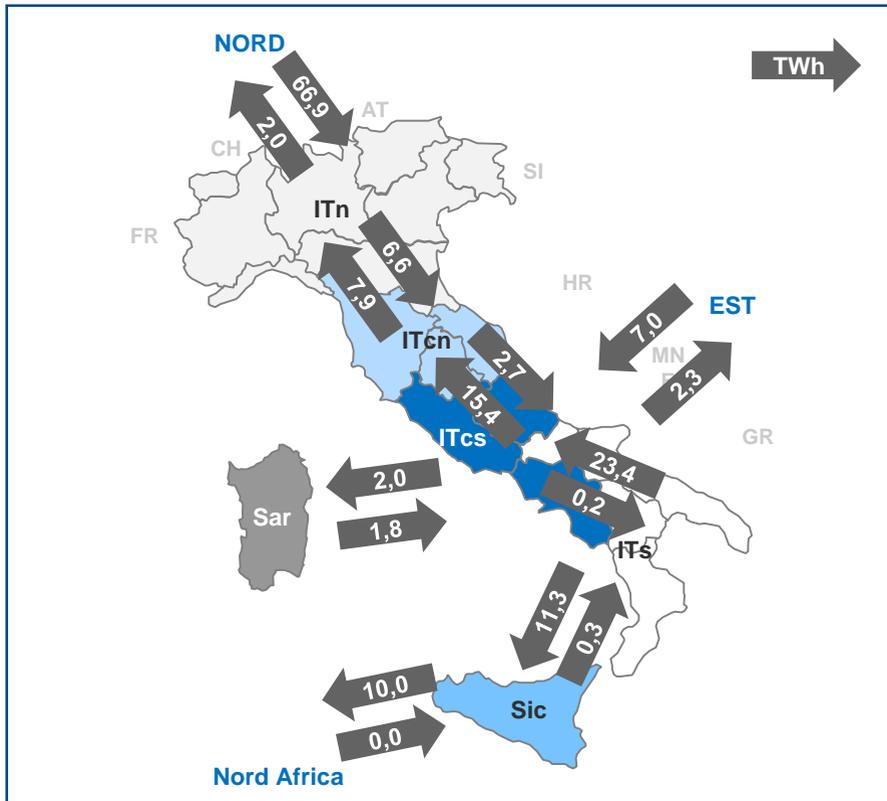
Flussi energia attesi: scenario DG 2030



2025 ST vs 2030 ST

Flussi energia attesi

Flussi energia attesi: scenario ST 2025



Flussi energia attesi: scenario ST 2030

