



Format per la raccolta delle osservazioni
sullo schema di Piano decennale di sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale per l'anno 2021 e documenti di accompagnamento

Società / Ente / Associazione / Organismo:S.E.A. SOCIETA' ELETTRICA DI FAVIGNANA SPA.....

Spunto S1. Osservazioni sulle **modalità di predisposizione** dello schema di Piano di sviluppo, sul coinvolgimento degli *stakeholder* (inclusi i promotori di *merchant line* e organizzazioni non governative) da parte di Terna, anche in relazione alla “biennalizzazione” recentemente introdotta dalla legge 120/2020.

Osservazioni sulle **modalità di consultazione** dello schema di Piano di sviluppo da parte dell'Autorità.

Osservazioni sul possibile futuro **coordinamento con i piani di sviluppo della rete di distribuzione**, anche alla luce dell'articolo 32 della Direttiva “elettricità” 2019/944.

(inserire qui le osservazioni)

....

Spunto S2. Osservazioni sul **documento metodologico per l'applicazione dell'analisi costi benefici** al Piano di sviluppo e, in generale, sulle modalità di applicazione e presentazione dei costi e dei benefici dei singoli interventi di Piano.

(inserire qui le osservazioni)

....

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).

(inserire qui le osservazioni)

....

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 ENTSG**) 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).

(inserire qui le osservazioni)

....

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.

(inserire qui le osservazioni)

....

Spunto S6. Osservazioni sul **capitolo 4 “necessità di sviluppo”** dello schema di Piano di sviluppo 2021 (pagine 223-276).

Commenti riguardanti le criticità previste del sistema elettrico e le correlate esigenze di sviluppo delle infrastrutture di trasmissione elettrica, anche in relazione agli obiettivi di **decarbonizzazione e transizione energetica**.

(inserire qui le osservazioni)

....

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).

(inserire qui le osservazioni)

....

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:

Codice	Nome	Investimento previsto (milioni di euro)
167-N	Razionalizzazione Valchiavenna e Interconnessione Svizzera	1226
554-N	Nuovo HVDC Italia-Grecia (GRITA 2)	750
555-N	Nuovo collegamento 380 kV Bolano Paradiso	105
630-N	Interconnessione Isola di Favignana	100
354-N	Interconnessione isola del Giglio	94,5
352-N	Incremento magliatura rete 132 kV area Amiata	75
553-N	Elettrodotto 380 kV Area Nord Benevento	60
169-N	Riassetto rete tra Tavazzano e Colà	59

Osservazioni sulle proposte di variazione dell'ambito della RTN (sezione 2.1.2. dello schema di Piano di sviluppo 2021, pagine 98-99).

DI SEGUITO LO STUDIO COMMISSIONATO DA SEA A NE NOMISMA ENERGIA

NE NOMISMA ENERGIA

Per

S.E.A. FAVIGNANA

“Progetto di TERNA di interconnessione dell’isola di Favignana con la rete elettrica nazionale: verifica indipendente dell’analisi costi-benefici e comparazione con progetto di metanizzazione”

Bologna, 12/10/2021

PREMESSA

SEA Società Elettrica Favignana ha incaricato NE Nomisma Energia di esaminare l'analisi costi-benefici del progetto di interconnessione alla rete elettrica nazionale dell'isola di Favignana inserito da TERNA nel Piano decennale di sviluppo 2021, al fine di verificarne i valori e, secondariamente, condurre un'analisi costi benefici di un progetto di metanizzazione della medesima isola, posto che SEA sta conducendo approfondimenti al riguardo con un operatore della distribuzione gas.

Il presente report è di conseguenza strutturato in 3 sezioni:

- Una prima di revisione dell'analisi costi-benefici del progetto di TERNA di interconnessione alla rete elettrica incluso nel Piano di sviluppo 2021 in relazione alla normativa di valutazione emanata da ARERA
- Una seconda sezione di analisi costi-benefici del progetto di interconnessione di Favignana alla rete del metano della Sicilia e possibile relativa metanizzazione dell'isola
- Una terza sezione in cui si comparano le risultanze dell'analisi costi-benefici delle due suddette opzioni.

Al fine di approfondire le ipotesi di TERNA adottate nell'analisi costi-benefici dell'interconnessione alla rete elettrica, SEA ha sottoposto a TERNA alcuni quesiti nell'ambito del procedimento di consultazione previsto, ottenendo riscontri all'interno del webinar pure previsto nel procedimento (tenuto il 6 ottobre scorso); tali osservazioni e riscontri sono riportati all'interno della prima sezione.

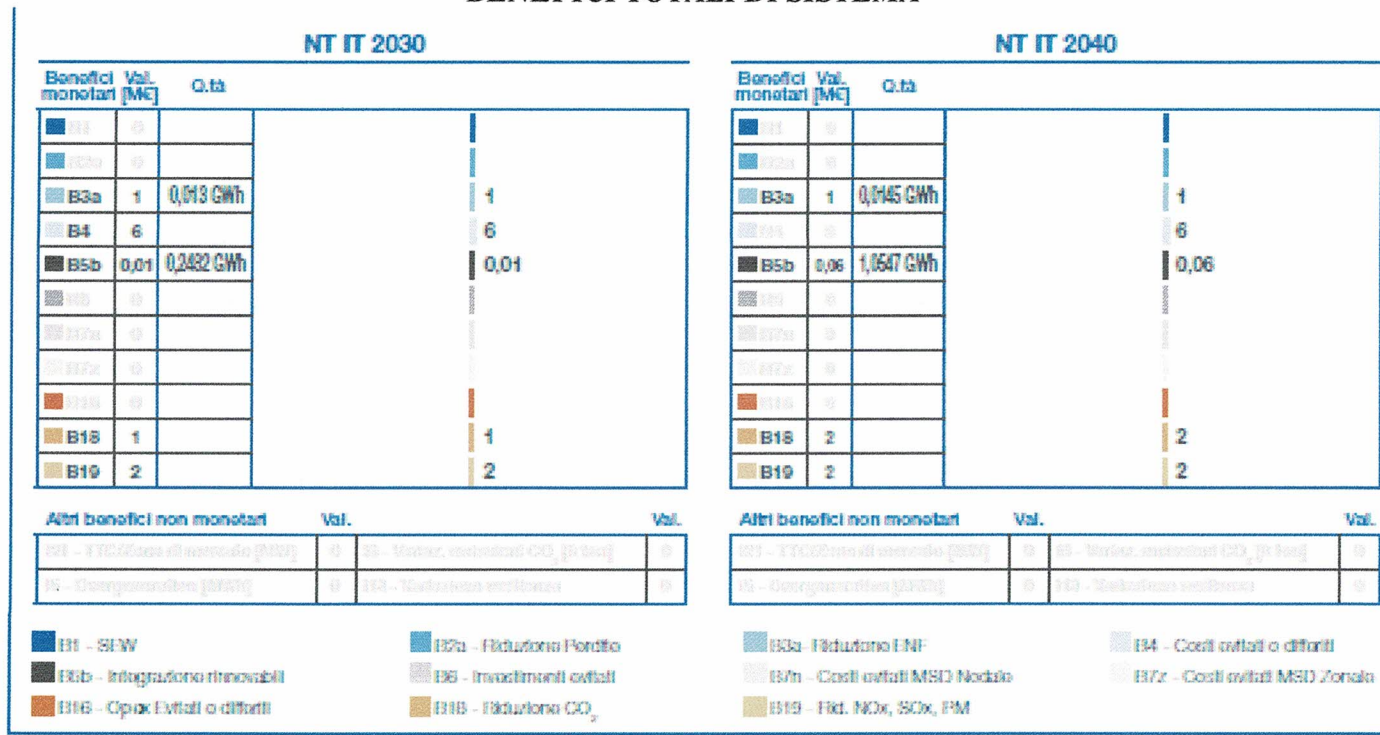
PARTE A) VERIFICA DELL'ANALISI COSTI BENEFICI RELATIVA AL PROGETTO DI TERNA DI INTERCONNESSIONE DI FAVIGNANA NEL PIANO DI SVILUPPO 2021

Nel PdS 2021 di Terna si monetizzano 5 tipologie di benefici derivanti dall'interconnessione di Favignana alla rete di trasmissione nazionale:

- Riduzione dell'energia non fornita (ENF, B3a)
- Costi evitati o differiti (B4)
- Integrazione rinnovabili (B5b)
- Riduzione CO2 (B18)
- Riduzione emissioni inquinanti Nox, SOx, PM (B19).

Il presunto maggior beneficio riportato nella scheda del PdS è quello relativo ai costi evitati o differiti (B4), stimato pari a 6 mil.€ annui, seguito dal beneficio da riduzione di emissioni inquinanti (B18 con 2 mil.€ annui), da quello di riduzione della CO2 (B18, con 1 mil.€ al 2030 raddoppiati al 2040), da quello da riduzione dell'ENF (B3a con 1 mil.€) e, a enorme distanza, dal beneficio da integrazione rinnovabili (B5b).

BENEFICI TOTALI DI SISTEMA



Dalla tabella esposta da Terna si può osservare come l'indicatore di sintesi principale (IUS), vale a dire il rapporto tra benefici e costi, sia pari a 1 se si considerano solo i benefici delle prime 3 categorie (B3a, B4, B5b), escludendo quindi i benefici legati alle minori emissioni. Valore che di per sé rende ingiustificabile l'investimento e quindi il progetto. L'indice IUS sale invece a 1,4 se si includono tra i benefici anche quelli derivanti da minori emissioni (B18 e B19); valore complessivo comunque estremamente basso che di per sé continua a lasciar dubbi sulla desiderabilità di tale investimento per il sistema e i consumatori (chiamati a sostenere i costi aggiuntivi nelle tariffe di trasmissione).

SINTESI ANALISI COSTI BENEFICI				
INVESTIMENTO SOSTENUTO/ STIMATO	BENEFICI BASE		BENEFICI TOTALI (INCLUSI B13, B16, B18, B19)	
0 ME / 100 ME	NT-IT 2025, NT-IT 2030 NT-IT 2040, BAU 2030, BAU 2040		NT-IT 2025, NT-IT 2030 NT-IT 2040, BAU 2030, BAU 2040	
	IUS	1.0	IUS	1.4
	VAN _{FDS}	0 ME	VAN _{FDS}	32 ME
	VAN _{NORM}	0 ME	VAN _{NORM}	45 ME

Inoltre, va segnalato che dei 54 km di rete, la scheda riporta che 11 km di rete devono occupare aree di interesse naturale o di interesse per la biodiversità, con costi che non vengono al momento computati ma saranno da considerare solo successivamente tra i costi (con l'effetto di deprimere nel prosieguo il già risicato rapporto benefici/costi).

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.

Si procede di seguito ad una interpretazione e ricostruzione dei sopra riportati benefici stimati da Terna per il progetto di interconnessione di Favignana.

Beneficio “B3a - Riduzione ENF”

Il beneficio B3 è definito per esteso nella metodologia di TERNA come: “Variazione (riduzione) dell’energia non fornita attesa - (B3)

La variazione del rischio di energia non fornita (ENF) correlata alla realizzazione di nuovi interventi di sviluppo e valutata attraverso uno dei due approcci di seguito descritti”.

Quando la Valutazione sia effettuata mediante simulazioni probabilistiche, il beneficio viene classificato con sigla **B3.a**.

La monetizzazione dell’energia non fornita attesa è uguale a:

$B3 \text{ [€/anno]} = Q3 \text{ [MWh/anno]} * \text{Value of Lost Load [€/MWh]}$ ”

Dove:

Q3 valore di Energia non Fornita (MWh/anno).

Value of Lost Load = 40.000 €/MWh come da Appendice informativa di TERNA, avendo individuato i valori da applicare all’isola di Favignana quelli relativi a isola geografica con carico di picco sopra i 10 MW. E nel contempo, considerando i valori espressi di Q3 e il VOLL specifico, calcola il beneficio B3a è pari a 0,52 mil.€ nel 2030 e a 0,58 mil.€ nel 2040.

Utilizzo del VOLL (Value of Lost of Load) in un intervallo compreso tra 20 k€/MWh e 40 k€/MWh, in relazione al pregio delle utenze potenzialmente oggetto di disalimentazione, all’industrializzazione o alla densità abitativa²⁾, secondo i seguenti criteri (criterio QR) riassunti in tabella:

- Pregio utenze disalimentate
 - Isole geografiche e/o elettriche con carico picco >10 MW, incluse le antenne strutturali o aree turistiche: 40 k€/MWh
 - Isole geografiche e/o elettriche con carico picco < 10 MW: 30 k€/MWh
 - Altro: 20 k€/MWh

Nell’ambito del procedimento consultivo previsto è stata inoltrata a TERNA richiesta di chiarimenti a proposito di tale valutazione, che si mostra di seguito, assieme al riscontro di TERNA all’interno del webinar del 6 ottobre 2021.

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.

Poiché però risulta che dalle rilevazioni registrate dalla SEA il picco massimo di carico annuale, pur avendo mostrato nell'ultimo decennio un trend lievemente crescente è sempre rimasto abbondantemente al di sotto dei 7 MW, con un valore nel 2021 pari a 6.8 MW nel mese di agosto, i valori corretti da considerare per il calcolo dell'indice **B3a** risultano:

Q3 valore di Energia non Fornita (MWh/anno).

Value of Lost Load = **30.000 €/MWh**, come appunto da Appendice informativa di TERNA già citata, relativo a isola geografica con carico di picco **sotto i 10 MW** e nel contempo, considerando i valori espressi di Q3 e il VOLL specifico, definisce il beneficio **B3a** pari a 0,39 mil.€ nel 2030 e a 0,43 mil.€ nel 2040.

beneficio “B4- Costi evitati o differiti”

Il beneficio B4 è definito per esteso nella metodologia di TERNAs come “Costi evitati o differiti relativi a capacità di generazione soggetta a regimi di remunerazione che integrano o sostituiscono i proventi dei mercati dell’energia e del mercato per il servizio di dispacciamento”.

La metodologia di TERNAs specifica che “i regimi di remunerazione che integrano o sostituiscono i proventi dei mercati sono:

- meccanismi di remunerazione della capacità;
- impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico.

Nell’ambito del procedimento consultivo previsto è stata inoltrata a TERNAs richiesta di chiarimenti a proposito di tale valutazione, che si mostra di seguito, assieme al riscontro di TERNAs all’interno del webinar del 6 ottobre 2021.

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 **117-17 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.

Il valore di 6 milioni di euro stimato come beneficio B4 per l'interconnessione di Favignana potrebbe verosimilmente derivare dal costo della “produzione” di SEA Favignana per il 2019, come da prospetti per la separazione contabile destinati ad ARERA.

Se dovesse essere confermata tale interpretazione, ne risulterebbe una prima distorsione dovuta al fatto che a tale ammontare, corrispondente alla dismissione del polo di produzione di SEA, dovrebbe essere comunque sottratto il costo di produzione da tecnologia alternativa o da mix di produzione alternativo, cosa questa omessa da TERNA a giudicare dal riscontro fornito (*“...il mix di generazione utilizzato in Italia per la definizione di ALTRI benefici p.es. B18 e B19”*).

In particolare all'interno dei 6 milioni € del 2019, il costo del gasolio di SEA nel medesimo anno ammontava a circa 2,2 milioni, per una quantità di circa 3500 tonnellate necessarie per produrre 15 GWh ca di elettricità.

Per la produzione di tale quantitativo di energia, nell'ipotesi di fornitura da impianto a gas naturale a ciclo combinato, si sarebbe alternativamente ottenuto con un consumo di gas di 3,2 milioni mc con un costo stimato pari a **0,92 milioni di euro** prendendo a riferimento una stima del costo unitario del gas per il medesimo anno 2019 di ca 28 eurocent/mc.

Il valore di 6 milioni di euro riportato nel PdS 2021, andrebbe quindi decurtato di tale costo del gas naturale.

Inoltre se si considerasse un peso delle fonti rinnovabili nel medesimo anno pari al 40%, sufficientemente rappresentativo della realtà italiana nel medesimo anno, la cifra anzidetta - da defalcare dai 6 milioni iniziali di beneficio (previsti da Terna)- si ridurrebbe del 40% a **0,55 milioni di euro**, con conseguente diminuzione dell'ammontare del beneficio B5 a **5,45 milioni €**.

In aggiunta, è pure ragionevole presumere che anche ad avvenuta interconnessione di Favignana alla rete elettrica, la centrale di SEA non venga smantellata ma resti una struttura disponibile di emergenza, come nel caso dell'isola d'Elba e di Capri che continuano anche nel 2021 ad essere classificate come impianto essenziale con costi non dissimili da quelli attuali, ad eccezione ovviamente del combustibile. In tal caso, il beneficio B4 si riduce al differenziale del costo di generazione sopra stimato in 1,45 milioni € considerando il costo al 2019.

Infine nella proiezione dei futuri trend di evoluzione dei prezzi tale valore andrebbe ulteriormente rideterminato usando i prezzi di mercato di gasolio e gas naturale previsti negli ultimi scenari SNAM-TERNA National Trend al 2030 e al 2040, come di seguito specificati (con a fianco nostra trasformazione in unità commerciali);

		2025 NT IT	2030 NT IT	2040 NT IT		2025 NT IT	2030 NT IT	2040 NT IT
Gas	€/net Gcal	27,03	28,91	30,59	€/MWh	23,2	24,9	26,3
Light oil	€/net Gcal	78,66	85,81	92,68	€/t	802,3	875,3	945,3

Usando tali prezzi, il beneficio **B4** si ridurrebbe dai 6 milioni € (valutati da Terna) a **3,2 milioni €** nel 2030 e a **3,7 milioni €** nel 2040.

beneficio “B5.b –integrazione rinnovabili”

Il beneficio B5 è definito per esteso nella metodologia di TERNAs come “Maggiore integrazione di produzione da fonti di energia rinnovabili (FER) calcolata mediante simulazioni di rete e di mercato”.

L’ammontare del beneficio B5b è esiguo se confrontato agli altri 4 riportati nel PdS TERNAs 2021: 0,01 milioni di euro per il 2030 e 0,06 milioni di euro per il 2040.

Dividendo tali ammontari per la quantità di elettricità Q5 si ottengono prezzi zonali di 40,3 €/MWh e 56,9 €/MWh.

beneficio “B18 - Riduzione CO2”

Il beneficio **B18** è definito per esteso nella metodologia di TERNAs come “Variazione (riduzione) delle esternalità negative associate all’aumento di emissioni di CO2, ulteriori rispetto agli impatti già monetizzati nei benefici B1 e B7 mediante il prezzo della CO2 per tenere conto di un eventuale differente valore delle emissioni per la società”.

Il valore economico della riduzione di esternalità negative associate all’aumento di emissioni di CO2 è uguale:

$B18 \text{ [€/anno]} = Q18 \text{ [t/anno]} * (\text{valore sociale esternalità CO2 [€/t]} - \text{prezzo delle emissioni CO2 già considerato [€/t]})$

Inoltre nella Metodologia di Terna si forniscono i seguenti riferimenti per la valutazione.

TABELLA 7 – PARAMETRI PER LA MONETIZZAZIONE DEI BENEFICI		
INDICATORE	PARAMETRI E IPOTESI PER LA MONETIZZAZIONE DEI BENEFICI	RIFERIMENTI ADOTTATI

B18 Riduzione CO ₂	I volumi di minore emissione di CO ₂ (t/anno) sono moltiplicati per la differenza tra il costo sociale della CO ₂ , assunto come il valore minimo definito nel documento "Handbook on the external costs of transport", adottato da ENTSO e nel TYNDP 2020 per monetizzare tale beneficio, e il prezzo previsto dei permessi di emissione.	Handbook on the external costs of transport, EC 2019
----------------------------------	--	--

A proposito di tale valutazione, nell'ambito del procedimento consultivo previsto è stata inoltrata a TERNA richiesta di chiarimenti, che si mostra di seguito assieme al riscontro da questa fornito, all'interno del webinar citato.

Osservazione

Riscontro Terna

Riguardo l'interconnessione dell'Isola di Favignana:

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

- le produzioni elettriche considerate (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)



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 28 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.

I valori minimi della CO₂ (costo sociale o prezzo ombra) a cui la metodologia Terna fa riferimento sono:

- 60 €/t nel 2030 e 156 €/t nel 2040.

Posto che SEA Favignana è sottoposta a ETS, è ragionevole decurtare dal costo sociale il prezzo dei permessi di emissione come previsto negli scenari SNAM-TERNA National Trend e di seguito riportato.

		2025 NT IT	2030 NT IT	2040 NT IT
€/ton	CO ₂ price	23	28	75

La differenza tra costo sociale e costo di scenario della CO2 risulta pari a 37 €/t nel 2030 (vale a dire 60-28) e a 81 €/t (vale a dire 156-75). Sono questi i valori che andrebbero utilizzati nel calcolo del beneficio B18.

Un ulteriore difformità risulta dalle previsioni di generazione elettrica al 2030 e al 2040. TERNA nel riscontro all'osservazione di SEA specifica l'aver stimato tale produzione a 22 GWH nel 2030 e a 25 GWh nel 2040; viceversa SEA stima la produzione a 17,8 GWh nel 2030 e 19,1 GWh nel 2040. Tale sovrastima di TERNA comporta di per sé una maggiorazione importante nel beneficio B18 oltre che nel B19.

Considerando invece realistica la produzione elettrica prevista da SEA con i valori della CO2 pari alla differenza tra costo sociale e costo di scenario a parità delle altre ipotesi metodologiche di TERNA, il benefico B18 effettivo ammonterebbe nel 2030 a **0,30 milioni €** e nel 2040 a **0,82 milioni €**.

beneficio “B19 - Riduzione NOx SOx PM”

Il beneficio **B19** è definito per esteso nella metodologia di TERNA “Variazione (riduzione) degli impatti negativi associati all’aumento di altre emissioni non CO2 né gas effetto serra, quali ad esempio ossidi di zolfo e ossidi di azoto”.

La metodologia di TERNA specifica che “questo indicatore misura il beneficio derivante dalla riduzione delle emissioni di inquinanti quali ad esempio NOx, SO2, PM2,5 e PM10.

La valutazione delle emissioni è, nel caso in questione, conseguibile attraverso “la variazione del mix produttivo, a favore di impianti termoelettrici più efficienti, conseguente alla realizzazione di un intervento di sviluppo volto a ridurre o risolvere congestioni di rete sia interzonali (incremento dei limiti di transito tra le zone di mercato) che intrazonali (incremento della capacità di trasporto su sezioni critiche della rete AAT o AT all’interno di una zona di mercato)”.

La quantificazione della variazione di volumi di energia e di perdite è effettuata come già previsto per l’indicatore B18.

I volumi di energia dovuti al nuovo mix produttivo o a una riduzione delle perdite sono convertiti nel corrispondente valore di minore emissione dei rispettivi inquinanti (t/anno), utilizzando coefficienti di emissione specifici per ciascuna tecnologia di generazione. Tale valutazione fornisce il valore di emissione (kt/anno)

Il valore economico della riduzione di externalità negative associate all’aumento di emissioni di altri inquinanti è uguale:

$B19 \text{ [€/anno]} = \Sigma Q19 \text{ [kt/anno]} * \text{valore economico externalità altri gas [€/kt]}$

Il valore economico delle externalità degli altri gas ha come riferimento i valori indicati nella pubblicazione “*Handbook on the external costs of transport, EC 2019*”.

TABELLA 7 - PARAMETRI PER LA MONETIZZAZIONE DEI BENEFICI		
INDICATORE	PARAMETRI E IPOTESI PER LA MONETIZZAZIONE DEI BENEFICI	RIFERIMENTI ADOTTATI
B19 Riduzione NO _x e SO _x PM _{2,5} , PM ₁₀	I volumi di minore emissione degli altri inquinanti considerati per ciascuna tecnologia di generazione sono moltiplicati per il costo degli specifici inquinanti definito nel documento “Handbook on the external costs of transport”.	<i>Handbook on the external costs of transport, EC 2019</i>

A proposito di tale valutazione, nell’ambito del procedimento consultivo previsto è stata inoltrata a TERNA richiesta di chiarimenti, che si mostra di seguito assieme al riscontro di TERNA fornito all’interno del webinar del 6 ottobre 2021.

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-JT 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 NO_x quale dei 2 valori presenti nella medesima tabella sia stato considerato
- per il costo del PM_{2.5} 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 (exhaust emissions) (All effects: health effects, crop loss, biodiversity loss, material damage)

€/ton/kg	NH ₃	NM VOC	SO ₂	NO _x transport city*	NO _x transport rural*	PM ₁₀ transport metropole*	PM ₁₀ transport city*	PM ₁₀ transport rural*	PM ₁₀ average*
Italy	21.6	1.1	12.7	25.4	15.1	409	132	79	22

Table 49 – Well-to-tank air pollution costs: damage cost estimates in €/kg emissions (emissions in the year 2016, E27.8 values)

€/ton/kg	NO _x	NM VOC	SO ₂	PM _{2.5} (exhaust)	PM ₁₀ (non-exhaust)
Italy	18.3	1.1	12.7	21.1	19

Si evidenzia che, anche per il beneficio B19, come per il B18, la differenza nelle previsioni di produzione tra TERNA e SEA porta a una sovrastima del medesimo beneficio.

Innanzitutto, quale osservazione di carattere generale si vuole sottolineare che non si ritiene corretto prendere a riferimento valori delle esternalità da trasporto, trattandosi nel caso di generazione elettrica di emissioni al camino lontano da centri urbani. Inoltre, non pare ragionevole aggiungere alle esternalità da emissione diretta anche le esternalità well-to-tank:

- in quanto riferite al mix di carburanti per autotrazione impiegato in Italia (con benzina e diesel quali carburanti quasi totalitari),
- in quanto non vengono considerate, con segno opposto, le medesime esternalità riferite al ciclo di vita del mix di generazione elettrica che sostituisce il gasolio (gas naturale e FER).

Ciò considerando, sembra quindi più ragionevole e corretto fare riferimento alle valutazioni delle esternalità da emissioni locali che SNAM adotta nella metodologia di valutazione del proprio Piano di Sviluppo come di seguito riportate.

COEFFICIENTI	euro/kg ACB SNAM (EEA)
NO _x	8,2
SO ₂	19,2
PM	45

Considerando tali valutazioni unitarie e le previsioni di produzione di SEA, a parità delle altre condizioni metodologiche di TERNA, incluse quelle nei riscontri, la stima del beneficio B19 si riduce a soli 0,84 milioni €, nel 2030 e a 0,90 milioni € nel 2040.

Indicatore sintetico IUS

A seguito delle correzioni effettuate ne consegue che i benefici da PdS come da nostra analisi critica dei singoli benefici, sarebbero in totale di 4,74 milioni € nel 2030 e 5,91 milioni € nel 2040. Di seguito si riporta una sinossi a riguardo.

revisione dei benefici		TERNA 2030	NE 2030	TERNA 2040	NE 2040
		Mil.€	Mil.€	Mil.€	Mil.€
B3a	Riduzione ENF	0,5	0,39	0,6	0,43
B4	Costi evitati o differiti	6	3,2	6	3,7
B5b	Integrazione rinnovabili	0,01	0,01	0,06	0,06
B18	Riduzione CO ₂	1	0,30	2	0,82
B19	Riduzione NO _x SO _x PM	2	0,84	2	0,90
	TOTALE BENEFICI	9,51	4,74	10,66	5,91

Sulla base dei valori così ricalcolati per il 2040, si otterrebbe un **indicatore IUS di 0,87 (anziché 1,4)**, evidenziando di conseguenza costi superiori ai benefici e un'assenza di sostenibilità economica del progetto di interconnessione dell'isola di Favignana alla rete elettrica nazionale, rendendo così ingiustificabile l'investimento e quindi il progetto.

PARTE B) ANALISI COSTI BENEFICI PER IL PROGETTO DI METANIZZAZIONE DELL'ISOLA DI FAVIGNANA

Premessa

L'interconnessione dell'isola di Favignana con la rete metaniera della Sicilia rappresenta un investimento tecnicamente possibile, come mostrato dalla recente metanizzazione dell'isola di Ischia, sia per la distanza che per la modesta profondità del tratto di mare dalla terraferma.

La metanizzazione dell'isola di Favignana permetterebbe non solo la conversione della centrale elettrica di SEA da gasolio al gas naturale, con indubbi benefici ambientali, ma anche la possibilità per tutti i residenti e le attività economiche presenti sull'isola di abbandonare combustibili più costosi e inquinanti, quali GPL, gasolio e biomasse legnose, riducendo il gap di benessere sociale sofferto dall'isola rispetto alla terraferma.

SEA ha in corso confronti con SNAM e con Italgas per valutazioni a riguardo.

Costi e benefici

L'investimento necessario per costruire la condotta di metano per interconnettere Favignana alla rete di Trapani e per metanizzare (costruire la rete di distribuzione) l'isola dovrebbe ammontare a 27 milioni € secondo prime stime fornite a voce dai soggetti con cui SEA sta interloquendo: leggermente superiore ai 24 milioni di euro richiesti per la metanizzazione dell'isola di Ischia (13 km di condotta sottomarina in acciaio e 45 km di rete di distribuzione sull'isola) o ai 22 milioni di euro per portare il metano a Procida (7,2 km di connessione sottomarina e 26 km di rete di distribuzione).

Di seguito si elencano e stimano costi e benefici del progetto di metanizzazione dell'isola di Favignana, inclusa la conversione a metano della centrale SEA, previo collegamento con metanodotto alla rete metaniera siciliana.

<i>COSTI</i>	<i>Milioni €</i>
Investimento per l'interconnessione alla rete metaniera siciliana e metanizzazione di Favignana	27
Investimento da parte di SEA nella connessione della centrale con il metanodotto	0,8
Investimento in sostituzione dei motori dei gruppi elettrogeni della centrale SEA da ciclo diesel a ciclo otto	3,2
acquisto di 2 nuovi gruppi elettrogeni a metano (uno nel 2030 e uno nel 2040)	1,15+1,15

<i>BENEFICI</i>	<i>Note</i>	<i>2030 Milioni €</i>	<i>2040 Milioni €</i>
Risparmio su costo combustibile utilizzato nella centrale elettrica	Costi combustibili come in ACB TERNA	2,32	2,68
Minori esternalità per emissioni locali da combustione del gasolio per generazione elettrica	Esternalità unitarie da metodologia ACB SNAM	0,734	0,787
Minori emissioni di gas serra da combustione del gasolio per generazione elettrica	Costo sociale e prezzo CO2 come da precedente Parte A.	0,049	0,134
Benefici economici per il settore civile e industriale dell'isola di Favignana (minor costo del metano rispetto a GPL e gasolio)	Sostituzione 295 TEP da GPL a metano (con tasso d'incremento annuo come per domanda elettrica; rapporto prezzo materia prima GPL/GO = 1,65; prezzi al netto di logistica di GO e metano come in ACB Terna	1,41	1,43
minori esternalità da emissioni locali per sostituzione di prodotti petroliferi nella domanda finale con il metano	Esternalità unitarie da metodologia ACB SNAM	0,534	0,573
minori esternalità da gas serra per introduzione del gas naturale dell'isola di Favignana in sostituzione di prodotti petroliferi (domanda finale)	Costo sociale e prezzo CO2 come da precedente Parte A.	0,006	0,017

Analisi costi benefici

L'analisi costi benefici del progetto di metanizzazione dell'isola di Favignana porta al seguente risultato.

Benefici/Costi	2,59
TIR	16%
VAN 4% (rispetto al primo anno di cash-flow)	50,5 Milioni €

I risultati molto positivi rendono il progetto di connessione di Favignana alla rete gasiera siciliana e relativa metanizzazione socialmente accettabile.

PARTE C) COMPARAZIONE DELL'ANALISI COSTI BENEFICI PER IL PROGETTO DI CONNESSIONE DELL'ISOLA DI FAVIGNANA ALLA RETE ELETTRICA CON QUELLA PER IL PROGETTO DI METANIZZAZIONE

In conclusione, si mettono a confronto i risultati delle analisi costi benefici delle 2 opzioni esaminate nelle precedenti sezioni A e B.

	INTERCONNESSIONE CON RETE ELETTRICA NAZIONALE		METANIZZAZIONE
	<i>ACB TERNA</i>	<i>ACB RIVISTA DA NE</i>	
Rapporto Benefici/Costi (<i>IUS</i>)	1,4	0,87	2,59
VAN 4% (<i>rispetto al primo anno di cash-flow</i>) - milioni €	45	-12,8	50,5
TIR (<i>tasso interno di rendimento</i>)	8% (*)	3%	16%

Nota: () stima NE*

Dal raffronto emerge come l'opzione di metanizzazione dell'isola di Favignana sia di gran lunga preferibile rispetto all'opzione di interconnessione alla rete di trasmissione nazionale della medesima isola, con un rapporto benefici/costi di 2,59 della prima opzione contro 0,87/1,4 della seconda.

Il divario poi aumenterebbe se si considerasse la tempistica anticipata della metanizzazione rispetto all'interconnessione con la rete elettrica nazionale. Infatti non essendo le due opzioni alternative, qualora la metanizzazione dell'isola precedesse l'interconnessione con la rete elettrica nazionale, i benefici derivanti dall'opzione gas farebbero crollare ancor di più l'ipotesi Terna deprimendone ulteriormente il rapporto benefici/costi e rendendola ancor meno sostenibile e accettabile.

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 (sezione 4.3.1 su interventi per qualità, sicurezza e resilienza, in particolare pagine 245-246).

(inserire qui le osservazioni)

....

Spunto S10. Osservazioni sui progetti per cui il parere 574/2020 dell'Autorità (<https://www.arera.it/allegati/docs/20/574-20.pdf>) ha proposto la messa "in valutazione", ossia l'assenza di attività realizzative nell'orizzonte di Piano decennale:

- **secondo polo nell'ambito dell'interconnessione Italia - Montenegro**, codice 401-P;
- **progetto di interconnessione HVDC tra Italia e Slovenia**, parte dell'intervento codice 200-I.

(inserire qui le osservazioni)

....

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 reso disponibile per la consultazione dello schema di Piano di sviluppo 2021 e, relativamente all'ACB dell'intero progetto, pagine 39-45 del volume Centro Sud).

(inserire qui le osservazioni)

....

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.

(inserire qui le osservazioni)

....

Spunto S13. Osservazioni riguardanti i progetti c.d. **merchant lines** (sezione 4.3.3.2.2.3 dello schema di Piano di sviluppo 2021, pagine 261-263) e le relative informazioni messe a disposizione ai fini della consultazione.

(inserire qui le osservazioni)

....

Eventuali ulteriori osservazioni

Nr. progressivo	Osservazione¹	Documento	Paragrafo
1			
2			
...			
...			
n			

¹ Specificare il documento a cui si riferisce ciascuna osservazione e, ove applicabile, il relativo paragrafo (o altro riferimento).