

Approfondimenti sui progetti HVDC Co-Si-Sa e CS-CN

Milano, 26 giugno 2019

Virginia Canazza



Le infrastrutture di rete sono necessarie per il raggiungimento degli obiettivi ambientali

Decarbonizzazione

Market Efficiency

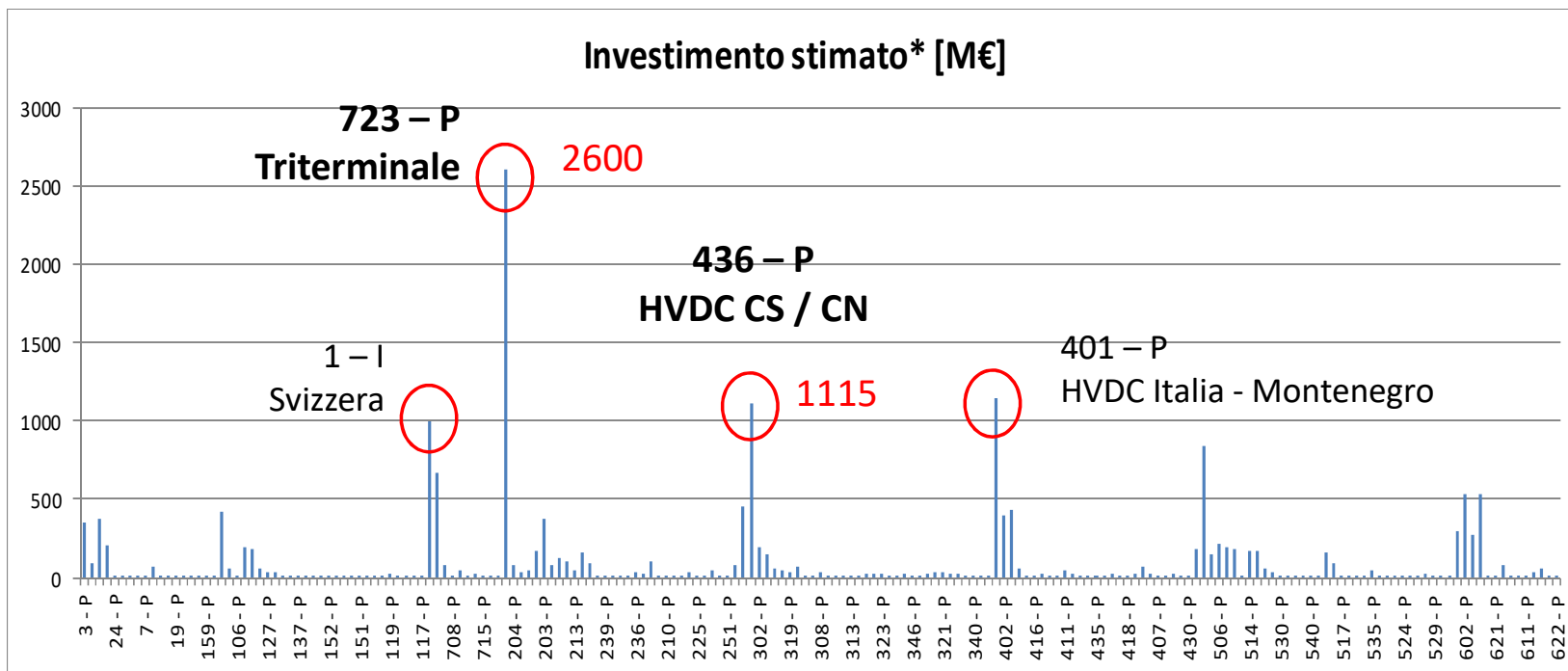
**Sicurezza, qualità,
resilienza**

Sostenibilità

Gli interventi prioritari sono finalizzati a:

- Garantire la sicurezza e l'affidabilità di esercizio della rete nel medio-lungo termine
- Potenziare la capacità di interconnessione con l'estero
- Ridurre al minimo i rischi di congestione interzonali e le limitazioni del mercato, favorendo la piena integrazione e l'utilizzo delle fonti rinnovabili
- Migliorare la qualità e la continuità del servizio e della fornitura
- Soddisfare le richieste di connessione alla rete di trasmissione nazionale

HVDC CS-CN e CO-SI-SA: due interventi rilevanti

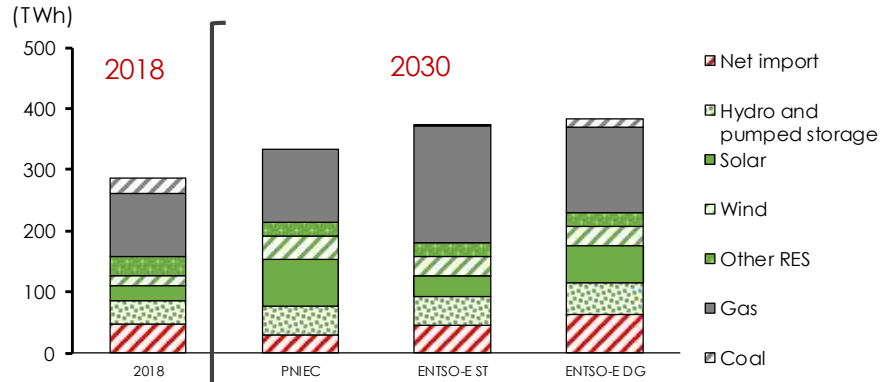


Fonte PdS 2019

Totale investimenti di circa 18 Miliardi di €
Investimento medio da circa 90 M€

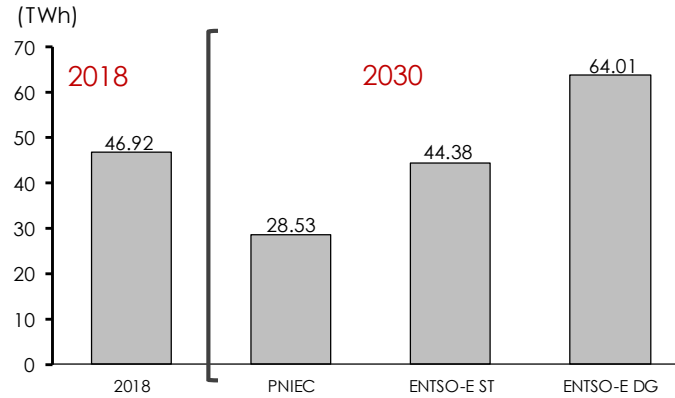
Gli scenari utilizzati

ELECTRICITY BALANCE - 2018 vs 2030



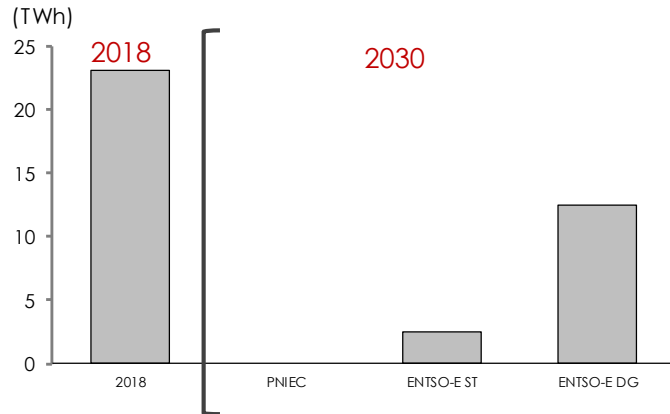
Source: PNIEC, ENTSO-E forecasts

NET IMPORT - 2018 vs 2030



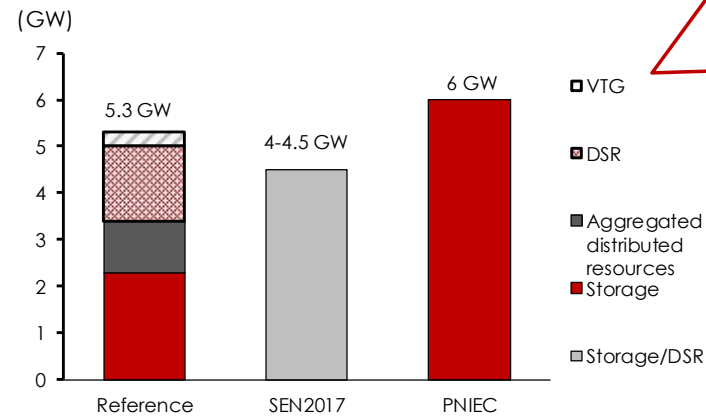
Source: PNIEC, ENTSO-E forecasts

COAL PRODUCTION - 2018 vs 2030



Source: REF-E forecast, PNIEC, ENTSO-E

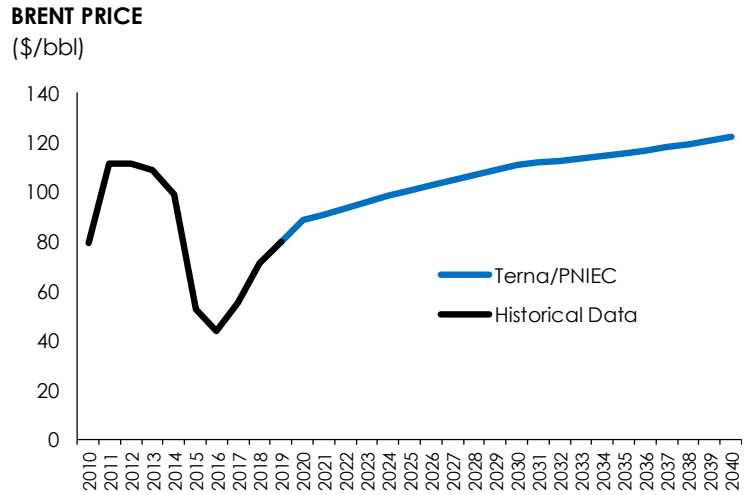
INNOVATIVE FLEXIBLE RESOURCES PENETRATION AT 2030



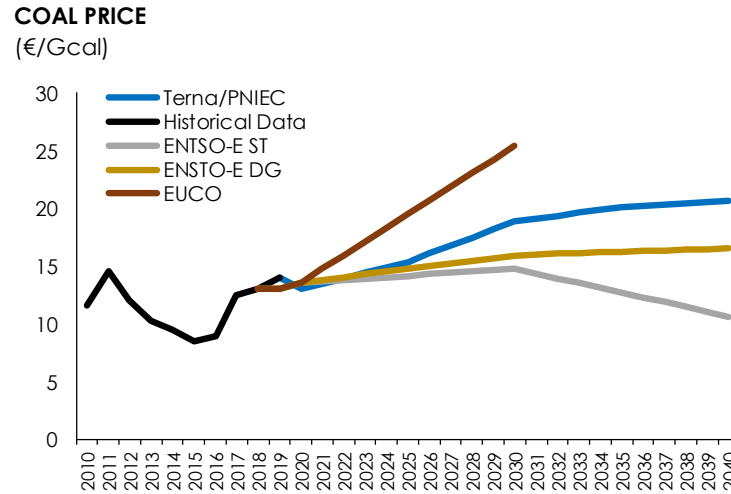
Source: REF-E forecast, PNIEC, ENTSO-E

- Sardegna PNIEC 2030:
- Tri-terminale
 - 400 MW OCGT/CCGT o accumuli
 - 250 Mvar compensatori sincroni

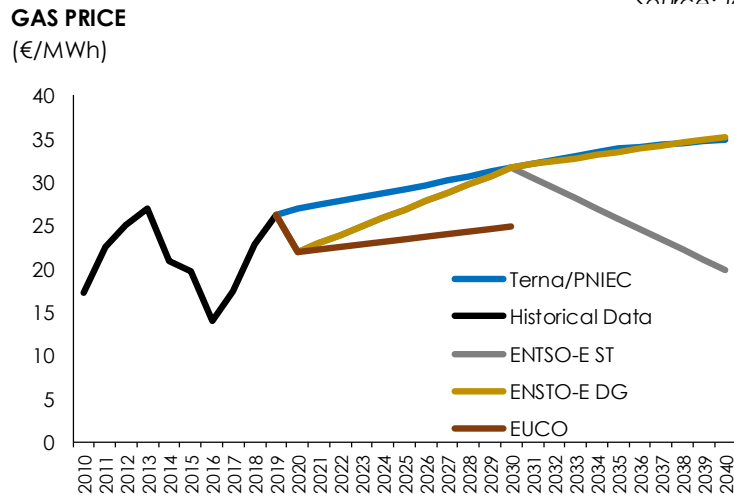
Prezzi delle commodity: giustificabili in base alle dinamiche effettive ed ai fondamentali dei mercati?



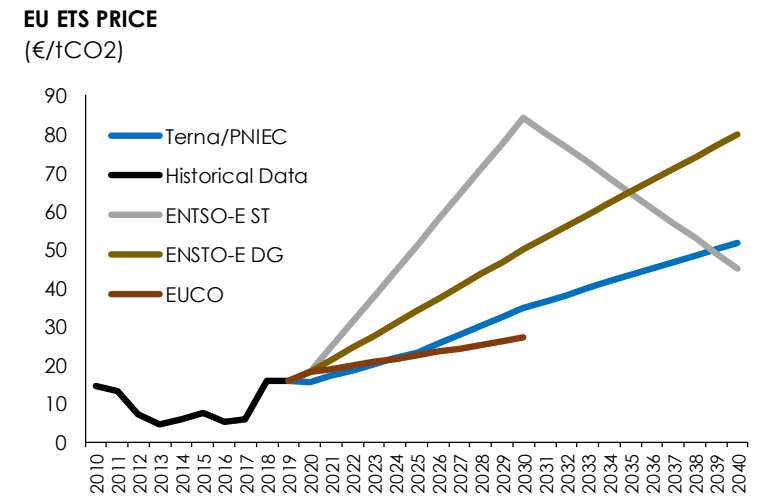
Source: Terna and PNIEC



Source: Terna/PNIEC, ENTSO-E



Source: Terna/PNIEC, ENTSO-E



Source: Terna/PNIEC, ENTSO-E

HVDC Co-Si-Sa (intervento 723-P): evidenze

Tempi di realizzazione

- Altamente incerti (2025 avvio nominale lavori), anche se si tengono in conto possibili *fast track* autorizzativi (880 km di cavo con tre stazioni di conversione)

- Il SAPEI con i suoi 420 km di cavo marino ha richiesto circa 7 anni (2005-2011)
- L'HVDC con il Montenegro (423 km di cavo marino) ha richiesto 8 anni (2011-2019) - primo polo

COSTI STORICI MSD (M€/anno):

- 2015: 800 ex ante + 450 mb = 1250
- 2016: 1400 ex ante + 400 mb = 1800
- 2017: 1400 ex ante + 300 mb = 1700
- 2018: 1400 ex ante + 400 mb = 1800


Benefici

- Alta sensibilità dei risultati allo scenario:
 - Benefici con IUS>2 solo per scenari PNIEC (2025,2030)
 - IUS<1 per scenari ST e 1,3 per DG
- Anche se obiettivo sarebbe adeguatezza, i benefici sono legati in parte prevalente ai costi evitati di MSD, con volumi superiori ai 200 M€ per gli scenari PNIEC

HVDC Co-Si-Sa (intervento 723-P): spunti di approfondimento

- *Stress test* sui diversi scenari aiuterebbero a capire come i benefici siano dipendenti dalle diverse assunzioni, fra cui:
 - ipotesi di sviluppo del parco di generazione in Sardegna (a valle di una eventuale de-carbonizzazione)
 - utilizzo dello *storage*, riforma MSD e impatti sulla competitività di MSD
 - sviluppo di infrastrutture gas e GNL
 - Presenza del *Capacity Market* per garantire l'adeguatezza a livello zonale
- Scenari alternativi di più lungo periodo (oltre il 2030) potrebbero aiutare a stimare la profittabilità effettiva dell'intervento durante la vita operativa, anche a fronte del potenziale sviluppo di nuove tecnologie per la flessibilità
- Gestione coordinata dei due rami in considerazione del SAPEI E SACOI 3: quali modalità sono state previste? Emergono eventuali criticità?
- Un approfondimento dedicato alle eventuali interazioni con altri interventi sarebbe utile per enfatizzare le sinergie:
 - HVDC Tunisia-Italia (2025): influenza lo stato e i flussi della Sicilia
 - Sviluppo di nuove infrastrutture gas e GNL, in particolare in Sardegna

HVDC CS- CN (intervento 436-P): evidenze



Tempi di
realizzazione

- Tempi di realizzazione critici (2025 avvio lavori) anche se si tengono in conto possibili *fast track* autorizzativi (220 km di cavo con due stazioni di conversione)



Benefici

- Benefici stabili al variare degli scenari presentati (ST e DG) 1.5/1.6 IUS
- Assenza dello scenario PNIEC per cui l'opera è indicata come necessaria
- L'HVDC rinforza la dorsale adriatica offrendo anche flessibilità, ma con maggiori costi rispetto ad una alternativa in linea aerea precedentemente inclusa a PdS
 - tuttavia i costi della linea aerea rischiano di essere solo teorici se non si riesce a realizzare l'opera per motivi autorizzativi
- Anche in questo caso i costi evitati di MSD sono il maggiore beneficio (60-80 M€)

HVDC CS- CN (intervento 436-P): spunti di approfondimento

- *Stress test* sui diversi scenari aiuterebbero a capire come i benefici siano dipendenti dalle diverse assunzioni, fra cui:
 - utilizzo dello *storage* , riforma MSD e impatti sulla competitività di MSD
 - Realizzazione PNIEC Europei (si modificano scambi alle frontiere e di conseguenza quelli interni)
 - Presenza del *Capacity Market* per garantire l'adeguatezza a livello zonale
- Scenari alternativi di più lungo periodo (oltre il 2030) potrebbero aiutare a stimare la profittabilità effettiva dell'intervento durante la vita operativa, anche a fronte del potenziale sviluppo di nuove tecnologie per la flessibilità e evoluzione scambi nel SEE
- Un approfondimento dedicato alle eventuali sinergie con altri interventi sarebbe utile:
 - Mon-Ita (2020): influenza i flussi da Sud a Nord

Grazie per l'attenzione!

virginia.canazza@ref-e.com