



Audizioni periodiche dell'Autorità di regolazione per energia reti e ambiente

Osservazioni sul Quadro strategico 2019-2021

Signor Presidente, Signore e Signori Membri del Collegio

ringraziamo innanzitutto questa spettabile Autorità per l'opportunità di fornire il nostro punto di vista sugli indirizzi strategici e le principali linee di intervento che l'attuale Consiliatura intende perseguire per il triennio 2019 – 2021, poste in consultazione attraverso il documento 139/2019/A.

È questo un prezioso momento di confronto che rende possibile un dialogo continuo e approfondito tra Autorità ed imprese, presupposto indispensabile per la definizione di una regolazione equilibrata, tempestiva ed efficiente.

Per ottimizzare la fruizione e l'efficacia del nostro contributo alla consultazione, abbiamo anteposto alla trattazione dettagliata delle diverse tematiche una sintesi delle nostre principali considerazioni sull'evoluzione che il settore dell'energia, delle reti e dell'ambiente sta affrontando e sulle sfide che lo caratterizzeranno nei prossimi anni.

*** **



Executive Summary

Verso un'economia decarbonizzata

- Il *Clean Energy Package* dell'Unione Europea (in particolare con la RED II ed il regolamento sulla *governance*) conferma il ruolo di leadership dell'Europa nel percorso di globale decarbonizzazione dell'economia.
- La proposta di PNIEC dell'Italia declina l'impegno europeo a livello nazionale e conferma il settore elettrico come la primaria "forza motrice" del processo di decarbonizzazione dell'energia.

Il contributo del Gruppo ERG

- ERG, attiva da oltre 80 anni nel settore energetico, ha raccolto la sfida della decarbonizzazione e conferma il proprio impegno sia in Italia che in Europa attraverso un Business Plan 2018-2022 molto ambizioso, totalmente focalizzato sulle energie rinnovabili.

Lo sviluppo delle nuove rinnovabili ed il ruolo del repowering

- Il PNIEC evidenzia l'esigenza di incrementare in modo importante la generazione elettrica da fonte eolica e solare (abbandonando le tecnologie più inquinanti, obsolete e poco flessibili) che deve confrontarsi con la limitata disponibilità di nuovi siti di qualità adeguata in termini di disponibilità della fonte.
- Il ricorso al *repowering* degli impianti esistenti, soprattutto per la fonte eolica, appare indispensabile per raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione al 2030, oltreché ambientalmente più sostenibile dal momento che permette di evitare di utilizzare suolo addizionale.

Il modello di mercato elettrico ed i contratti a lungo termine

- Occorre impostare un quadro normativo e regolatorio adeguato ad un energy mix sempre più rinnovabile, caratterizzato da investimenti con importanti costi fissi iniziali.
- Per lo sviluppo di tali investimenti occorre sviluppare la contrattualizzazione a lungo termine

dell'energia green, sia con controparti pubbliche (selezionate sulla base di aste competitive) che private (*Corporate PPA*).

- L'entità degli obiettivi al 2030 e il limitato tempo a disposizione suggeriscono di affiancare ai Corporate PPA le aste competitive con controparte statale (nella forma di contratti per differenza a due vie che, in quanto tali, rappresentano delle forme di *hedging* e garanzia per il sistema).
- Al fine di usufruire appieno delle potenzialità di sviluppo dei progetti di repowering è indispensabile consentire ai progetti di repowering la partecipazione alle aste competitive, rimuovendo quindi l'ostacolo dello "Spalmaincentivi volontario" (D. L. 145/2013).

I sistemi di remunerazione della capacità

- Il capacity market è una componente importante di un mercato elettrico evoluto.
- Occorre che il capacity market, come recentemente integrato con gli emission performance standards, venga reso operativo in Italia in breve tempo.
- Un capacity market ben gestito permette di valorizzare il contributo all'adeguatezza del sistema elettrico di unità di produzione particolarmente efficienti e flessibili come OCGT, CCGT e Idroelettrico, penalizzando invece la generazione ad elevate emissività e/o rigidità operativa.

La riforma del dispacciamento

- Il mercato dei servizi deve essere aperto alle fonti rinnovabili non programmabili, ai sistemi di accumulo e alla domanda elettrica garantendo:
 - un'offerta ampia e segmentata a livello di prodotti;
 - la volontarietà di partecipazione;
 - un'adeguata remunerazione di ogni servizio.

Investimenti infrastrutturali e risorse di flessibilità.

- Le infrastrutture di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica devono essere adeguate a garantire il dispacciamento dell'energia rinnovabile necessaria per traguardare

gli obiettivi al 2030.

- In affiancamento al *debottlenecking* della rete è indispensabile aprire al mercato la realizzazione di sistemi di bilanciamento e flessibilità, nel breve termine costituiti da *peaking plants* a gas, individuando e attivando gli strumenti di contrattualizzazione pluriennale che consentano tali investimenti.

La governance della pianificazione dei territori e del permitting

- Occorre un soggetto istituzionale con funzioni di Cabina di Regia, incaricato di declinare il processo di transizione energetica in un programma dettagliato di attività da condividere e definire sia con i territori interessati alle installazioni (impianti di generazione, sistemi di stoccaggio, infrastrutture) che con l’Autorità di regolazione e i gestori delle infrastrutture di rete.
- Il tema del *permitting* è fondamentale per i nuovi impianti FER (in particolare i *repowering*), per gli adeguamenti infrastrutturali della rete e per gli accumuli. Occorre quindi adottare percorsi autorizzativi accelerati e “preferenziali”, in linea con le tempistiche indicate dalla direttiva RED II.

*** **

Considerazioni di dettaglio

1. Verso un'economia decarbonizzata.

Il percorso di trasformazione verso un'economia sostanzialmente decarbonizzata si sta delineando in modo tangibile anche livello globale. Il settore energetico, del resto, gioca un ruolo fondamentale dal momento che è tra i principali responsabili delle attuali emissioni di gas-serra di origine antropica ed è ancor oggi per lo più basato sull'utilizzo di fonti primarie – quelle fossili - “finite” e non rigenerabili (se non nel lunghissimo termine). In questa prospettiva decarbonizzare l'energia significa quindi sostituire le fonti fossili con quelle rinnovabili - in primis vento, sole e acqua - ma anche limitarne il consumo sfruttando il progresso tecnologico e l'innovazione nel campo dell'efficienza. Significa inoltre facilitare l'accesso all'energia, nelle sue forme più versatili e “pulite”, a beneficio delle popolazioni che oggi ne sono sprovviste e puntare ad un benessere più diffuso e meglio distribuito nel pianeta.

In questo epocale processo di cambiamento l'Europa intende mantenere un ruolo virtuoso, trainante e di leadership, come ben rappresenta il *Clean Energy Package for all Europeans* lanciato tre anni orsono, ed in particolare la nuova **direttiva (UE) 2018/2001 per la promozione delle fonti rinnovabili** (c.d. RED II) ed il **regolamento (UE) 2018/1999 sulla governance dell'Unione dell'energia** che, insieme alla nuova direttiva e il regolamento sui mercati elettrici di imminente emissione, ne costituiscono la concretizzazione.

Attraverso tali provvedimenti l'Unione ha **stabilito gli obiettivi intermedi** di transizione verso una completa decarbonizzazione dell'energia nel lungo termine e l'Italia, come gli altri Stati membri, ha raccolto la sfida inviando a Bruxelles la propria proposta di **Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima** (PNIEC), con l'obiettivo di finalizzare il documento di programmazione entro la fine dell'anno corrente.

La proposta di PNIEC, pur con un limitato dettaglio sugli strumenti attuativi, indica con chiarezza le direttrici di azione su cui canalizzare gli sforzi nel settore elettrico, che al 2030 dovrebbe contare su un'incidenza della generazione da fonti rinnovabili del **55,4% sui consumi elettrici**



finali, confermandosi come la **primaria forza motrice del processo di decarbonizzazione dell'energia**.

2. Il contributo del Gruppo ERG.

Il Gruppo ERG, attivo da **oltre 80 anni nel settore energetico**, ha percorso i tempi della mutazione di tale settore. Da principale gruppo petrolifero privato italiano si è trasformato, nel giro di un decennio, in un **Independent Power Producer** lasciando il settore *oil* e puntando con decisione sulla generazione elettrica da fonti rinnovabili e cogenerativa a gas ad alta efficienza. **ERG è oggi il primo produttore elettrico da fonte eolica onshore in Italia** e tra i primi 10 in Europa, tra i principali produttori **idroelettrici** e vanta un importante portafoglio di generazione **fotovoltaica**.

Per il prossimo futuro, abbiamo disegnato un **Business Plan totalmente dedicato all'ulteriore crescita nell'energia elettrica green**, prevedendo di investire **oltre 1,5 miliardi di euro tra il 2018 ed il 2022** in generazione da fonti rinnovabili e flessibilità.

In Italia abbiamo avviato un programma di **repowering e reblading degli impianti eolici esistenti**, caratterizzati dalla migliore disponibilità della fonte eolica. Una tecnologia che, dimezzando il numero degli aerogeneratori, consente di incrementare di 4 volte la produzione elettrica da FER senza richiedere l'utilizzo di nuovo suolo, installando aerogeneratori di ultima generazione, macchine completamente diverse dalle vecchie turbine, con una potenza unitaria significativamente più elevata (da kW a MW), possibilità di fornire servizi di rete ed una efficienza di captazione della risorsa primaria decisamente superiore.

Negli altri paesi target europei, rappresentati da Francia, Germania e Regno Unito, investiamo nella realizzazione di **nuovi parchi eolici** e nell'**acquisizione di impianti esistenti**.

Siamo anche pronti ad investire sulla flessibilità per il sistema, sia nelle tecnologie di accumulo elettrochimico di tipo Power Intensive per la fornitura di servizi di regolazione primaria, che in *peaking plants* alimentati a gas per la regolazione di più ampia portata, tanto in termini di potenza che di intervallo temporale.

3. Lo sviluppo delle nuove rinnovabili.

Analizzando i target di penetrazione delle FER elettriche al 2030 richiesti dal PNIEC rispetto ai valori attuali, appare evidente come occorra **incrementare in modo importante la capacità di generazione da fonti rinnovabili**, in particolare eolica e solare, secondo ritmi di crescita ben diversi dai timidi incrementi degli ultimi anni.

In parallelo, occorre chiudere **gli impianti “inefficienti”, inflessibili e ambientalmente incompatibili** come quelli alimentati a carbone o le più obsolete unità a gas, attraverso un percorso che da una parte tuteli i livelli occupazionali e dall'altra limiti gli oneri riflessi in bolletta così da non costituire un fardello per la vocazione industriale e produttiva del Paese.

4. Il modello di mercato elettrico ed i contratti a lungo termine.

Il processo di decarbonizzazione impone la realizzazione di un cambiamento complesso ma ineluttabile, connotato da necessità eterogenee e non sempre convergenti. Il grado di successo dipende in larga parte - a nostro avviso - dalla sussistenza di alcuni importanti **“requisiti di sistema”**.

In primo luogo, occorre impostare **un quadro normativo e regolatorio** adeguato ad un *energy mix* prospetticamente sempre più rinnovabile ma di natura intermittente e difficilmente programmabile, caratterizzato da elevati costi fissi e ridotti costi variabili.

Come rilevato in diverse occasioni dalla stessa Autorità, l'attuale struttura del mercato dell'energia a pronti basato sul *System Marginal Price* non è più adeguata a fornire segnali di prezzo efficaci su differenti orizzonti temporali in presenza di una sempre maggiore presenza di sistemi di produzione dell'energia caratterizzati da una struttura di costi **fortemente sbilanciata sui costi fissi**.

Al crescere della quota di FER elettriche e a fronte della contrazione della capacità convenzionale è plausibile attendersi curve di prezzo con elevata volatilità e valori orari in forte depressione in corrispondenza dei periodi con maggiore copertura a carico degli impianti rinnovabili. Come già sperimentato attualmente in alcune zone con forte presenza di FER, in

condizioni di bassa domanda si registrano prezzi nulli o comunque ben lontani sia dai valori marginali di un impianto CCGT che dal *Levelized Cost Of Electricity* (LCOE) della generazione sia da fonte eolica che fotovoltaica.

Inoltre, il mantenimento della suddivisione zonale del mercato dell'energia "a pronti", abbinata ad una sempre maggiore concentrazione di impianti FER non programmabili in un numero molto limitato di zone (in particolare il sud e le isole) esaspererà tale inadeguatezza, comportando un livello eccessivo di volatilità e imprevedibilità dei prezzi dell'energia.

Tali constatazioni denunciano tutta l'inadeguatezza dell'attuale sistema nel fornire strumenti per la remunerazione degli investimenti sostenuti per impianti *merchant*, sia nella forma del *repowering* di asset esistenti che in quella dello sviluppo di *green field*.

In tale quadro anche la tanto ricercata **grid parity, definita sulla base di indici di prezzo medi, risulta un riferimento più nominale che effettivo** dal momento che ai fini della sostenibilità dell'investimento ha rilevanza unicamente il "prezzo catturato" dall'impianto in una specifica zona di mercato.

In un futuro ormai prossimo sarà pertanto opportuno ridurre la liquidità al Mercato del Giorno Prima - da mantenere per coprire i profili marginali di consumo – concentrando la compravendita di elettricità da FERNP tramite **contratti di vendita a lungo termine sia con controparti pubbliche (selezionate sulla base di aste competitive) che private (Corporate PPA)**. Tale tipo di contrattualizzazione costituisce a nostro avviso l'unica prospettiva percorribile per il superamento di tale situazione di *impasse* e l'ulteriore progresso delle FERNP necessario per traguardare gli obiettivi di decarbonizzazione al 2030.

I **long term Power Purchase Agreement (PPA)** con controparte statale (aste), pubblica (per il soddisfacimento del fabbisogno energetico *green* delle PA) o privata rappresentano infatti uno strumento in grado di assicurare agli impianti FER a costo variabile molto basso una remunerazione stabile nel tempo e, lato consumo, di garantire forniture elettriche non esposte all'imprevedibilità dei prezzi *spot*.

La situazione attuale, sia a livello di regole che di fondamentali di mercato è però ben lungi da permettere l'operatività in tempi ristretti di una tale soluzione.

In primo luogo, con le premesse sopra esposte appare difficilmente ipotizzabile una ripresa nel breve termine del valore medio della *commodity* elettrica tale da stimolare la sottoscrizione di PPA da parte dei consumatori.

In secondo luogo, vi è un problema di visibilità a medio lungo termine sul valore dell'energia elettrica che, almeno in una fase iniziale, incoraggi i contratti di lungo termine a prezzo concordato.

A tale proposito sono a nostro modo di vedere interessanti alcuni spunti offerti nella proposta di PNIEC, quali:

- l'avvio del mercato della fornitura a lungo termine alla Pubblica Amministrazione di energia da fonte rinnovabile;
- la revisione della disciplina antitrust e regolatoria dei contratti di fornitura a lungo termine, eliminando clausole e disposizioni *statutory* di revisione e di recesso anticipato ad appannaggio del compratore (in particolare per i clienti "dimensionati"), per una più equilibrata ripartizione del rischio tra le controparti;
- l'approvazione di policy che favoriscano l'elettrificazione della domanda, spingano il *phase out* della generazione a carbone e valorizzino le esternalità ambientali della generazione elettrica da fonti fossili.

Considerata l'entità degli obiettivi al 2030 in relazione al limitato tempo a disposizione per rendere fattibile il loro conseguimento, riteniamo che la forma di contrattualizzazione long-term più efficace per sviluppare ulteriore capacità di generazione da FER, da mantenere per tutto il prossimo decennio in affiancamento alle altre forme di PPA, sia costituita dalle **aste competitive con controparte statale nella forma di contratti per differenza a due vie** che, in quanto tali, comportano un costo virtualmente trascurabile per il sistema.

In tale ambito, è indispensabile provvedere con urgenza al **superamento delle barriere normative che limitano l'accesso a tali strumenti da parte dei progetti di repowering**, principalmente identificabili nei vincoli derivanti dal cd. "*Spalmaincentivi volontario*" introdotto dal Decreto Legge 23 dicembre 2013, n. 145 (c.d. "Destinazione Italia"), convertito in legge con Legge 21 febbraio 2014, n.9. Tale provvedimento, all'art. 1 comma 3 lett. a), impedisce di fatto

la partecipazione delle iniziative di repowering alle future aste per le FER elettriche, che invece dovrebbero essere favorite dal momento che aumentano la competitività delle aste stesse lato offerta e consentono l'incremento della capacità di generazione elettrica da fonte rinnovabile senza richiedere l'utilizzo di nuovo suolo.

5. I sistemi di remunerazione della capacità.

Per quanto riguarda la riforma dei sistemi di remunerazione della capacità, apprezziamo che sia l'Autorità che il Governo convergano nel ritenere il *capacity market* come una **componente necessaria** di un mercato elettrico evoluto, che assegni un adeguato valore alla capacità di generazione oltretutto all'energia elettrica prodotta.

Auspichiamo, come più volte riportato dalle istituzioni coinvolte, che il meccanismo approvato lo scorso febbraio e recentemente integrato con gli *emission performance standards* venga reso operativo in tempo utile a stipulare i contratti **entro il 2019**, per scongiurare il riavvio *ex novo* del processo di approvazione sulla base di un nuovo regolamento unionale.

A nostro modo di vedere, l'introduzione del *capacity market* dovrebbe permettere di valorizzare il contributo all'adeguatezza del sistema elettrico di unità di produzione particolarmente efficienti e flessibili come OCGT, CCGT e idroelettrico, penalizzando invece la generazione ad elevata emissività o rigidità operativa.

6. La riforma del dispacciamento.

Come già evidenziato in occasione delle precedenti Audizioni periodiche, occorre - a nostro modo di vedere - **aprire il mercato per il servizio di dispacciamento alle unità di produzione da fonti rinnovabili non programmabili** o comunque non già abilitate, ai sistemi di accumulo e alla domanda elettrica, seguendo alcuni elementi di principio:

- *Segmentazione ed arricchimento dell'offerta*

In primo luogo, l'offerta dei servizi di dispacciamento dovrebbe essere **adeguatamente segmentata e arricchita**, non solo per garantirne la corretta valorizzazione, ma anche per assicurare a tutte le Unità Produttive, comprese in particolare le FERNP di taglia rilevante, un adeguato *level playing field* e l'apporto ottimale di ogni tecnologia al dispacciamento. Si

dovrebbe cioè permettere di sfruttare al massimo le potenzialità del nuovo mix energetico “a trazione rinnovabile non programmabile” e di conseguenza garantire l’ottimale dispacciamento dell’energia prodotta da tali impianti.

- *Remunerazione dei servizi*

È inoltre importante che, **per tutti i servizi** richiesti nell’ambito del MSD, non solo sia prevista un’**adeguata remunerazione** ma anche che questa sia coerente con la tipologia di investimento effettuato dall’operatore che tale servizio è chiamato a prestare. ERG, nel programma di repowering presentato nel proprio Business Plan, ha già previsto l’utilizzo di nuovi aerogeneratori che rispettano gli standard stabiliti con il regolamento 2016/631, anche in termini di offerta di servizi di flessibilità. Ad oggi, però, non è ancora stato definito sotto quali condizioni tecnico-economiche, in prospettiva, dovranno essere forniti tali servizi, in particolare la riserva primaria di potenza o la regolazione di tensione.

- *Volontarietà*

Per gli impianti FERNP, in ordine all’intrinseca difficoltà di pianificazione dell’energia prodotta, sarebbe a nostro avviso necessario garantire la **volontarietà di partecipazione** al mercato dei servizi.

Per quanto attiene agli sbilanciamenti su **base nodale**, rivestono fondamentale importanza (i) un **attento dimensionamento dei “nodi”** e (ii) **la loro valorizzazione “per portafoglio”** all’interno dello stesso nodo, superando l’impostazione attuale “per UP”.

Per il dimensionamento sarebbe opportuno a nostro avviso considerare il più grande *cluster* della rete di trasmissione che esprime un valore dell’energia sbilanciata omogeneo.

Proprio per tale connotazione, l’Autorità dovrebbe dimensionare i nodi senza però penalizzare le UP collocate in zone della rete scarsamente strutturate, che si troverebbero ingiustamente a sopperire da punto di vista economico alle carenze o ai limiti dell’infrastruttura di rete.

La possibilità di valorizzazione degli sbilanci per portafoglio dovrebbe inoltre comportare il superamento del sistema duale (*dual pricing*) oggi applicato alle UP abilitate a favore di una generalizzata applicazione del metodo *single pricing* come nel resto d’Europa, eventualmente



inserendo limiti massimi del prezzo di sbilanciamento per evitare situazioni palesemente sperequative.

Analogamente, dovrebbe essere considerata la **peculiarità delle fonti non programmabili** con la conseguente intrinseca impossibilità, rispetto alle fonti programmabili, di raggiungere la stessa prevedibilità della produzione.

Sempre in questo ambito, come già evidenziato in passato, riteniamo che l'azione del Regolatore debba anche: (i) spingere verso la **corretta responsabilizzazione FERNP**, evitando di affidare al TSO compiti suppletivi, spesso alquanto onerosi, per quanto concerne l'attività previsionale e quella del dispacciamento; (ii) **valorizzare l'impegno dei produttori più efficienti** che in questi anni hanno investito sulle attività di *forecasting* e programmazione; (iii) adottare termini di **gate closure** dei mercati dell'energia tali da avvicinare la previsione della produzione alla consegna fisica.

La riforma del dispacciamento elettrico, che prevede una revisione della filosofia di bilanciamento con l'introduzione della figura di aggregatore identificata nel **Balance Service Provider**, pone anche il legittimo quesito sul rigido mantenimento del modello di tipo **Central dispatch**, peculiarità italiana rispetto al panorama europeo, sul quale è bene che sia avviata una riflessione di sistema per valutarne la modifica, anche parziale, in ottica **Self dispatch**.

Tornando invece all'immediato e stante l'attuale disegno di mercato, gli effetti penalizzanti dello sbilanciamento sugli economics di un portafoglio di generazione baricentrato sulle FER potrebbero determinare un forte deterioramento del ritorno degli investimenti. Questo è tanto più vero, ovviamente, per gli impianti che devono sostenersi con la sola partecipazione al mercato elettrico. L'introduzione di modifiche regolatorie facilmente e velocemente realizzabili, con benefici per l'intero sistema elettrico, come l'implementazione del progetto X-BID e la compensazione degli sbilanciamenti degli impianti FERNP all'interno di perimetri di aggregazione (a livello nodale o zonale), rappresentano un esempio di misure che si muovono nella direzione di rendere più sostenibili gli investimenti in FERNP.

7. Investimenti infrastrutturali e risorse di flessibilità.

Per garantire il dispacciamento delle crescenti quantità di energia rinnovabile previste nei prossimi anni dalla proposta di PNIEC e ancor prima dagli obiettivi climatico-energetici europei è fondamentale l'apporto regolatorio dell'Autorità per promuovere **il potenziamento e l'adeguamento delle infrastrutture di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica unitamente alle misure per assicurare le risorse di flessibilità necessarie all'adeguatezza e alla sicurezza del sistema elettrico.**

Il TSO è infatti chiamato nei prossimi anni ad implementare importantissimi interventi per assicurare una gestione flessibile della rete e rendere praticabili le scelte strategiche identificate dal PNIEC e dalle policy europee, in termini di incremento della produzione di energia rinnovabile.

È importante che questa sfida sia orientata alla "stella polare" del mercato, garantendo adeguato spazio agli investimenti da parte di **operatori industriali affidabili, attivi nel settore elettrico.** È infatti al mercato che i TSO, in prima battuta, si debbono rivolgere per l'approvvigionamento di servizi di flessibilità.

Il coinvolgimento delle imprese è particolarmente rilevante anche per la prevedibile necessità di prestare **nuovi e sempre più rilevanti servizi di flessibilità e di back-up** a supporto della generazione intermittente, attraverso l'installazione nel breve termine di impianti flessibili alimentati a gas, opportunamente collocati in zone nevralgiche della rete di trasmissione e nel medio termine di accumuli idroelettrici e/o elettrochimici.

Per abilitare gli investimenti in **impianti OCGT "di bilanciamento"** (cd. *peaking plants*) da parte di operatori industriali, tra i quali vi è anche ERG, è quindi indispensabile definire più compiutamente gli strumenti di contrattualizzazione pluriennale dei servizi richiesti, nonché estenderli agli **altri dispositivi di flessibilità** (ad esempio gli accumuli elettrochimici).

8. La *governance* della pianificazione dei territori e del *permitting*.

In aggiunta alle considerazioni di carattere regolatorio e sistemiche sopra esposte, ribadiamo come allo stato attuale il progetto di decarbonizzazione dell'energia necessiti di un'attenta fase di pianificazione dei territori ed identificazione dei "percorsi critici" che possano mettere a rischio la sua realizzazione nei tempi previsti.

In primis, occorre identificare un soggetto istituzionale con le funzioni di **Cabina di Regia**, incaricato di declinare il processo di transizione energetica in un programma dettagliato di attività da condividere e definire sia con i territori interessati alle installazioni (impianti di generazione, sistemi di stoccaggio, infrastrutture) che con l'Autorità di regolazione e i gestori delle infrastrutture di rete.

Il principale ostacolo che a nostro avviso sta già minando il processo è la **variabile autorizzativa** che rappresenta il "minimo comun denominatore" per gli impianti FER, per gli adeguamenti infrastrutturali della rete e, non ultimo, per il necessario sviluppo di accumuli idroelettrici e/o elettrochimici. Per scongiurare gravi ritardi, non certo improbabili, sarà necessario abilitare un **percorso autorizzativo** snello, accelerato e "preferenziale" per i singoli interventi in infrastrutture e flessibilità a beneficio del TSO e degli operatori di mercato coinvolti. Parimenti, sarà necessario snellire e velocizzare il **processo di autorizzazione dei Piani di Sviluppo** del TSO. Anche nel caso del **repowering**, ancor più delle installazioni *green field*, sarà necessario garantire iter autorizzativi più veloci e con tempistiche certe sia in termini di durata che di success rate, concentrate, per quanto riguarda gli aspetti dell'impatto ambientale, **sull'analisi dell'impatto differenziale** rispetto alla situazione originaria. A tale riguardo è a nostro avviso opportuno rispettare le previsioni normative della direttiva RED II che stabilisce come l'iter permessuale debba concludersi entro **due anni per le nuove installazioni e un anno per i repowering**.

Genova, 8 maggio 2019



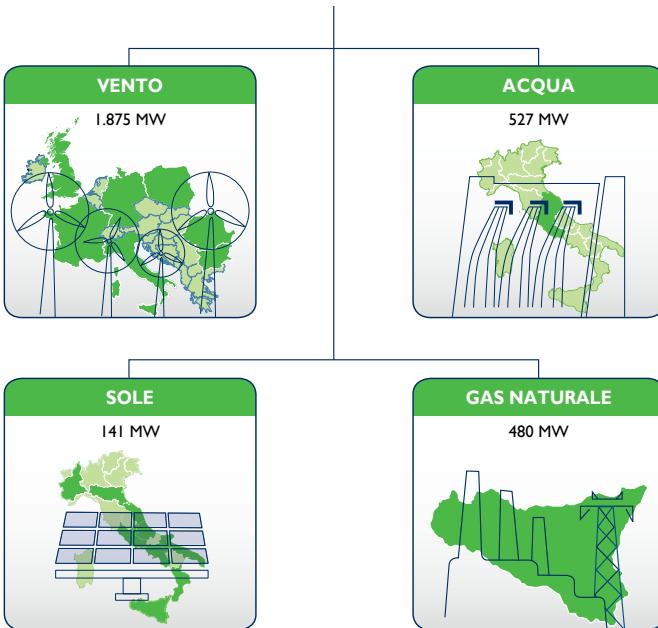
SUSTAINABILITY HIGHLIGHTS

2018

Profilo del Gruppo ERG

Da oltre 80 anni ERG opera nel settore dell'energia. Quotata alla Borsa di Milano, è attiva nella produzione di energia da fonte eolica, solare, idroelettrica e termoelettrica cogenerativa ad alto rendimento e a basso impatto ambientale.

ERG è il primo operatore eolico in Italia e tra i principali in Europa e ha scelto di adottare un modello di business orientato allo sviluppo sostenibile e agli obiettivi di decarbonizzazione, coerente con il processo di transizione del sistema energetico in atto a livello mondiale.



La sostenibilità in ERG

Consideriamo la sostenibilità il "motore" di un processo di miglioramento continuo, che garantisce i risultati nel tempo attraverso il raggiungimento degli obiettivi in campo economico, ambientale e sociale. La creazione di "valore condiviso" rappresenta uno dei principali elementi della nostra sostenibilità.

La sostenibilità di ERG e gli UN SDGs



3.029 kt di CO₂ evitata

grazie alla produzione di energia da fonti rinnovabili

0,14 kgCO₂/kWh

Carbon index della produzione di energia elettrica



2.439 MW

potenza installata in impianti da fonti rinnovabili

89,7%

del capitale investito in impianti da fonti rinnovabili



86%

dei consumi indiretti coperti da energia "green"

64,8%

indice di rendimento CAR impianto CCGT*



737 dipendenti

distribuiti in 7 Paesi europei

99,7%

dei dipendenti a tempo indeterminato



5,9 giorni/uomo

di formazione per il 92% delle nostre persone

83%

della formazione su temi tecnico-manageriali



CDP rating B

Climate Change questionnaire

ESG rating & indexes

Corporate Knights, ECPI, ETHIBEL, IGI, MSCI, OEKOM, Sustainalytics, Vigeoeris



SUSTAINABLE DEVELOPMENT GOALS

SDGs (Sustainable Development Goals) rappresentano gli obiettivi per lo sviluppo sostenibile definiti, nel 2015, dalle Nazioni Unite

* Indice calcolato secondo la normativa CAR (Cogenerazione ad Alto Rendimento) riferito all'impianto CCGT (Combined Cycle Gas Turbine)

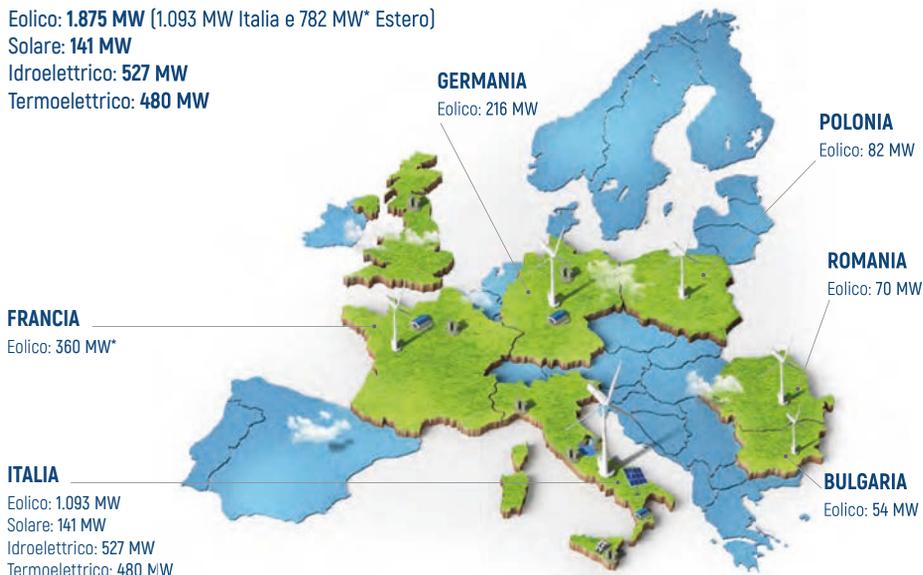
Dove siamo

Eolico: **1.875 MW** (1.093 MW Italia e 782 MW* Estero)

Solare: **141 MW**

Idroelettrico: **527 MW**

Termoelettrico: **480 MW**



Parchi eolici



Impianti fotovoltaici



Impianti idroelettrici



Impianti termoelettrici



Uffici



Centri logistici O&M

* Dati al 31 marzo 2019: comprende l'acquisizione di impianti eolici per 52 MW in Francia (in attesa di closing)

RESPONSABILITÀ ECONOMICA

795

MILIONI DI EURO DI VALORE ECONOMICO DISTRIBUITO

64,8%

INDICE DI RENDIMENTO CAR IMPIANTO CCGT

7485 GWh

PRODUZIONE TOTALE DI ENERGIA ELETTRICA

89,7%

CAPITALE INVESTITO IN IMPIANTI ALIMENTATI DA FONTI RINNOVABILI

AREE DI IMPEGNO GRUPPO ERG - PERIODO 2018/2022

STATO AL 31/12/2018

GOVERNANCE, ETICA E GESTIONE DELLA SOSTENIBILITÀ

Perseguire la diffusione interna e/o esterna dei principi di Gruppo espressi nel Codice Etico, nella Sustainability Policy e nel nuovo Modello di Leadership.

Aggiornare il catalogo rischi dell'Enterprise Risk Management (ERM) con l'analisi riferita al nuovo Piano Industriale 2018-2022.

Mantenere aggiornati i Modelli 231 delle società italiane.
Implementare la Policy Anticorruzione all'interno del Gruppo attuando un continuo monitoraggio e provvedendo alla formazione dei dipendenti.

Implementare in tutte le società operative, italiane ed estere, la certificazione Ambiente - Sicurezza in linea con la struttura organizzativa ONE Company.

Aggiornato il Codice Etico e la Sustainability Policy. Approvata la nuova Human Right Policy. Proseguite le attività di formazione sui temi della sostenibilità.

Aggiornato il Risk Catalogue del Gruppo a seguito dell'assessment dei rischi sul Piano Industriale 2018-2022. Implementato il cruscotto dei rischi ERM per monitorare le variazioni del profilo dei rischi presenti nel Risk Catalogue.

Risk Assessment sulle modifiche normative intervenute in corso d'anno.
Redatto il Modello 231 per le società della tecnologia solare.
Adottato un "Modello Anticorruzione Integrato" per tutte le società, italiane ed estere, in linea con le migliori prassi.

In corso d'implementazione il progetto di integrazione/aggiornamento delle certificazioni esistenti nelle società italiane.
Definito il progetto per la certificazione delle società estere.

BUSINESS STRATEGY

Consolidare la leadership nel business della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e incrementare l'efficienza del proprio parco impianti secondo le linee di sviluppo del Piano Industriale 2018-2022.

Supportare le strategie di Gruppo con attività di scouting, individuando e valutando tecnologie innovative.

Incrementata la potenza installata grazie all'entrata in esercizio dei nuovi impianti eolici in Francia (55 MW) e all'acquisizione di 30 impianti fotovoltaici (89 MW). Nel 2019 acquisiti ulteriori 51 MW di impianti fotovoltaici e 52 MW di impianti eolici.

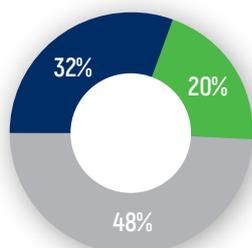
Avviato il terzo ciclo di scouting con CDI-Labs (College des Ingegneurs) e il secondo ciclo di scouting con ERG Re-Generation Challenge.



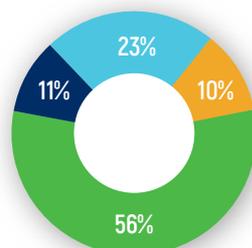
CAPITALE INVESTITO

- Vento
- Sole
- Acqua
- Gas Naturale
- Oil

2008
(€ 2,2 mld)



2018
(€ 3,2 mld)



RESPONSABILITÀ AMBIENTALE

3.029 kt

DI CO₂ EVITATA DA RINNOVABILI

5.334 GWh

DI ENERGIA ELETTRICA PRODOTTA DA FONTI RINNOVABILI

0,14 kg CO₂/kWh

CARBON INDEX DELLA PRODUZIONE ENERGIA ELETTRICA

86%

ENERGIA ELETTRICA UTILIZZATA PROVENIENTE DA FONTI RINNOVABILI

AREE DI IMPEGNO GRUPPO ERG - PERIODO 2018/2022

STATO AL 31/12/2018

EMISSIONI E RIFIUTI	<p>Decarbonizzazione del Gruppo:</p> <ul style="list-style-type: none"> - evitare, nel periodo di piano, emissioni di CO₂ per 15 milioni di tonnellate; - ridurre del 14% il Carbon Index della produzione elettrica; - coprire il fabbisogno energetico con energia prodotta da fonti rinnovabili. 	<p>Nel corso del 2018 evitate emissioni per 3.029 kt. Carbon Index della nostra produzione di energia di Gruppo: -42% nell'ultimo quadriennio. Fabbisogno energetico coperto all'86% con energia prodotta da fonti rinnovabili.</p>
	<p>Mettere in campo attività per preservare la biodiversità nelle aree in cui siamo presenti con gli impianti.</p>	<p>Monitoraggi sull'avifauna nei principali parchi eolici. Sostegno alle attività svolte presso l'Oasi di Alviano (WWF).</p>
	<p>Ridurre la quantità di rifiuti prodotti dai processi, massimizzando la percentuale di quelli da avviare a recupero anche grazie all'utilizzo di materiali e sostanze di migliore compatibilità ambientale.</p>	<p>Negli impianti idroelettrici implementato il processo di recupero dei rifiuti provenienti dagli sgrigliatori. Possibilità di riutilizzare il legname proveniente dal lago di Corbara come risorsa nell'ambito di processi di economia circolare.</p>



Piano 2018-2022

OBIETTIVO - 15.000 kt

2018

3.029 kt

Per il calcolo della CO₂ evitata viene utilizzato il fattore di conversione gCO₂/kWh pubblicato da Terna nei suoi report annuali e riferito alla produzione termoelettrica di ciascun Paese

CARBON INDEX E PRODUZIONE DA FONTI RINNOVABILI



* I punti di discontinuità sono determinati dall'entrata in esercizio dell'impianto di ERG Power in sostituzione delle pre-esistenti CTE nel 2010 e dalla cessione dell'impianto di ISAB Energy nel 2014

RESPONSABILITÀ SOCIALE

100%

SOCIETÀ ITALIANE CERTIFICATE
AMBIENTE E/O SICUREZZA IN
COERENZA CON LE PROPRIE ATTIVITÀ

99,7%

DIPENDENTI A TEMPO
INDETERMINATO

20,1%

OCCUPAZIONE
FEMMINILE

5,9 giorni

DI FORMAZIONE
PER DIPENDENTE

AREE DI IMPEGNO GRUPPO ERG - PERIODO 2018/2022

SICUREZZA	Consolidare la cultura della Sicurezza, sia all'interno che all'esterno dell'azienda, perseguendo l'obiettivo "zero infortuni" originati da deficit di sicurezza negli impianti e negli uffici.	A seguito degli infortuni occorsi nel 2018, implementate azioni correttive per prevenire il ripetersi di eventi simili. Incentivato il sistema di reporting dei near-miss per incrementare il livello di prevenzione.
PERSONE	Definire e realizzare piani di formazione e sviluppo per incrementare il valore del Human Capital Coverage (+3% a fine piano). Migliorare gli ambienti di lavoro ed il sistema di welfare a favore dei dipendenti.	Nel 2018 circa 35 mila ore di formazione erogate con un indice medio per dipendente di 5,9 giorni. Il 92% della popolazione aziendale ha partecipato a corsi di formazione. Circa l'83% della formazione sviluppata su temi tecnico manageriali. Progetto "ONE Health". Apertura della palestra per i dipendenti del Gruppo.
COMUNICAZIONE	Raggiungere e informare gli stakeholder del Gruppo in modo completo, tempestivo e trasparente.	ERG ottiene buoni riconoscimenti in diversi ambiti: - rating B da CDP (Carbon Disclosure Project); - 16° posizione a livello mondiale, prima tra le società italiane, nel Corporate Knights - Global 100 Index. - 4° posizione nel ranking complessivo Potentialpark Italy (Online Talent Communication) e 2° posizione per la sezione "Lavorare in ERG". ERG inserita in alcuni indici di sostenibilità.
TERRITORIO	Favorire lo sviluppo delle comunità di riferimento mediante attività di formazione presso le scuole ed Università ed iniziative di responsabilità sociale sul territorio.	Sviluppate attività sul territorio in coerenza con i principi della Sustainability Policy di Gruppo. "A tutta Acqua!" e "Vai col Vento!" sono i progetti educacional di punta a favore degli studenti dei territori dove risiedono i nostri impianti.



LE INIZIATIVE SUL TERRITORIO

ERG si impegna a contribuire alla crescita delle realtà locali nelle quali opera e sostiene in modo fattivo la promozione di attività e progetti attraverso un dialogo continuo con le comunità di riferimento, in uno spirito di collaborazione fattiva. La sostenibilità di ERG si concretizza in numerose iniziative concentrate in tre principali aree tematiche:

Ambiente e sviluppo sociale: ERG Re-Generation Challenge, Vai col Vento!, A tutta Acqua!, Progetto Scuola 2018, Giornata dell'Energia Elettrica, Cilla Liguria Onlus, Fondazione Mus-e Onlus, Puliamo il mondo, Oasi di Alviano.

Cultura e conoscenza: Fondazione Umbria Jazz, Fondazione INDA, Festival della Scienza, Festival della Comunicazione, CSR IS Salone della Sostenibilità e dell'Innovazione Sociale, Boot Camp Confindustria Genova, CIVITA.

Giovani e sport: Torneo Ravano, Trofeo Archimede ed Elettra, NPC Cares, Stelle nello Sport, Centro Sportivo ERG Siracusa.

ERG S.p.A.

Torre WTC

via De Marini, 1 - 16149 Genova

Tel +39 010 24011

www.erg.eu

Capitale Sociale Euro 15.032.000,00 i.v.

C.F./Reg. Imp. GE 94040720107

P. IVA 10122410151



@ERGnow



@ERGcareers



ERGS.p.A



ERGnow

