

enel

M. V. e
nacc. 31518

Risposta alle domande poste tra il 6 maggio 2020 e la chiusura della discussione degli argomenti all'ordine del giorno in Assemblea

M. V.

A. G.

**Assemblea Ordinaria degli Azionisti di Enel S.p.A.
14 maggio 2020**

1566

Indice

A. Domandé socio Buhlmann Hans Martin..... 3

A. Domande socio Buhlmann Hans Martin

1. Quando tutte le previsioni ufficiali verranno aggiornate per essere riportate nella giusta prospettiva dell'attuale scenario (a seguito della crisi Covid-19)?

Verrà presentata una nuova documentazione ufficiale a seguito dell'attuale crisi mondiale per la ridefinizione del piano strategico di medio-lungo periodo?

Le previsioni economiche-finanziarie del Gruppo Enel verranno riviste solo quando le differenze rispetto al piano industriale saranno materiali e significative tali da richiedere una revisione dei *target*. Ad oggi non è stata definita alcuna data per la presentazione del piano industriale che, negli anni passati, avveniva durante il mese di novembre. La data e le modalità di svolgimento della presentazione dipenderanno dalla situazione contingente legata all'evoluzione della pandemia.

2. Il 16 giugno un *blackout* senza precedenti ha colpito un'ampia fascia del Sud America.

Si pensa che l'origine del massiccio *blackout* - *apagón* - sia attribuibile ad un'anomalia che ha colpito due linee dell'alta tensione, Colonia Elia Y Mercedes e Colonia Elía-Belgrano, che si estendono dalla diga idroelettrica da 3,1 GW di Yacretá, vicino al confine argentino con il Paraguay, il Brasile e l'Uruguay, alla diga idroelettrica da 1,9 GW di Salto Grande, per poi proseguire ulteriormente a sud fino al confine con l'Uruguay, e quindi fino a Belgrano, un sobborgo di Buenos Aires. L'anomalia - che le autorità hanno suggerito sia stato un "corto circuito" - "ha attivato le protezioni delle centrali elettriche, che sono state messe fuori esercizio causando il *blackout*," ha spiegato la controllata di Enel Argentina, la società di distribuzione Edesur, intorno alle 13:28 di domenica.

L'evento ha avuto inizio all'alba di domenica, alle 7:07 ora locale, quando la domanda si attestava a 13 GW. In un lstante, si è estesa a cascata lungo il sistema di interconnessione nazionale (*Sistema Argentino de Interconexión*, SADI), facendo saltare la luce nell'intero Paese, ad eccezione della Terra del Fuoco a sud, che è dotata di una rete indipendente, oltre a gran parte dell'Uruguay e parte del Paraguay.

L'estensione del *blackout* ha messo in allarme le autorità della regione. In Uruguay, durante una conferenza stampa tenuta domenica pomeriggio, il ministro dell'Industria, dell'Energia e dell'Estrazione Guillermo Moncecchi ha attribuito le interruzioni della corrente elettrica a un "massiccio guasto in Argentina, che ha causato il blocco dell'intero sistema". Il presidente dell'UTE Gonzalo Casaravilla ha osservato che il sistema uruguayano è di oltre 10 volte più piccolo di quello argentino, e che l'Uruguay è un "piccolo settore di tale sistema interconnesso", ha affermato. Ha poi aggiunto: "Siamo interconnessi con l'Argentina da oltre 40 anni e nessuno ricorda che sia mai accaduto qualcosa di simile".

- 2.a Qual è stato, secondo la Vostra opinione, il problema iniziale?

Il *black-out* è il risultato di una catena di eventi con responsabilità in capo a diversi soggetti come stabilito dalla Commissione Governativa argentina. Si riporta la successione degli eventi come stabilito dalla Commissione e fra parentesi i soggetti coinvolti:

- guasto sulla linea di trasmissione Colonia Elía-Mercedes con conseguente riduzione del carico sui gruppi generatori (TSO);
- mancato intervento dei dispositivi di distacco della generazione (DAG, *Desconexión Automática de Generación*) a fronte di uno sbilancio di 1200 MW. Il DAG è un sistema che permette il controllo intelligente della disconnessione di una linea di trasmissione mediante la disconnessione automatica del

generatori al fine di mantenere stabile il sistema dopo il guasto di una linea. La gestione del DAG è realizzata dall'operatore del sistema di trasmissione (Transener) sulla cui rete sono installati i dispositivi afferenti al DAG (TSO);

- perdita di sincronismo delle centrali di Yacretá e Salto Grande rispetto al sistema elettrico argentino (SADI) per mancato intervento del DAG (generazione > domanda) e conseguente separazione di ulteriori immissioni di potenza per complessivi 3200 MW. Conseguente riduzione di frequenza per sbilancio (generazione < carico) (Generatori);
- alleggerimento del carico, realizzato dalle imprese di distribuzione, inferiore al previsto (circa il 60%) (DSO's);
- distacco indebito di ulteriore generazione per complessivi 1500 MW (Generatori).

2.b Qual è l'ammontare dei danni che ritenete potrà essere oggetto di attuali (o future) cause?

Le società del Gruppo Enel in Argentina ribadiscono la propria estraneità rispetto alla responsabilità dell'evento. Allo stato non vi sono cause giudiziarie pendenti nei confronti delle società del Gruppo Enel in Argentina in relazione all'evento del 16 giugno e pertanto non sono stimati danni in proposito. Per completezza si rinvia alla risposta alla domanda n. 2.e.

2.c Può un simile incidente verificarsi di nuovo in altri luoghi?

La perdita di stabilità del sistema è un evento molto raro, difatti negli ultimi 45 anni sono avvenuti solo 8 *black-out* di questo tipo nel mondo.

2.d Qual è l'ammontare degli accantonamenti che sono (e saranno) stanziati in relazione a questo incidente al fine di far fronte alle eventuali responsabilità?

In conformità con i principi contabili applicabili, non si è provveduto a effettuare nessun accantonamento in quanto le società del Gruppo Enel in Argentina (Edesur, Costanera e Chocon) ritengono infondate eventuali contestazioni in merito a una loro responsabilità.

Per completezza si rinvia alle risposte alle domande n. 2.b e n. 2.e.

2.e Quali dirigenti sono stati responsabili dell'accaduto e quali misure sanzionatorie sono state adottate nei loro confronti?

In relazione all'evento verificatosi il 16 giugno, si precisa che non sono state avviate azioni giudiziarie nei confronti delle società del Gruppo Enel in Argentina né dei loro dirigenti. Inoltre si conferma che Edesur, come avvenuto per le altre distributrici argentine (ciascuna per un ammontare proporzionale alla relativa presunta responsabilità nell'evento), ha già pagato all'amministratore del Sistema Elettrico Nazionale (CAMMESA), una sanzione per un importo non superiore a 150.000 euro. Si precisa che è in corso un procedimento da parte dell'Autorità del Mercato dell'energia (ENRE), che riguarda tutti gli operatori del sistema elettrico nazionale (società di generazione, trasmissione e distribuzione). Al momento non è stata emessa alcuna decisione in merito.

Le società del Gruppo Enel in Argentina ritengono che non sussista alcun profilo di responsabilità in capo alle stesse per l'accaduto.

- 3. Utile netto di gestione di 2.174 milioni di euro (in precedenza 4.789, -55%) che riflette l'*impairment* delle centrali elettriche a carbone. Tale *impairment* è stato causato da uno *shock* esogeno, da un piano di ammortamento precedentemente errato o da una decisione politica?**

Le svalutazioni effettuate, nel corso del 2019, su taluni impianti a carbone in Italia, Spagna, Cile e Russia ammontano complessivamente a 4.010 milioni di euro.

In Cile, già nel corso del primo semestre 2019, sono stati effettuati adeguamenti di valore per 356 milioni di euro su due impianti, anche a seguito dell'accordo raggiunto con il Governo cileno sulla loro dismissione anticipata.

In Russia, in ragione della cessione dell'impianto a carbone di Refinskaya, è stato registrato un adeguamento di valore pari a 127 milioni di euro per tener conto del prezzo di cessione.

In Spagna, nel corso del terzo trimestre 2019, il peggioramento dello scenario di riferimento, relativo all'andamento del prezzo delle *commodity* e al funzionamento del mercato delle emissioni di CO₂, ha compromesso la competitività degli impianti a carbone.

In Italia, oltre a un peggioramento dello scenario, l'attuazione della nuova disciplina del sistema di remunerazione della disponibilità della capacità produttiva (*capacity market*) ha ristretto l'ambito d'applicazione futura per gli impianti a più elevate emissioni di CO₂, prevedendo l'estromissione della tecnologia a carbone dal mercato elettrico.

Per tali motivi, il valore contabile di taluni impianti a carbone in Italia e in Spagna, comprensivi anche dei relativi oneri di smantellamento, è stato svalutato per complessivi 3.527 milioni di euro.

4. L'IFRS 16 causa un aumento del 10% del debito netto. Questo principio potrebbe costituire un motivo per modificare la struttura di finanziamento con una riduzione dei *leasing* e un incremento dei prestiti con un tasso di interesse più basso (ad esempio)?

Il *leasing* rappresenta una forma di finanziamento di *asset* asserviti alle attività industriali.

L'incremento del debito causato dal cambio del principio contabile non ha impattato la solidità della struttura finanziaria del gruppo né tantomeno le metriche di credito.

La struttura del debito e del relativo costo sono state e continuano a essere sotto stretto monitoraggio e oggetto di azioni di efficientamento nel corso degli anni, che hanno portato a una costante riduzione degli oneri finanziari e del costo stesso del debito.

5.a Il trading energetico ha generato ricavi positivi pari a +16% nel 2019, chi gestisce i rischi di *trading*?

Il Gruppo Enel si è dotato da anni di *policy*, processi, strumenti e organi di controllo finalizzati a un controllo efficace delle esposizioni ai rischi che caratterizzano il *business*, con particolare attenzione al rischio connesso alla volatilità dei prezzi dell'energia e delle *commodities* energetiche. Il corretto e puntuale monitoraggio di questi rischi rappresenta un elemento gestionale fondamentale, in quanto consente al Gruppo di ottimizzare i ritorni, evitando che una eccessiva assunzione di rischio possa compromettere gli obiettivi di *business*.

Più specificamente, la disciplina del rischio connesso alle attività di *trading* è fondato su:

- la definizione esplicita del limite di rischio accettabile (in termini di massima perdita in un dato orizzonte temporale);
- l'uso di strumenti e indicatori quantitativi per la misura del rischio (es. *Profit-at-Risk*, *Value-at-Risk*, *Expected Credit Loss*);
- la netta separazione organizzativa fra le unità direttamente responsabili delle attività di *trading* e l'unità preposta alla misura e al controllo dei rischi (*Risk Control*): quest'ultima verifica che le attività di *trading* si svolgano nel rispetto dei limiti assegnati e che le coperture generino una efficace riduzione del rischio; in tal modo assicura il *reporting* costante diretto al *top management* sui livelli degli indicatori di rischio ed il loro andamento, verificando che tutti gli indicatori rispettino i limiti assegnati.

5.b Perché l'EBIT è stato negativo: 3.494 milioni di euro (mentre nell'esercizio precedente era -118 milioni di euro)?

Il risultato operativo del Gruppo Enel è positivo per 6.878 milioni di euro (9.900 milioni di euro nel 2018).

Il risultato operativo del settore Generazione Termoelettrica e *Trading* è negativo per 3.494 milioni di euro (-118 milioni di euro nel 2018).

Tale decremento del risultato operativo è dovuto, sostanzialmente, ai maggiori ammortamenti e *impairment* relativi alle svalutazioni effettuate, nel corso del 2019, su taluni impianti a carbone in Italia, Spagna, Cile e Russia per complessivi 4.010 milioni di euro.

Nella Nota 9.e "Ammortamenti e altri *impairment*" del Bilancio Consolidato del Gruppo Enel al 31 dicembre 2019 sono illustrati i dettagli di tali svalutazioni.

5.c Perché dobbiamo sottoporre a *impairment* le centrali elettriche a carbone in Romania e Russia nel momento delle operazioni di vendita? Dipende da una determinazione del prezzo in termini politici o da precedenti errori?

Il Bilancio consolidato del Gruppo Enel relativo all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2019 è stato predisposto in conformità ai principi contabili internazionali (International Accounting Standards - IAS e *International Financial Reporting Standards* - IFRS) emanati dall'International Accounting Standards Board (IASB) e alle interpretazioni dell'*IFRS Interpretations Committee* (IFRSIC) e dello *Standing Interpretations Committee* (SIC), riconosciuti nell'Unione Europea ai sensi del regolamento (CE) n. 1606/2002 e in vigore alla chiusura dell'esercizio.

In ottemperanza a quanto previsto da tali principi, e in particolare dall'IFRS 5, in Russia, in ragione della cessione dell'impianto a carbone di Reftinskaya (avvenuta in data 1° ottobre 2019), il valore dell'impianto è stato adeguato al suo prezzo di vendita (*fair value*), per un importo pari a 127 milioni di euro.

Per quanto riguarda la Romania, il Gruppo Enel non ha impianti di generazione termica nel Paese.

5.d E dove si trova la capitalizzazione massima delle perdite commerciali? Le operazioni commerciali sono globali, Russia e America comprese, o solo europee?

In base ai principi contabili internazionali IFRS/IAS applicati dal Gruppo ai fini della predisposizione del Bilancio consolidato, le eventuali perdite su crediti commerciali non sono capitalizzabili. I crediti commerciali iscritti in bilancio al 31 dicembre 2019, pari a 13.083 milioni di euro, sono iscritti al netto del relativo fondo svalutazione, pari a 2.980 milioni di euro, e sono relativi ad operazioni commerciali con terzi al Gruppo in tutti i paesi in cui esso opera. Per maggiori dettagli sui crediti commerciali si rimanda alla nota 43 "Strumenti finanziari" del medesimo bilancio consolidato.

6. Argomento n. 5 all'ordine del giorno: tenendo conto dell'attuale corso azionario, quale è il tetto-massimo previsto dalle norme sugli LTI <incentivi a lungo termine> in euro e per dirigente e Amministratore Delegato?

Per quanto concerne l'Amministratore Delegato/Direttore Generale e i Dirigenti con responsabilità strategiche, il Piano di incentivazione di lungo termine 2020 ("Piano LTI 2020") prevede l'assegnazione di un incentivo, rappresentato da una componente in azioni e da una componente di natura monetaria; tale incentivo potrà variare – in funzione del livello di raggiungimento degli obiettivi di *performance* triennali cui è subordinato il suddetto piano di incentivazione – da zero (per cui, in caso di mancato raggiungimento degli obiettivi, non verrà assegnato alcun incentivo) fino a un massimo del 280% ovvero del 180% del valore base nel caso, rispettivamente, dell'Amministratore Delegato/Direttore Generale ovvero dei Dirigenti con responsabilità strategiche.

Fermo quanto precede, rispetto al totale dell'incentivo maturato, il Piano LTI 2020 prevede (i) che, per l'Amministratore Delegato/Direttore Generale di Enel, fino al 100% del valore base l'incentivo sia interamente corrisposto in azioni Enel e (ii) che, per i Dirigenti con Responsabilità strategiche, fino al 50% del valore base l'incentivo sia interamente corrisposto in azioni Enel.

La componente monetaria è calcolata per differenza tra l'importo totale dell'incentivo determinato a consuntivazione del Piano LTI 2020 e la quota parte da erogarsi in azioni Enel. A tal fine, la valorizzazione della componente azionaria dell'incentivo è individuata considerando la media aritmetica dei VWAP giornalieri del titolo Enel rilevati presso il Mercato Telematico Azionario organizzato e gestito da Borsa Italiana S.p.A. nei tre mesi che precedono l'inizio del *performance period* (i.e., 1° ottobre – 31 dicembre 2019). In particolare, nei tre mesi citati la media aritmetica dei VWAP giornalieri è stata pari a 6,8514 euro.

Per ulteriori dettagli, si rinvia alla prima sezione della Relazione sulla politica in materia di remunerazione per il 2020 e sui compensi corrisposti nel 2019 e al Documento Informativo sul Piano LTI 2020.

DICHIARAZIONE DEL SOCIO BUHLMANN HANS MARTIN

Grazie a tutto lo staff ed a tutti i lavoratori che hanno continuato a lavorare in circostanze così difficili.

Enel dichiara che *"Decarbonisation keeps in focus with 50% share on capex (capital expenditure)"*!

Sembra un'ottima premessa per tenere il passo dei mutamenti economici, scientifici, geopolitici ed anche per contrastare i contraccolpi economici dell'emergenza sanitaria che stiamo vivendo.

Altrettanto interessante è la previsione-obiettivo di raggiungere in tre anni il 60% di rinnovabili sulla capacità totale, aumentando la produzione a zero emissioni di CO2 fino al 68% nel 2022.

Non può che approvarsi una politica che punta a far confluire il 95% circa degli investimenti totali direttamente verso i tre Obiettivi di sviluppo sostenibile (*Sustainable Development Goals - SDG*) delle Nazioni Unite: SDG 7 (Energia Pulita e Accessibile), 9 (Industria, Innovazione e Infrastrutture) e 11 (Città e Comunità Sostenibili), tutti finalizzati al raggiungimento dell'Obiettivo 13 (Lotta contro il Cambiamento Climatico).

Dal punto di vista finanziario è interessante apprendere che anche strategia finanziaria sia anche incentrata sulla sostenibilità.

A titolo di esempio virtuoso Enel comunica che a settembre e ottobre 2019, sono state lanciate negli Stati Uniti e in Europa le prime obbligazioni *SDG-linked* della storia.

È e sarà interessante studiarne a fondo la struttura, l'efficacia e soprattutto l'appetibilità di tali strumenti finanziari, veicolata dalla giusta politica e tecnica di comunicazione verso il pubblico degli investitori, verso i quali tali iniziative potranno, se di interesse, reiterare.

Positiva e promettente sembra anche l'investimento nella digitalizzazione delle reti sarà per 11,8 miliardi di euro per il perseguimento dell'obiettivo nella digitalizzazione delle reti e della progressiva trasformazione di Enel in un gruppo *platform-based*.

Infine sarà ugualmente da seguire il promettente progetto volto a incrementare globalmente fino a 736.000 i punti di ricarica sia pubblici che privati per veicoli elettrici entro il 2022, rispetto agli 82.000 stimati nel 2019, grazie all'acquisto della partecipazione (12,5%) in Hubject, così come tutte le altre sinergie che attraverso questa partecipazione potranno realizzarsi.

Viene solo a titolo di esempio ed, in conclusione, da chiedersi se, ancora a proposito dell'effetto crisi economica indotta dalla pandemia in essere, come e se saranno aggiornate le previsioni economiche di medio e lungo periodo. Vi saranno dei mutamenti sostanziali? In quali ambiti? e per quanto tempo?



Il piano del Gruppo Enel viene aggiornato annualmente e le previsioni economiche-finanziarie sono verificate e aggiornate alla luce dei mutati contesti macroeconomici, della revisione dei piani di investimento e delle conseguenti azioni manageriali. Il nuovo piano industriale verrà presentato verso la fine dell'anno alla comunità finanziaria, compatibilmente con l'evoluzione dell'attuale situazione di crisi, secondo modalità ancora in definizione.

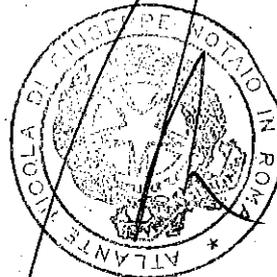
A handwritten signature in black ink, located on the right side of the page.

A handwritten signature in black ink, located in the bottom left corner of the page.

Io Notaio Nicola ATLANTE di Roma certifico ch  la presente
copia   conforme all'originale firmato a norma di legge.

Consta di 1554 pagine compresa la presente.

Roma li, 25 MAGGIO 2020



A handwritten signature or mark, possibly the initials "A", located in the lower right corner of the page.