

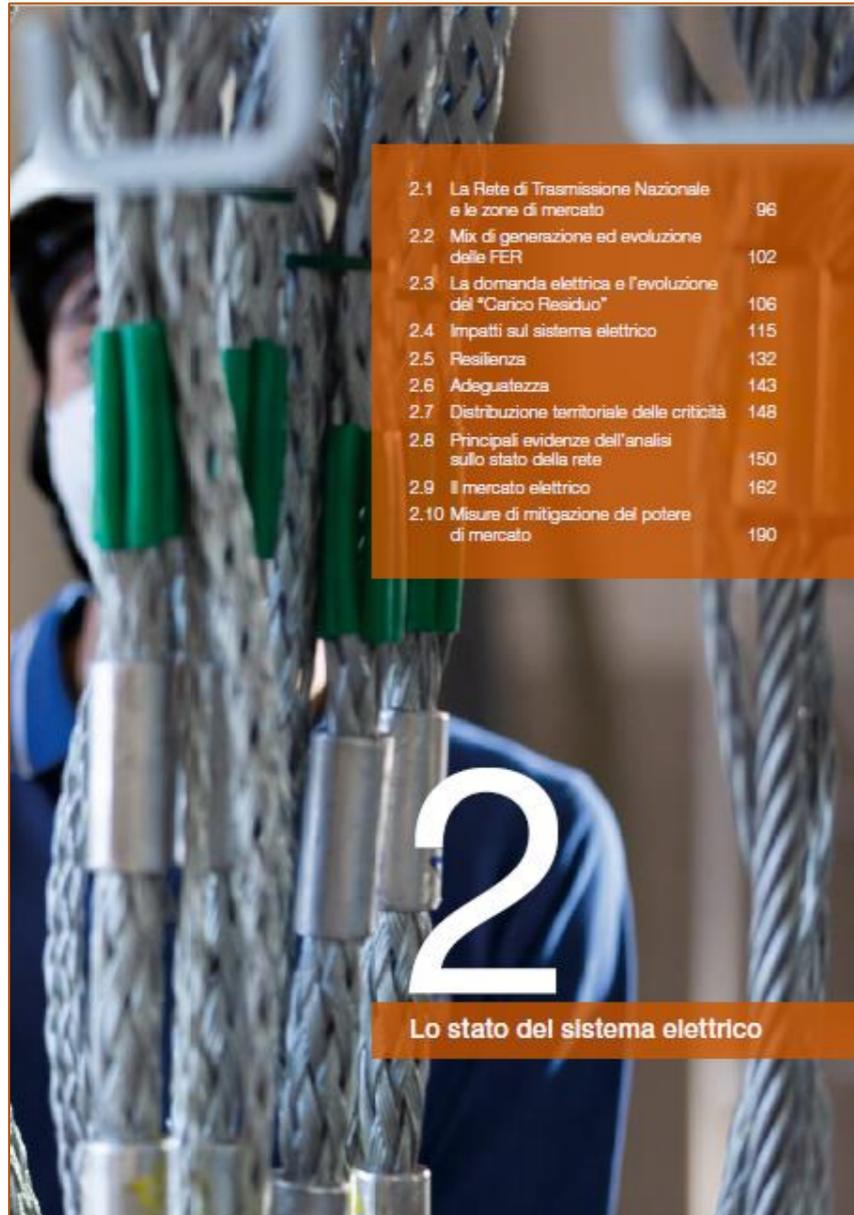
2021

PIANO DI SVILUPPO



*Riscontro osservazioni alla
consultazione pubblica*

06 ottobre 2021



Spunto S3

Osservazioni sul capitolo 2 “lo stato del sistema elettrico” dello schema di Piano di sviluppo 2021 (pagine 95-192) e in particolare sugli aspetti di:

- resilienza (sezione 2.5);*
- stato della rete (sezione 2.8);*
- analisi del mercato elettrico (sezione 2.9).*



Osservazione

Q1. La **Resilienza 2.0**, oltre all'approccio probabilistico e modellistico, include la misurazione sul campo dei parametri di stress? Se sì, quali sono questi parametri?

Q2. Terna considera l'utilizzo di sensori installati per applicazioni **DTR** anche per il **monitoraggio degli asset**? Se sì, quali parametri verranno misurati?

Q3. Terna sta lavorando su **indici di obsolescenza e di efficienza operativa** degli asset basati su misure e dati storici archiviati, al fine di una manutenzione condizionale e predittiva?

Riscontro Terna

La **metodologia resilienza 2.0** si base su 3 pilastri principali:

- analisi climatica prospettica;
- analisi dell'impatto degli eventi meteo sugli asset;
- analisi topologia di rete.

La metodologia utilizza diverse tipologie di parametri quali ad esempio:

- dati meteorologici delle stazioni meteo presenti sul territorio nazionale per calibrare i modelli climatici;
- parametri tecnici reali di progettazione e parametri orografici specifici per ogni singola campata dell'RTN.

Tra le varie applicazioni del DTR non rientra il monitoraggio meccanico degli asset con finalità manutentive.

Terna grazie ad una continua attività di monitoraggio dell'infrastruttura di trasmissione, identifica tempestivamente tutte le azioni e le iniziative necessarie al rinnovo e alla manutenzione dei propri asset. L'attenzione sempre crescente al tema, dimostrato dall'incremento degli investimenti, all'uso di indici di vetustà (health index), all'uso di nuove tecnologie volte anche all'evoluzione verso il "predictive maintenance", analisi di Big-Data, tecniche di "machine learning" ha permesso all'azienda di confermarsi per l'anno 2020 come **"best practice" internazionale nell'asset management**.



Osservazione

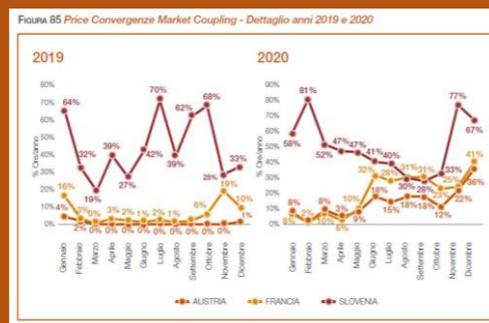
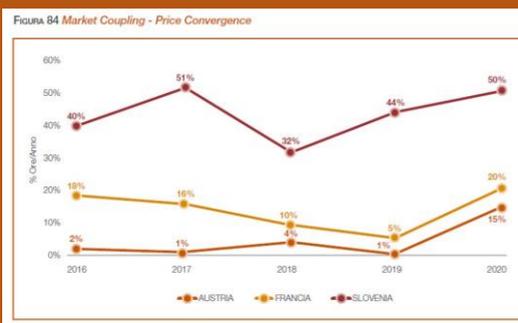
Q4. “In figura 84 sono rappresentate le percentuali di **Price Convergence** tra il prezzo zonale registrato su MGP in zona Nord e i prezzi delle borse estere: i valori registrati nel 2020 risultano in aumento per tutti i paesi della Frontiera Nord. Analizzando inoltre il valore di price convergence con un dettaglio mensile per gli ultimi 2 anni (Figura 85)....”

Viene richiesto di chiarire **cosa si intende per price convergence**.



Riscontro Terna

Le percentuali di Price Convergence rappresentano **la % delle ore in un anno in cui il prezzo zonale registrato su MGP in zona Nord e i prezzi delle borse estere convergono**. Questo dato è la misura dell'effetto dell'introduzione dei meccanismi di accoppiamento dei mercati sulle diverse frontiere (introduzione del Market Coupling con la Slovenia dal 2011, Francia e Austria dal 2015).



Osservazione

Q5. Quali **strumenti di monitoraggio** sono previsti per fornire ad Operatori come ad Analisti questo **approccio olistico** dei guasti e disturbi sulla rete? Quale priorità da TERNA alle varie componenti di questa visione e la loro interrelazione?

- Caratterizzazione evento di corto circuito, con localizzazione precisa in tempo quasi reale
- Qualità dell'energia: buchi di tensione con micro-interruzioni, asimmetria, distorsione armonica, flicker, etc.
- Wide Area Monitoring, ovvero: configurazioni inusuali di frequenza attraverso le osservazioni di sfasamenti improvvisi, oscillazioni locali o globali, smorzamenti insufficientemente lenti di queste oscillazioni, ROCOF, etc.



Riscontro Terna

Terna affronta il monitoraggio dei guasti e disturbi con **diverse metodologie**, complementari ed adeguate alle diverse fenomenologie e costanti di tempo in gioco. In questo senso non vi è tanto una priorità quanto **una scala temporale e fenomenologica** che caratterizza i sistemi:

- valutazione mediante **dispositivi di power quality** e piattaforma di analisi
- **WAMS** (Phase Measuring Units)
- **Oscillopertubografia** locale e registrazione cronologica di eventi
- **Sistema di Controllo**
- **Perturbografia** di centrale
- Eventi da **Sistema di Difesa**



Osservazione

Domande generali su DTR:

Q6. Quale metodo di quantificazione o benchmarking è stato utilizzato per valutare le applicazioni DTR?

Q7. E' stato concepito il DTR per lavorare con altri metodi di ottimizzazione degli asset?

Q8. Quali livelli di tensione e quali parti geografiche delle reti Terna sono oggetto per il DTR?



Riscontro Terna

*L'utilizzo negli ultimi anni della tecnologia DTR sulle linee aeree si è dimostrata una risposta promettente per rispondere/**mitigare le criticità di rete con tempistiche significativamente contenute**. Tale applicazione rientra nell'ambito degli interventi cosiddetti light in termini di investimento e tempistiche di implementazione.*

Con il DTR, le sale di controllo del dispacciamento possono sfruttare le prestazioni dinamiche dei conduttori: il DTR utilizza infatti le condizioni operative reali della linea elettrica, piuttosto che condizioni conservative utilizzate per la valutazione dei limiti statici.

*L'applicazione è possibile su **tutti i livelli tensione**, Terna ha indirizzato l'applicazione su rete primaria per **mitigare i vincoli in N-1** sulle sezioni critiche di rete e su rete secondaria per permettere **una maggiore integrazione delle fonti rinnovabili**, riducendo il rischio di curtailment.*



Osservazione

Progetto **OSMOSE** e **DTR**:

Q9. È disponibile un'analisi costi-benefici per le 7 implementazioni DTR esistenti?

Q10. Il Sistema di Gestione dell'Energia Zonale (Z-EMS) è abbinato ai risultati del DTR, in particolare alle previsioni di portata massima sulle linee?

Q11. Esiste un'integrazione di tipo SCADA dei sistemi DTR con le sale di controllo? Se sì, qual è il protocollo di telecontrollo utilizzato? Se no, quali sono i piani?

Q12. Il DTR è considerato per le interconnessioni transfrontaliere?

Riscontro Terna

Il progetto **OSMOSE** prevede quale Task 6 la verifica di scalabilità e replicabilità dell'applicazione includendo un'analisi costi benefici dell'intervento. Il completamento del Task è previsto a Marzo 2022 ed i risultati saranno resi disponibili al pubblico nei consueti canali ufficiali del Progetto OSMOSE.

Il **DTR** è uno degli input del **Z-EMS**, il sistema che si prefigge con un algoritmo previsionale a tre ore di contenere il rischio di congestione della rete. Il progetto prevede due approcci: **approccio sensor based**, basato appunto su sensori meteo dislocati lungo la linea, e **only weather based**, basato sulle previsioni meteo ad alta risoluzione.

Il DTR è attualmente acquisito tramite una rete dedicata e driver di comunicazione che provvede ad acquisire ciclicamente le misure al livello di server centrale. Le informazioni sono acquisite nello **SCADA con il protocollo IEC 61850**.

Il progetto OSMOSE prevede l'utilizzo del DTR su rete di **subtrasmissione in aree del sud Italia** ad alta penetrazione rinnovabile.





Osservazione

DTR e fonti di energia rinnovabile (FER):

Q13. I vantaggi di DTR specifici per l'integrazione dell'energia eolica sono considerati separatamente?

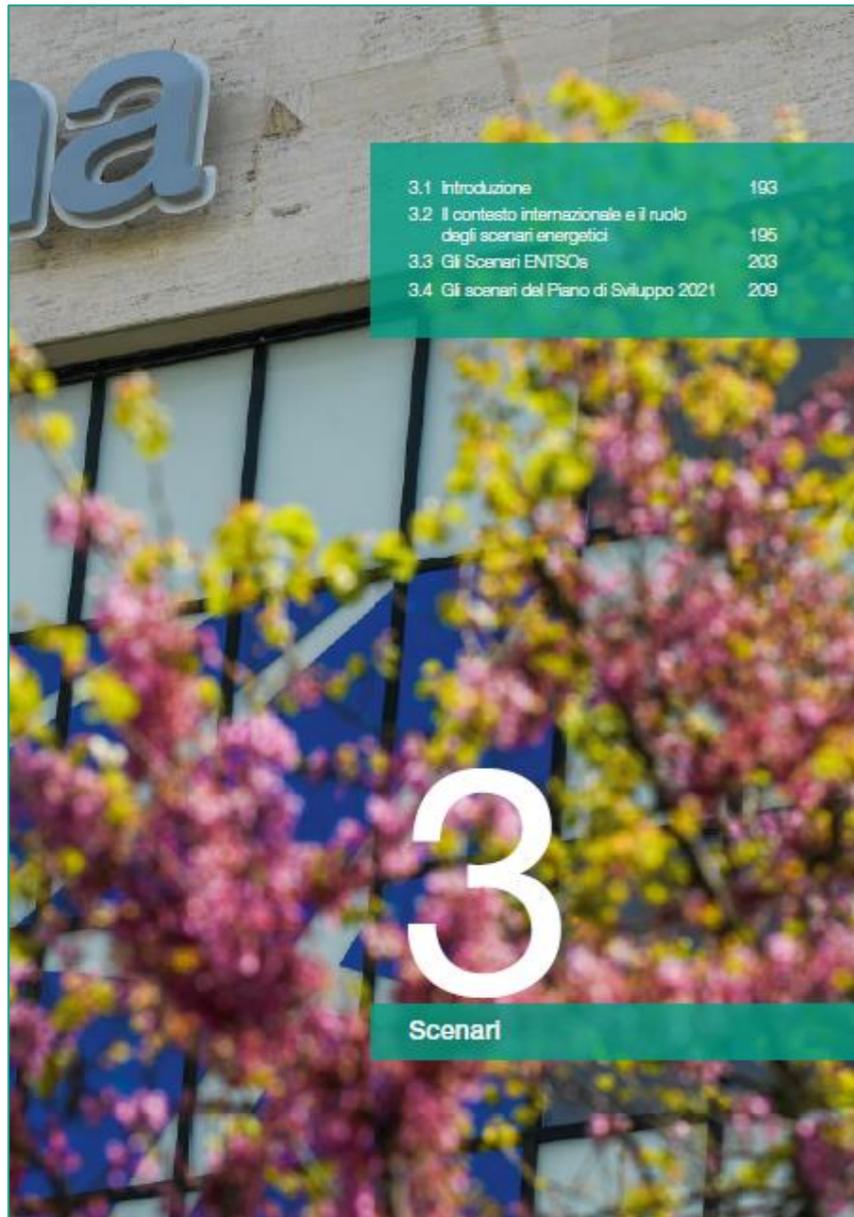
Q14. Lo sviluppo dell'energia eolica è un criterio per implementare i sistemi DTR in determinate aree geografiche?

Riscontro Terna

L'applicazione su aree a forte penetrazione eolica beneficia della contemporaneità di un incremento di carico sulle linee generato dal vento che provvede, entro certi limiti, anche al raffreddamento del conduttore.

*La presenza di parchi eolici in particolari aree può essere un criterio di scelta per l'implementazione di un DTR ma in generale tale tecnologia viene selezionata ed applicata per un controllo puntuale delle temperature dei conduttori al fine di massimizzare in sicurezza l'utilizzo degli asset con una **ricaduta benefica su tutte le FER, non solo eoliche.***





Spunto S4

*Osservazioni sul documento di descrizione degli scenari (di settembre 2019) predisposto in coordinamento da Terna e Snam Rete Gas, in particolare sullo scenario “Business as Usual BAU”, e sul documento di aggiornamento scenari “Scenario National Trend Italia” (di febbraio 2021), sul **capitolo 3 “scenari”** dello schema di Piano di sviluppo 2021 (pagine 193-222) e sull’identificazione degli scenari a cui è applicata l’analisi costi benefici dello schema di Piano di sviluppo 2021.*

Osservazioni riguardanti la correlazione e coerenza tra i documenti di scenario sopra richiamati e le ipotesi e gli scenari adottati a livello europeo (es. scenari TYNDP di ENTSO-E e ENTSO-G) e a livello nazionale nel settore energetico.

Osservazioni sulla disponibilità e fruibilità dei dati di scenario (cfr. documenti suddetti e file zip/xls resi disponibili in sede di consultazione).

Osservazione

Q1. Nei vari scenari presentati, **quali rinforzi della rete di trasmissione** sono stati considerati realizzati (almeno in termini di aumento della capacità di trasporto sulle sezioni)?

Riscontro Terna

La rete utilizzata considera **tutti gli interventi** previsti in esercizio all'anno 2030 dal Piano di Sviluppo, **ad eccezione** dell'intervento 200-I Incremento **della** capacità di interconnessione con la **Slovenia e 401-P** interconnessione **Italia-Montenegro** II° polo, sulla base delle indicazioni della delibera 574 dell'ARERA.



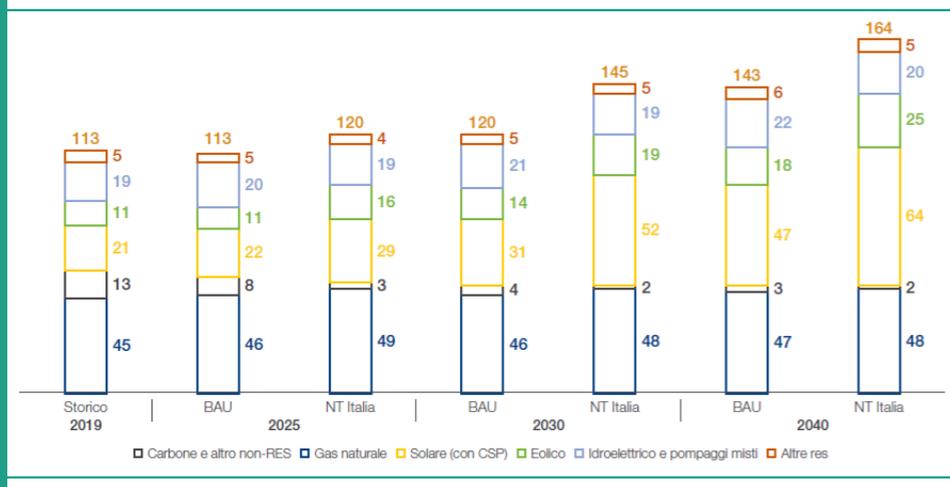
Osservazione

Q2. Cosa si intende per “**non res**” associato al carbone nella Fig. 19, visto che rimane tra 2 e 4 GW al 2040 in entrambi gli scenari NT e BAU?

Riscontro Terna

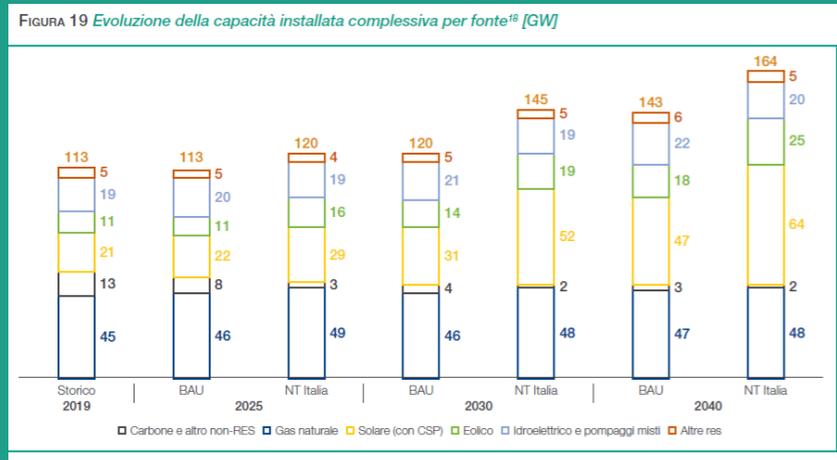
La categoria “non-RES” viene utilizzata in genere per quegli **impianti di produzione termoelettrica alimentati da fonti non rinnovabili** la cui produzione non viene considerata a mercato, ma viene imposta come non elastica. Tali impianti comprendono, ad esempio, le UP non rilevanti o le unità che vedono una produzione asservita a cicli produttivi.

FIGURA 19 Evoluzione della capacità installata complessiva per fonte¹⁸ [GW]



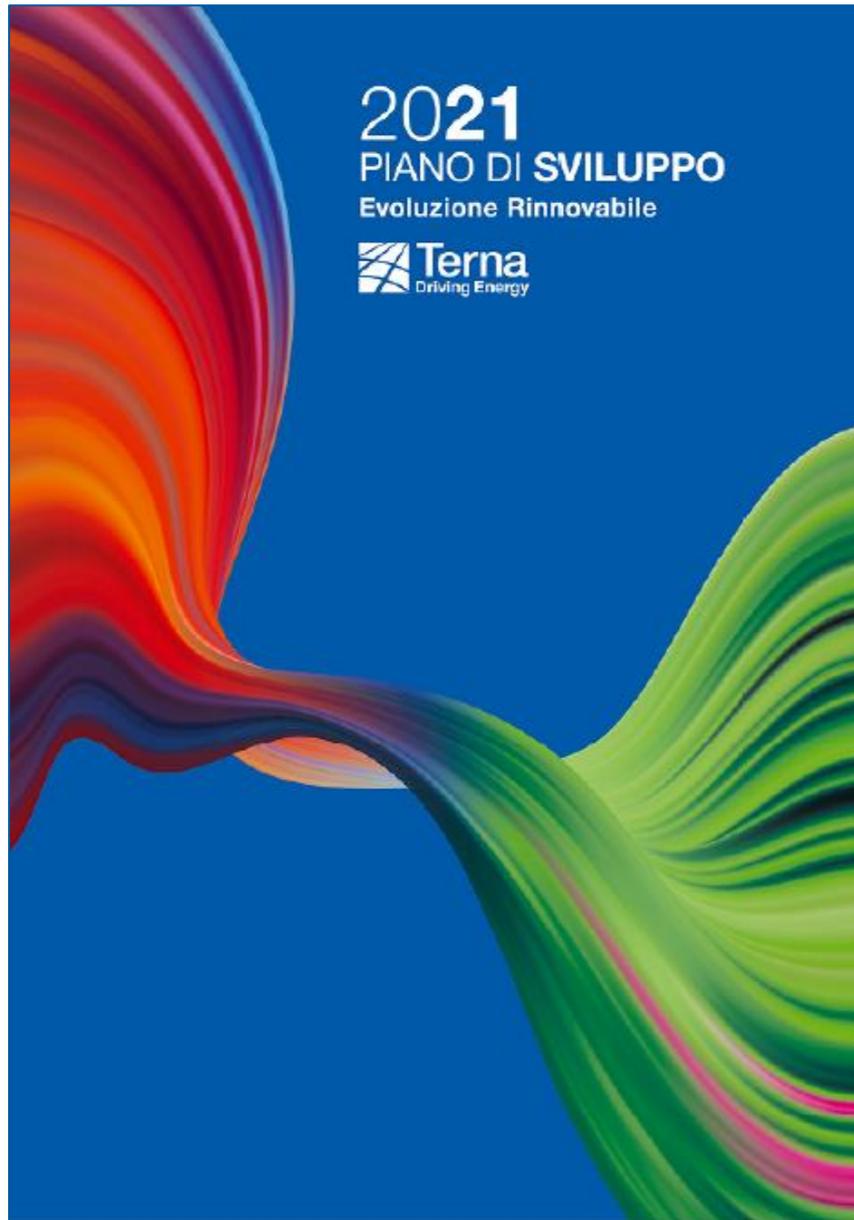
Osservazione

Q3. Rispetto alle ipotesi di evoluzione della capacità installata, si chiede di specificare le motivazioni a supporto delle **differenze** riscontrate **tra** i dati degli scenari National trend Italia (NT) e Business As Usual (BAU) presenti in formato **Excel sul sito ARERA ed i grafici presenti sul PdS 2021** (Fig. 19 pag. 220), in particolare per quanto riguarda la tecnologia idroelettrico.



Riscontro Terna

La differenza tra la Fig. 19 pag. 220 del Piano di Sviluppo e l'installato riportato nei file Excel risiede nel considerare o meno l'installato relativo ai pompaggi puri per ogni scenario. Infatti, nella Fig. 19 tale informazione non è contenuta. Nell'Excel, invece, viene riportata questa informazione (in particolare la capacità di turbinaggio) unitamente con i pompaggi misti nella categoria "Hydro-Pump". Pertanto, **lo scostamento** tra il file Excel e la Fig. 19 **corrisponde alla capacità in turbinaggio dei pompaggi puri** previsti nei diversi scenari e anni orizzonte.



Spunto S5

*Osservazioni sul nuovo documento **allegato** allo schema di Piano 2021 “**evoluzione rinnovabile**” e sul possibile impatto degli sviluppi della generazione rinnovabile (onshore e offshore) sugli scenari e sugli interventi dello schema di Piano di Sviluppo 2021.*

Osservazione

Q1. Dalla figura 2 dell'Allegato al Piano di Sviluppo 2021 "Evoluzione Rinnovabile" si evince che l'incremento significativo delle richieste di connessione si è verificato nel 2019, mentre il PNIEC è stato pubblicato a gennaio 2020. Si richiede come mai si rilevano le discrepanze indicate a pagina 32 del documento e quali dati sono stati utilizzati da Terna per contribuire alla costruzione degli scenari PNIEC.



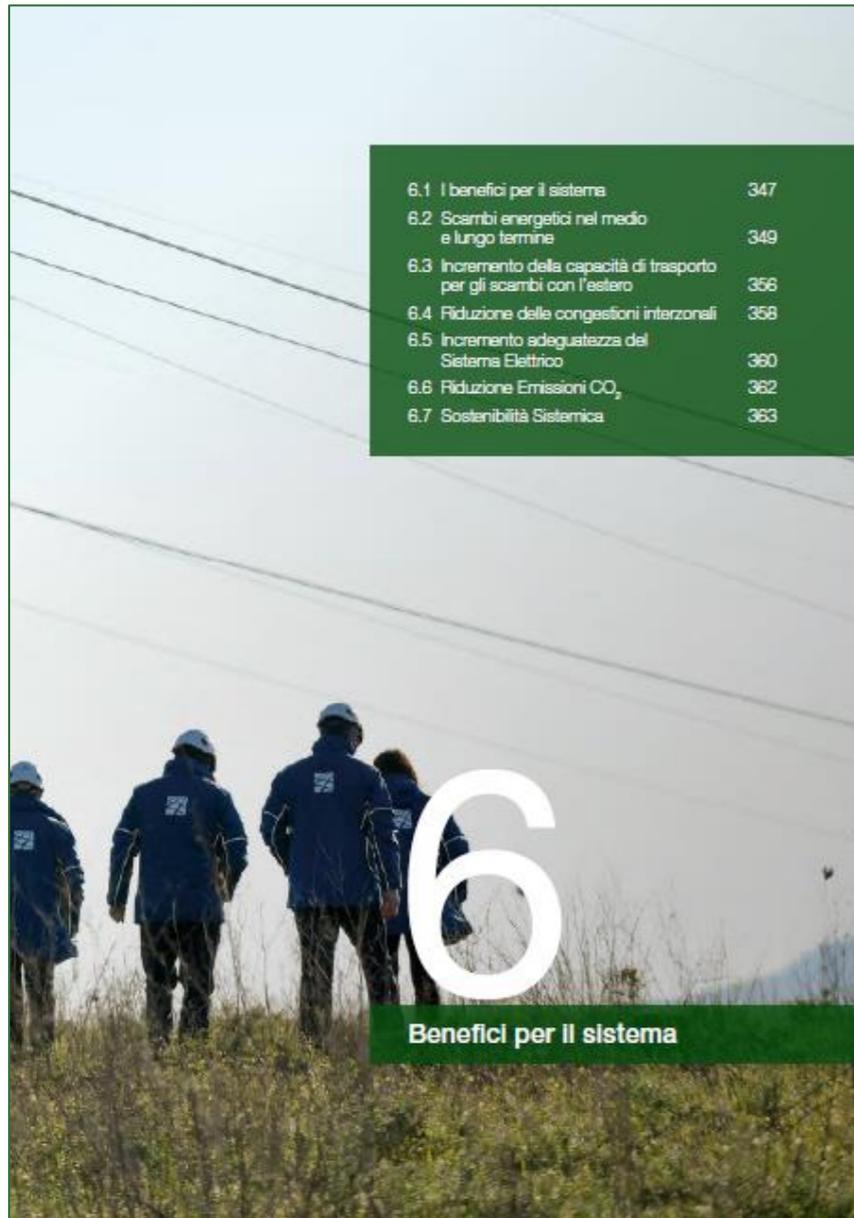
Riscontro Terna

Lo **scenario National Trend Italia** (NT-Italia), pubblicato da Terna e Snam a febbraio 2021, è stato sviluppato, come richiesto dall'ARERA con la Delibera 574/2020, coerentemente con lo scenario europeo di ENTSO-E seguendo un approccio top-down che prevede il raggiungimento degli obiettivi di policy definiti a livello europeo e declinati a livello nazionale nel PNIEC.

Considerando che gli obiettivi di decarbonizzazione devono essere gli stessi fissati dalle policy correnti e che la costruzione degli scenari (prima europei e poi nazionali) richiedono dei tempi tecnici di elaborazione non indifferenti, lo scenario NT-Italia **non poteva prevedere valori sulle rinnovabili differenti da quelli previsti nel PNIEC** (circa +40 GW di fotovoltaico ed eolico al 2030).

Nella sensitivity NT_{STMG} invece, lasciando invariato il target complessivo di rinnovabili previsto nel PNIEC al 2030 (stesso approccio top-down dello scenario NT-Italia), si è provveduto a **redistribuire geograficamente le rinnovabili** sulla base delle richieste di connessione attive pervenute alla rete di trasmissione al 31.12.2020.

Tale sensitivity ha quindi l'obiettivo di rappresentare le divergenze (in termini di distribuzione geografica) tra l'attuale scenario di policy e i segnali del mercato per provare ad integrare opportunamente tali valutazioni nell'aggiornamento del PNIEC.



Spunto S7

*Osservazioni sull'ammontare dei costi stimati per l'implementazione dello schema di Piano di sviluppo 2021 (18 miliardi di euro di investimenti) e sugli impatti e benefici previsti (cfr. in particolare, **capitolo 6 “benefici per il sistema”** dello schema di Piano di Sviluppo 2021, pagine 347-366).*



Osservazione

*Q1. Rispetto al piano di evoluzione della capacità di interconnessione con l'estero, si chiedono chiarimenti in merito al persistente **scostamento tra capacità** di interconnessione nelle due direzioni **import/export** – con import sempre maggiore dell'export – e alla possibilità di prevedere interventi specifici che permettano di aumentare la capacità di export a parità di infrastrutture già esistenti.*

Riscontro Terna

*Il flusso fisico sulla frontiera di interconnessione ed i relativi scheduling commerciali sono determinati dagli **esiti dei mercati elettrici** dei diversi paesi, essendo il nostro un sistema interconnesso.*





Spunto S8

Osservazioni sui 31 nuovi interventi proposti nel capitolo 5 “nuovi sviluppi” dello schema di Piano di Sviluppo 2021 (pagine 277-346 e relativo foglio di lavoro nella sintesi tabellare del Piano), e in particolare su quelli con maggiore impatto economico.

Osservazione

Riguardo l'interconnessione dell'Isola di Favignana:

Q1. In riferimento alla valutazione monetaria del beneficio sub "B3a – Riduzione ENF" si richiede di confermare che il valore del **VOLL** utilizzato sia di 40.000 €/MWh come da Metodologia e che il valore indicato di 1 milione € sia un arrotondamento per eccesso al milione; si chiede di indicare sia questo valore di **beneficio** che i successivi con arrotondamento inferiore (almeno 1 decimale, meglio 2).



Riscontro Terna

*In conformità al Documento Metodologico per l'ACB, è stato utilizzato il **VOLL** (Value of Lost of Load) pari a **40 k€/MWh**, trattandosi di un'isola geografica. Il valore di arrotondamento è applicato in generale su tutti gli interventi di sviluppo nel rispetto della soglia del beneficio di 1 M€ ai soli fini rappresentativi e si rende necessario solo per esigenza di sintesi e per favorire una lettura più semplice dei dati esposti nelle schede dei benefici. Tuttavia, **i valori puntuali** - utilizzati ai fini dell'Analisi Costi Benefici e per il calcolo dello IUS - **sono** quelli esatti e nel caso in specie pari a **0,5 M€ al 2030 e 0,6 M€ al 2040**. Si ringrazia l'Operatore e si valuterà per i prossimi PdS la possibilità di inserire anche il primo decimale, salvo esigenze grafiche.*

Osservazione

Riguardo l'interconnessione dell'Isola di Favignana:

Q2. In riferimento alla valutazione monetaria del beneficio sub "B4 – Costi evitati o differiti" si richiede di:

- *esplicitare quali costi sono stati considerati, dettagliandoli per categoria*
- *specificare se si è debitamente considerato il differenziale di costo di generazione rispetto al gasolio e che mix di generazione alternativo sia stato considerato*
- *specificare se sia stato considerato un costo di capitale e operativo per la capacità sostitutiva rispetto all'attuale sull'isola*

Riscontro Terna

*Il **Beneficio B4** utilizzato nell'analisi costi-benefici, è costituito da due componenti principali:*

- *componente relativa al risparmio sui costi fissi degli impianti sulle isole (fonte: rielaborazioni interne a partire da reintegrazione tariffaria ARERA) e costi variabili come costo del combustibile, incluso di costo del trasporto, fonte report RSE Febbraio 2018);*
- *componente relativa all'incentivazione degli impianti installati FER sulle isole minori non interconnesse: l'incentivo cessa a partire da due anni precedenti all'entrata in servizio del collegamento (prevista al 2030) per 20 anni.*

*All'interno del Beneficio B4 non è stata considerata la **differenza del costo di generazione** sull'isola rispetto a quello sulla Sicilia, poiché il prezzo dell'energia in bolletta per gli utenti delle isole minori non interconnesse è equiparato a livello nazionale (Prezzo Unico Nazionale). Nell'indicatore B4 sono stati quindi considerati i costi di reintegrazione tariffaria, ovvero il contributo corrisposto alle aziende produttrici per far fronte ai costi aggiuntivi rispetto alla generazione in Italia. Si è scelto di utilizzare un **approccio conservativo** e meno suscettibile per evitare di apportare benefici ulteriori a favore della soluzione di interconnessione proposta (non considerare i costi di generazione totali ma soltanto aggiuntivi rispetto alla generazione sulla Sicilia interconnessa).*

*Il mix di generazione utilizzato in Italia per la definizione di altri benefici, ad es. B18 e B19, tiene conto del mix di generazione dello scenario **NT-IT al 2030 e 2040**.*

La capacità della Sicilia interconnessa e del continente europeo è di ordini di grandezza enormemente superiori a quelli dell'isola di Favignana, pertanto, non è necessaria capacità sostitutiva e relativi rinforzi, ciò costituisce di fatto un ulteriore elemento di cautela nell'analisi ACB condotta.

Osservazione

Riguardo l'interconnessione dell'Isola di Favignana:

Q3. In riferimento alla valutazione monetaria del beneficio sub "B18 – Riduzione CO2" si richiede di esplicitare:

- le produzione elettrica considerata (GWh) nel 2030 e nel 2040*
- la riduzione della CO2 dell'attuale centrale di Favignana rispetto al mix di generazione considerato (Sicilia/Italia)*
- Si chiede inoltre conferma che i valori della CO2 utilizzati siano pari alla differenza tra costo sociale minimo e costo di scenario della CO2: 37 €/t nel 2030 (vale a dire 60-28) e 81 €/t (vale a dire 156-75)*

Riscontro Terna

*Nel calcolo del **Beneficio B18**, è stata considerata la generazione totale (termoelettrica e quota di generazione rinnovabile) interna all'isola di Favignana pari a circa **22 GWh al 2030 e circa 25 GWh al 2040**. Tali valori sono ottenuti a partire da ipotesi di crescita del carico supportati da recenti trend di crescita (ultimo decennio) e dall'ipotesi di crescente elettrificazione dei consumi (mobilità elettrica, dissalatori, ecc).*

*Nel Beneficio B18 e B19 è stata considerata la **differenza tra le emissioni** prodotte dalla tecnologia a gasolio presente sull'isola (attuale centrale di Favignana) per soddisfare il carico previsionale agli anni orizzonte (a complemento della generazione rinnovabile) e le equivalenti emissioni in caso di interconnessione dell'isola con la Sicilia, queste ultime prodotte dal parco di generazione installato negli scenari previsionali NT-IT al 2030 e al 2040.*

*Il documento metodologico prevede che in presenza del beneficio B1 (Social Economic Welfare), il B18 venga calcolato considerando esclusivamente la monetizzazione aggiuntiva per evitare un "**double counting**" rispetto alle esternalità monetizzate già all'interno del beneficio B1. Nello specifico caso dell'interconnessione in oggetto non si verifica la connessione tra differenti zone di mercato, pertanto non viene valorizzato l'indicatore B1. Per l'analisi costi benefici condotta, l'indicatore di **Beneficio B18** è stato valutato considerando l'**intero costo delle esternalità negative** per la società (Costo ETS e monetizzazione aggiuntiva) legato alle emissioni di CO2: 60 €/ton per il 2030 e 156 €/ton per il 2040.*



Osservazione

Riguardo l'interconnessione dell'Isola di Favignana:

Q4. In riferimento alla valutazione monetaria del beneficio sub "B19 – Riduzione NOx, SOx PM" si richiede di esplicitare:

- le emissioni dell'attuale centrale di Favignana e i coefficienti emissivi utilizzati per ogni inquinante (SOx, NOx, PM10, PM2.5)*
- la riduzione della NOx, SOx, PM dell'attuale centrale di Favignana rispetto al mix di generazione considerato (Sicilia/Italia)*
- se per l'efficienza della centrale attuale è stata considerata l'efficienza di oggi, indipendentemente dalla data di installazione*

Riscontro Terna

*Ai fini della valutazione delle emissioni della centrale di Favignana si è tenuto conto dei **valori di consumo specifico di carburante** (222.3 g/kWh – fonte report RSE 02/2018) da cui è stato possibile ricavare il rendimento elettrico dei gruppi di generazione. Per quanto riguarda i coefficienti emissivi utilizzati per il gasolio (NOx, SOx, PM 10), si è fatto riferimento a dati stimati internamente sulla base di valori pubblici dello storico delle emissioni specifiche degli impianti presenti in Italia, in via cautelativa il PM 2.5 è stato assimilato a PM10.*

*È stata considerata la differenza tra le emissioni prodotte sull'Isola di Favignana rispetto alle emissioni locali della Sicilia interconnessa con il continente, il **mix di generazione** utilizzato è dunque quello riportato negli **scenari NT-IT 2030 e 2040** così come i coefficienti emissivi utilizzati.*

*L'**efficienza** considerata per i generatori in via cautelativa è considerata per tutti i generatori pari al valore ricavato **dai dati di consumo specifico** forniti per l'isola di Favignana nel **Report RSE** di febbraio 2018.*

Osservazione

Riguardo l'interconnessione dell'Isola di Favignana:

Q5. Si chiede inoltre conferma che i costi considerati per i singoli inquinanti siano quelli riportati nel report “**Handbook on external cost of transport** – EC 2019” in tabella 23 a pag.57 riferiti all'Italia.

Con riferimento a quanto sopra, si chiede di esplicitare:

- per il costo degli NOx quale dei 2 valori presenti nella medesima tabella sia stato considerato
- per il costo del PM2.5 quale dei 3 valori presenti nella medesima tabella sia stato considerato

Riscontro Terna

Per quanto riguarda la valorizzazione del beneficio B19, come da documento metodologico, è stato preso a riferimento il report “**Handbook on external cost of transport**”. Il costo delle esternalità legate al beneficio è composto dalla somma dei valori riportati in tabella 14 a pag. 55, che contempla il costo legato all'inquinamento dell'aria (emissioni combustibile), e dei valori in tabella 49 a pag. 125 che riporta le stime di costo dell'inquinamento dell'aria legato a tutti i processi inclusi tra l'estrazione e la disponibilità al serbatoio del combustibile. Si precisa inoltre che si è scelto di utilizzare un approccio cautelativo che ha visto la valorizzazione del PM 2.5 allo stesso valore del PM 10.



Table 14 – Air pollution costs: average damage cost in €/kg emission, national averages for transport emissions in 2016 (excl. maritime) (All effects: health effects, crop loss, biodiversity loss, material damage)

€ ₂₀₁₆ /kg	NH ₃	NM VOC	SO ₂	NO _x transport city ^o	NO _x transport rural ^o	PM _{2.5} transport metropole ^o	PM _{2.5} transport city ^o	PM _{2.5} transport rural ^o	PM ₁₀ average ^a
Italy	21.6	1.1	12.7	25.4	15.1	409	132	79	27

Table 49 – Well-to-tank air pollution costs: damage cost estimates in €/kg emission (emissions in the year 2016, EU28 values)

€ ₂₀₁₆ /kg	NO _x	NM VOC	SO ₂	PM _{2.5} (exhaust)	PM ₁₀ (non- exhaust)
Italy	14.1	1.1	2.7	21.1	19

Osservazione

Riguardo l'interconnessione dell'Isola di Favignana:

*Q6. In riferimento agli “**impatti significativi**”, si chiede se siano state effettuate attente valutazioni degli impatti ambientali derivanti dalla realizzazione degli 11 km dell'interconnessione in “**aree di interesse naturale o di interesse per la biodiversità**” (I23), e le iniziative di mitigazione, e se questi (impatti e mitigazione) siano stati ricompresi tra i costi dell'investimento e con quali valori.*



Riscontro Terna

Dalle prime ipotesi di tracciato dei cavi, sono state evitate tutte le aree di interesse e pertanto la lunghezza tiene conto di vincoli paesaggistici, della presenza di flora marina protetta e zone di ormeggio e immersione. I tracciati ipotizzati sono comunque preliminari e saranno oggetto di ulteriori approfondimenti nelle fasi successive di progettazione esecutiva.

***Nella stima di capex** dell'intervento è stata considerata una quota di incertezze (**contingencies**) per coprire eventuali attività ad oggi non prevedibili.*



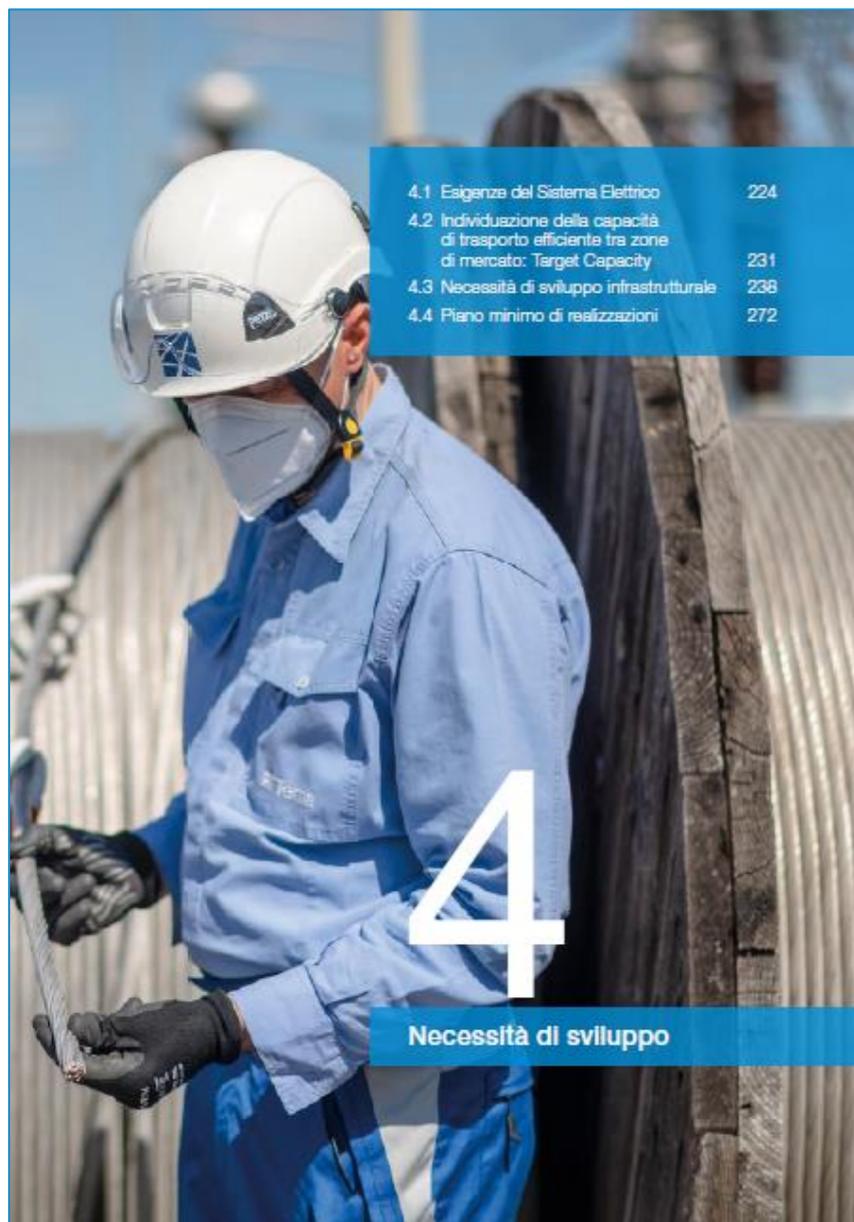
Osservazione

Q7. A pag. 279 si fa riferimento a due progetti che aumentano la capacità di scambio tra le zone di mercato (i.e. nuovo cavo 380 kV Bolano – Paradiso; **nuovo elettrodotto a 380 kV a nord di Benevento**). Non si rileva il valore di **incremento di capacità** relativo al secondo progetto.

Riscontro Terna

Alla pagina indicata (279) si riporta l'introduzione del capitolo 5 relativo ai nuovi interventi di sviluppo. A tal proposito, in tale premessa, sono stati citati a titolo esemplificativo alcuni dei nuovi progetti di sviluppo. La capacità di scambio incrementale apportata dal secondo progetto ("Nuovo elettrodotto a 380 kV a nord di Benevento") è di **200 MW tra Sud e Centro Sud**. Tale informazione è riportata in forma aggregata nella figura 6 del Capitolo 6 (pag. 359), indicando un incremento complessivo di 500 MW tra Sud e Centro Sud attraverso i due interventi "Nuovo elettrodotto a 380 kV a nord di Benevento" (553-N) e "Elettrodotto 380 kV Aliano – Montecorvino" (546-P).





Spunto S9

Osservazioni sulle installazioni di nuovi dispositivi per il controllo della tensione e la gestione della potenza reattiva, quali reattori, condensatori, compensatori sincroni, STATCOM (capitolo 4 “necessità di sviluppo”, sezione 4.3.1 su interventi per qualità, sicurezza e resilienza, in particolare pagine 245-246).

Osservazione

Q1. Rispetto al piano di installazione di **dispositivi FACTS**, si chiede di specificare quale sia la taglia dei due dispositivi previsti **nella stazione di Aurelia** e il relativo costo stimato di approvvigionamento utilizzato per l'analisi CBA.

Riscontro Terna

Terna attraverso il Piano di Sicurezza 2021 ha potenziato gli strumenti a supporto del controllo e regolazione della tensione e della stabilità della rete elettrica. In particolare, per gli STATCOM è stata pianificata la nuova esigenza di installare ulteriori **2 macchine** di taglia pari a **125 MVar** presso il sito di Aurelia.

Il costo stimato per l'approvvigionamento dei macchinari è di circa **25-30 Mln€**.



Osservazione 1/2

Q2. Relativamente all'installazione dei **compensatori sincroni**, le cui esigenze sono riportate a pag. 248 del PdS 2021, si chiede di chiarire se tali asset **verranno realizzati da Terna oppure è prevista la definizione di un Bando** per la partecipazione di operatori terzi analogamente a quanto fatto nel 2018.

Riscontro Terna

Negli scenari prospettici di ulteriore incremento delle fonti rinnovabili e phase-out delle centrali a carbone le problematiche legate al contenimento dei fenomeni di **sopraelevazione di tensione** tenderanno ad inasprirsi soprattutto nelle ore di basso carico ed alta produzione rinnovabile.

Terna sta mettendo in campo una serie di azioni per gestire tali criticità:

- è stata pianificata l'**installazione di compensatori sincroni**, STATCOM, Resistori Regolanti, distribuiti sul territorio sulla base delle diverse esigenze di regolazione di tensione. È importante evidenziare che i compensatori sincroni installati da Terna, approvvigionati tramite procedure di mercato, sono caratterizzati da caratteristiche costruttive che li rendono funzionali al contesto della transizione energetica. Tali macchine, infatti, vengono dotate di **massa volante** ai fini dell'aumento dell'inerzia di sistema, grandezza fondamentale per la sicurezza del SEN che, storicamente, è stata fornita principalmente dalle centrali termoelettriche che verranno dismesse nei prossimi anni;
- nei **primi mesi del 2022** si svolgerà la **procedura di gara** del progetto pilota per la regolazione di tensione anche tramite risorse rinnovabili inverter-based connesse alle RTN. L'obiettivo del progetto è quello di ampliare le risorse che effettuano il servizio di regolazione di tensione e di raccogliere elementi utili per l'eventuale futuro adeguamento massivo di tutte le risorse ai fini della regolazione di tensione.

Osservazione 2/2

Q2. Relativamente all'installazione dei **compensatori sincroni**, le cui esigenze sono riportate a pag. 248 del PdS 2021, si chiede di chiarire se tali asset **verranno realizzati da Terna oppure è prevista la definizione di un Bando** per la partecipazione di operatori terzi analogamente a quanto fatto nel 2018.

Riscontro Terna

Con riferimento alla possibilità di **acquisizione** di tali **asset tramite asta**, analogamente a quanto fatto per l'area di Brindisi, si evidenzia quanto segue:

- la procedura svolta a **febbraio 2019** finalizzata ad approvvigionare risorse per la regolazione di tensione nell'area di Brindisi aveva l'obiettivo di **mitigare, nel minor tempo possibile, una criticità strutturale** della medesima area di rete. Le modalità di approvvigionamento proposte in quella specifica procedura hanno consentito infatti di minimizzare i costi in capo al sistema elettrico considerato l'anticipo della disponibilità delle risorse rispetto alla realizzazione ex-novo da parte di Terna. Per mitigare la suddetta criticità Terna ha previsto ulteriori sviluppi nell'area di Brindisi tra cui l'installazione di tre compensatori sincroni ed il rinforzo della linea Brindisi Pignicelle - Brindisi Nord.

In merito ai **fabbisogni** espressi nel PdS21, Terna procederà con **l'approvvigionamento** di tali macchine elettriche tramite **gare ad evidenza pubblica**



Spunto S11

Osservazioni sui **progetti** per cui il **parere 574/2020** dell'Autorità ha previsto specifiche condizioni e approfondimenti:

- intervento **SA.CO.I. 3** Sardegna-Corsica-Italia Continentale, codice 301-P (pagine 23-28 del volume Nord Est);
- intervento di interconnessione **Italia - Tunisia**, codice 601-I (pagine 29-33 del volume Centro Sud);
- intervento di sviluppo **HVDC Sicilia - Continente**, parte del progetto codice 723-P (rapporto specifico per l'HVDC e, relativamente all'ACB dell'intero progetto, pagine 39-45 del volume Centro Sud).

Osservazione

Q1. *Rispetto ai tempi di completamento dei collegamenti **HVDC Sicilia – Sardegna e Sicilia – Continente**, si chiede di dettagliare quali saranno gli **anni di ingresso** di ognuno dei due moduli con cui è costituito ogni singolo tratto.*

Riscontro Terna

*Per quanto riguarda le date di completamento di ciascun tratto, riportate nel PdS a pag. 47-60, dell'Allegato Avanzamento Piani di Sviluppo Precedenti – Avanzamento Centro Sud, si evidenzia che il **primo ingresso, atteso nel 2025**, riguarda il modulo tra Sicilia e Continente da **500 MW**. A seguire sono attesi la realizzazione del primo modulo da 500 MW tra Sicilia e Sardegna e il suo completamento con il secondo modulo atteso nel 2027. Infine, **entro il 2028, sarà realizzato il raddoppio** anche del tratto tra Sicilia e Continente.*

Nel mese di luglio 2021 è stata depositata presso il Mite l'istanza di autorizzazione del tratto Sicilia – Continente (East link).



Spunto S12

Osservazioni sui tre volumi “Avanzamento dei Piani di sviluppo precedenti” dello schema di Piano di Sviluppo 2021, in particolare riguardo la tracciabilità delle date previste di completamento delle opere e dei motivi di eventuali ritardi o posticipazioni volontarie di alcune opere.

Osservazioni sulla qualità e completezza delle informazioni disponibili nelle schede intervento e nella sintesi tabellare che accompagna lo schema di Piano di Sviluppo 2021.

Osservazione

*Q1. Foglio A-Nuovi Interventi, riga 21: non rileviamo l'impatto in termini di aumento della capacità di interconnessione (colonna AC) per il nuovo collegamento 380 kV **Bolano-Paradiso**.*

Riscontro Terna

*Come riportato anche nella scheda intervento dell'intervento 555-N "Nuovo collegamento 380 kV Bolano-Paradiso" (pag. 320), l'impatto in termini di capacità di interconnessione tra Sicilia e Calabria è di **500 MW**.*



Osservazione

Q2. Foglio A-Nuovi Interventi, riga 20: relativamente al nuovo collegamento **HVDC Italia-Grecia** si riporta un valore di 1.000 MW come **aumento della capacità di interconnessione**. Nel dettaglio del PdS 2021 si fa riferimento a un aumento di capacità di 500 MW (“Il nuovo collegamento consentirà di raggiungere una capacità di scambio addizionale di 500 MW tra Sud e Grecia, per un totale di 1.000 MW complessivi”, pag. 318). Si chiede quindi di chiarire se il nuovo intervento porterà a una capacità complessiva di interconnessione di 1.000 MW oppure se l’aumento previsto con il nuovo collegamento è pari a 1.000 MW.

Riscontro Terna

Il nuovo intervento apporterà **aggiuntivi 500 MW** di capacità di scambio tra Italia e Grecia, così come riportato nella scheda intervento di riferimento (cod. 554-N, pag. 316). Tale valore sarà incrementale rispetto alla capacità di scambio attuale (500 MW). A tendere quindi (stima di completamento del secondo cavo attesa al 2030), la capacità di scambio complessiva tra Italia e Grecia sarà di 1000 MW.





Osservazione

Q3. *Foglio C-Benefici Attesi*, cella L133, non risulta presente il valore di 12 M€ del parametro B7n.

Riscontro Terna

Si ringrazia l'Operatore per la segnalazione.



2021

PIANO DI SVILUPPO



Grazie per l'attenzione

2021

PIANO DI SVILUPPO



BACKUP

06 ottobre 2021

2021
PIANO DI SVILUPPO



Sessione Q&A live



Osservazione

Q1. *Relativamente all'elevato numero di richieste di **connessione di Eolico Offshore**, si chiede di chiarire quanti GW si prevede di integrare al 2030, la loro localizzazione ed il livello di tensione delle connessioni. Si richiede, inoltre, di specificare quali sono le opere del Piano di Sviluppo 2021 previste a tal fine.*

Riscontro Terna

*Nello scenario PNIEC, si prevedeva globalmente l'integrazione di **meno di 1 GW di Eolico Offshore**. Il Piano è in grado, entro certi limiti, di far fronte a uno sbilanciamento nella distribuzione e nella quantità di rinnovabili nelle diverse aree rispetto al PNIEC. Oltre questo limite, sarà necessario pensare a rinforzi di rete, tecnologia e sistemi di accumulo. Inoltre, la capacità di integrazione dell'Eolico Offshore andrà valutata con particolare attenzione perché si tratta di impianti di **elevata taglia e intermittenti** da connettere in sistemi tipicamente più fragili (Sicilia e Sardegna). Verrà avviato, quindi, un percorso di over-season, in cui si andranno a valutare la soluzione di connessione, la tensione e le tecnologie più efficienti per l'integrazione di questi impianti.*





Osservazione

Q2. Con riferimento all'allegato sull'evoluzione rinnovabile e, in particolare, al peggior **scenario di overgeneration** analizzato, ovvero con il numero massimo di installazioni da FER localizzato al Sud, si richiede se Terna ha predisposto una pianificazione di interventi per ridurre le **congestioni sulla dorsale Nord-Sud** o se tale pianificazione sarà prevista con l'aggiornamento del Piano di Sviluppo al 2023.



Riscontro Terna

*E' in corso di definizione il nuovo PNIEC, che integrerà i **nuovi target** europei e, verosimilmente, terrà conto di questo fenomeno in corso. Una maggiore aderenza delle effettive evidenze del Mercato allo scenario consentirà un esercizio di pianificazione molto più puntuale e vicino alle effettive **esigenze della rete**.*

*Sulla base di questo scenario, verrà costruito il **nuovo PdS23**. Nel nuovo Piano, verranno, quindi, analizzati i nuovi interventi di potenziamento delle dorsali Nord-Sud, sui quali si sta già lavorando al fine di evidenziare i corridoi più efficienti in termini di tempi, costi e benefici del Sistema per integrare i volumi addizionali di FER.*



Osservazione

Q3. Considerando i **software e hardware** disponibili attualmente in Terna, che lavorano in campi separati per l'analisi di incidenti basati sulle oscillografie, sincrofasori (PMU) ed i Quality Meters per quanto riguarda le analisi sui **disturbi della qualità** dell'energia, si chiede se si prevede di unificare le analisi per avere un'unica analisi causa-effetto.



Riscontro Terna

Tale analisi viene già eseguita sia nel controllo in tempo reale della rete e, quindi, nell'analisi di esercizio, che nella **valutazione in dinamica**. Quest'ultima viene eseguita con un modello stimato, ovvero con una **rete previsionale**, con carichi e produzioni previsionali. Nell'analisi dinamica e statica dell'esercizio della rete, Terna è dotata di strumenti di controllo che hanno diversi tempi di campionamento del fenomeno elettrico e permettono un'**analisi puntuale degli eventi** di esercizio. Uno **sviluppo** dell'analisi dinamica della sicurezza della rete consiste nel «portare» questi **strumenti** sempre più «**online**», per **analizzare in tempo reale il fenomeno**. Nella pianificazione della rete, vengono condotte valutazioni in dinamica, ma ovviamente non è possibile simulare un evento in tutta la sua complessità.



Osservazione

Q4. Si richiede il numero dei **sincrofasori** attualmente in esercizio, specificando se la loro distribuzione geografica è equilibrata o maggiormente concentrata al sud.

Riscontro Terna

Data l'estensione in lunghezza della penisola italiana, la **distribuzione geografica** dei sincrofasori è **equamente distribuita dal Nord al Sud**.

I sincrofasori installati e in pianificazione sono rispettivamente 200 e 150, per un totale a regime di **350 sincrofasori in tutta Italia**. Tali dispositivi sono inoltre sincronizzati con i sincrofasori degli altri TSO, che misurano oscillazioni est-ovest tra Spagna, Germania ed il resto dell'est Europa.

