

**ERG S.p.A.**  
**“2017 Annual Results  
and 2018-2022 Business Plan”**  
**March 8, 2018**

**MODERATORS:**  
**ALESSANDRO GARRONE, EVP**  
**PAOLO MERLI, GROUP CFO**  
**LUCA BETTONTE, GROUP CEO**

## **Alessandro Garrone:**

Benvenuti a tutti, a questo Investor Relations Day. Ci eravamo visti a questo evento a metà dicembre del 2015: sono passati poco più di due anni, ma credo che le novità che vogliamo presentarvi siano tante. Partirei subito dall'agenda. Le persone che oggi ascolterete sono: il sottoscritto (che farà un po' di veloce recap sul passato, su quello che è successo negli ultimi tre anni), poi Paolo Merli (CFO di ERG), che ci darà qualche dettaglio in più sui risultati del 2017. E la parte del leone la farà Luca Bettonte, nostro CEO, per presentarvi il piano 2018-2022. Un'agenda corposa, alla fine della quale ci sarà una sessione di Q&A.

Aprirei parlando di quello che è successo negli ultimi tre anni e presentandovi l'ultima cosa che abbiamo fatto, e che abbiamo voluto presentarvi proprio oggi, in anteprima: il nuovo brand di ERG. Dopo vent'anni di “*ripple*” e, come vedete da questa slide, sette marchi diversi – anche questo un segnale dell'essere capaci di cambiare e innovarsi – quest'anno abbiamo deciso (un po' anche per celebrare gli ottant'anni di ERG, che festeggeremo il prossimo giugno) di rinnovare il nostro *brand*. Vi lancerò subito un filmato e cercherò anche di sottolineare il messaggio sotto il *brand*, “*Evolving energies*”: quest'espressione credo sia molto azzeccata, rappresenta un po' tutte le evoluzioni che non solo il marchio ma tutta la società ha fatto nei suoi ottant'anni di storia. Darei adesso il via ad un velocissimo filmato sull'evoluzione dei *brand* di ERG. Grazie.

*[Proiezione filmato]*

Abbiamo voluto stilizzare la “E” di ERG e utilizzare colori molto legati ai nostri settori di business.

A questo punto passerei a fare un riassunto di quello che è successo in ERG negli ultimi tre anni. Dicevo che ci siamo visti qui a dicembre del 2015, quando vi avevamo presentato il piano 2015-2018; adesso siamo solo all'inizio del 2018, e siamo qui a presentarvi un altro piano, quello per il 2018-2022. Perché abbiamo anticipato di un anno, dato che in teoria avremmo dovuto vederci a fine di quest'anno o all'inizio dell'anno prossimo? Per due ragioni. La prima credo sia importantissima, e ve la dimostrerò: con un anno di anticipo abbiamo raggiunto tutti gli obiettivi e tutti i target che vi avevamo dato e detto che avremmo raggiunto a fine 2018. Credo che in termini di *execution* questo sia un altro paletto che abbiamo messo, per dimostrare che ERG di solito le cose le dice e le fa. In più è cambiato il contesto, in generale. Dopo due anni, sicuramente il contesto - soprattutto per quanto riguarda le energie rinnovabili e i futuri sviluppi - si è evoluto, e quindi abbiamo pensato di darvi, con un anno di anticipo, alcune indicazioni su cosa pensiamo di fare nei prossimi cinque anni.

Ma vediamo cosa vi avevamo detto a dicembre del 2015, riassunto alla **slide n. 6**. Vi avevamo detto che avremmo integrato con successo gli asset idroelettrici ed eolici: direi che l'abbiamo fatto molto bene. Dall'idroelettrico abbiamo colto buonissime sinergie, che si sono poi riverberate nei numeri, che anche Paolo vi spiegherà. Nell'eolico abbiamo continuato la nostra internalizzazione dell'O&M, che ormai in Italia è al 100%.

Avevamo detto che saremmo usciti dall'Oil entro il 2018: l'abbiamo fatto a metà gennaio di quest'anno. Oggi, con la cessione di TotalERG, il Gruppo ERG non ha più attività legate al mondo dell'Oil.

Vi avevamo detto che avremmo fatto diversificazione tecnologica nelle rinnovabili: a gennaio siamo entrati in una nuova tecnologia, che è quella del solare.

Vi avevamo detto che avremmo completato l'internalizzazione dell'O&M in Italia e iniziato all'estero: abbiamo fatto entrambe le cose.

Vi avevamo detto che avremmo rafforzato l'attività di Energy Management, che è il cuore dei margini che ERG genera e da cui arrivano i risultati: sono stati ottenuti ottimi risultati, sia in termini di attività di Energy Management - quindi di marginalità crescente - ma anche in termini di controllo dei rischi, e quindi riduzione del PAR su tutte le attività che facciamo nell'energia.

Da ultimo, vi avevamo detto che ci saremmo dotati di un buon team di sviluppo, proprio perché riteniamo che il nostro futuro sia soprattutto sviluppo organico: abbiamo formato il team, che è partito, e stiamo già vedendo ottimi risultati.

Questo è quello che abbiamo detto.

Guardiamo i numeri (alla **slide n. 7**), giusto a conferma del fatto che abbiamo raggiunto gli obiettivi con un anno di anticipo. Vi avevamo detto che a fine 2018 avremmo avuto un EBITDA intorno ai 450 milioni: vi presentiamo oggi, a fine 2017, un EBITDA di 472 milioni, quindi del 5% maggiore e con un anno di anticipo.

Vi avevamo detto che a fine 2018 avremmo avuto un indebitamento intorno a 1,4 miliardi: chiudiamo, a fine 2017, con un indebitamento del 12% più basso rispetto al previsto.

Un altro pezzo in più: avevamo previsto che nel piano, fino al 2018, i dividendi sarebbero stati pari a 0,5 euro per azione, e poi avremmo seguito la nostra politica nel piano successivo: con un anno di anticipo abbiamo alzato il *floor* del nostro dividendo ordinario, da €0,50 a €0,75, quindi il 50% in più, allineandoci – forse un po' più che allineandoci, salvo il valore dell'azione di oggi – a quelli che sono i *dividend yield* di società che rientrano nel nostro settore, nelle Utilities. Un *total shareholder return* assolutamente invidiabile, come vedete nel grafico sotto.

Vorrei farvi vedere anche questa slide (la **n. 8**), abbastanza impressionante, che ci fa vedere come negli ultimi 10 anni di storia della ERG – analizzando quello che abbiamo ceduto e quello che abbiamo acquistato, quindi disinvestimenti e investimenti – abbiamo fatto cessioni di asset petroliferi per 3,6 miliardi. Qui ovviamente la parte da leone la fa la raffineria di Priolo, venduta a Lukoil, ma non solo: ci sono anche l'impianto ISAB Energy e, da ultimo, TotalERG. Contemporaneamente, negli stessi 10 anni abbiamo fatto acquisizioni o costruzioni di wind organico per 4,3 miliardi: quindi un totale di 8 miliardi di attività, in acquisto e in vendita, che ci hanno permesso una totale trasformazione. In tutto questo, ERG ha distribuito più di 1 miliardo di dividendi in 10 anni. Direi che i numeri sono abbastanza impressionanti.

Un'altra vista di quello che vi ho appena detto è – ben rappresentato alla **slide n. 9** - il fatto che il capitale investito di ERG sia passato da avere un 20% di rinnovabili nel 2008 ad un 89% di energie rinnovabili, come capitale investito ad inizio 2018. E aggiungerei che anche la parte di termoelettrico - ricevendo i certificati cosiddetti bianchi - è in qualche modo assimilabile ad un'attività rinnovabile.

Ovviamente tutto questo cambiamento ha portato – e ne siamo orgogliosi – a indicatori ambientali anch'essi impressionanti: la CO<sub>2</sub> evitata, confrontando il 2008 rispetto al 2017, è cresciuta di 23 volte, come indicato alla **slide n. 10**. Siamo arrivati ad una CO<sub>2</sub> evitata pari a 3 milioni di tonnellate nel 2017, proprio per il cambio dei nostri asset: questo è un dato sicuramente importante.

Questo è il punto che ricordo anche tre anni fa avevo sviluppato in modo importante: come abbiamo fatto a fare tutto questo? Penso che una ragione fondamentale, senza la quale non credo ci saremmo riusciti, sia il sistema di *governance* di ERG, descritto alla **slide n. 11**. Per “sistema di *governance*” non intendo solo il sistema che va dagli azionisti ai Consiglieri, al Consiglio e ai comitati - che è già assolutamente importante, e costituisce di per sé un sistema veramente eccellente – ma intendo anche la *governance* più operativa. Direi che ERG in questi anni ha lavorato molto sulla disciplina e sul sistema di *governance* per analizzare le opportunità, prendere le decisioni e - una volta presa la decisione e fatto l'investimento - gestire l'investimento, con grande eccellenza. Magari non riusciremo in mezz'ora a farvi rendere conto della profondità e di quale incredibile lavoro c'è dietro al piano che vi presenteremo.

Tutto questo sistema di Consiglio di Amministrazione, di comitati consiliari, ma anche di una serie di comitati e incontri tra manager, è quello che veramente ci ha fatto ottenere, in così poco tempo, una trasformazione così importante.

Non voglio sembrare troppo autoreferenziale e non mi soffermo sulle singole cose, ma anche dall'esterno mi sembra che riceviamo riconoscimenti di quanto siamo bravi (v. **slide n. 12**): scusate se lo dico in modo così diretto. Abbiamo avuto riconoscimenti sulla gestione delle persone, dei talenti, sul *Webranking*, sulla CSR, quindi abbiamo riconoscimenti al pari - o migliori - di società molto più grosse di noi, sia a livello italiano che europeo. Devo dire che questo ci fa molto piacere.

Sono arrivato alle conclusioni, come vi dicevo passerò la parola a Paolo Merli (che con i numeri vi confermerà quello che vi ho detto fino adesso, che abbiamo fatto: tre anni devo dire eccezionali) e poi a Luca Bettonte, che vi racconterà il piano.

Prima di chiudere, vorrei però farvi presente che il piano che sentirete, il 2018-22, è un piano – a noi piace fare così – decisamente sfidante, molto impegnativo, che vedrà coinvolta la società in attività nuove, anche organizzative, quindi in uno sforzo veramente notevole. Fortunatamente, con il sistema di *governance* che abbiamo, siamo tranquilli che riusciremo a cogliere anche questa sfida: l'abbiamo dimostrato finora.

Se posso, mi farebbe piacere in questo momento mettermi un attimo il cappello di azionista e - con i risultati che abbiamo visto in questi ultimi tre anni, e con quello che vedremo nei prossimi cinque - vorrei dire un grazie a Luca, alla sua squadra e a tutte le persone ERG, perché sicuramente il loro impegno è stato straordinario. Se ce l'hanno fatta, se ce l'abbiamo fatta a fare quello che avevamo detto che avremmo fatto in tre anni, addirittura con un anno di anticipo, è proprio grazie alle persone che ci sono, al team che c'è, e sono convinto che raggiungeremo gli obiettivi previsti per i prossimi cinque anni, e magari lo faremo anche in tre: chissà se riusciamo ad anticipare ancora di più quello che diciamo che saremo tra 5 anni.

Grazie. Passerei la parola adesso a Paolo per i risultati sul 2017.

**Paolo Merli:**

Grazie, Alessandro, anche per i complimenti. Benvenuti a tutti alla presentazione del piano. Oggi io mi concentrerò sui risultati del 2017, che rappresentano la base di partenza di questo piano e, come spero vi farò vedere tra poco, un'ottima base di partenza.

Partiamo da questa consueta chart (la n. 14), in cui mi limito a fare un generale commento, poi vedremo i numeri più nel dettaglio. L'EBITDA è a 472 milioni, contro i 455 dello scorso anno, con una decisa accelerazione nel quarto trimestre. È stato un 2017 molto particolare, quindi i risultati devono essere contestualizzati nella particolarità di questo anno. È stato un anno decisamente secco, in termini di idraulicità, un anno non particolarmente ventoso, in particolare in Italia, dove le produzioni sono scese del 5%, nonostante una fortissima ripresa nel quarto trimestre, in particolare a dicembre.

È stato un anno in cui - l'avevamo già detto in occasione della presentazione del piano - sarebbe iniziato quel fenomeno di *phase-out* dagli incentivi, che ha avuto un impatto significativo, pari a circa 20 milioni di euro nel 2017. In più, l'impianto CCGT in Sicilia è uscito definitivamente - nel 2016, quindi per tutto l'anno 2017 - dal regime delle unità essenziali.

Se li mettiamo insieme, questi quattro elementi hanno pesato per circa 100 milioni di euro, negativamente.

Bene, come abbiamo fatto a recuperare e addirittura a fare meglio, recuperando questi 100 milioni? Uno degli elementi fondamentali che è parte integrante del nostro modello di business - e con orgoglio possiamo dire di averlo presentato esattamente con questo angolo, in occasione del precedente piano - è avere un Energy Management che gestisce tutto il portafoglio di produzione. Attraverso una modulazione estremamente spinta dei nostri impianti, attraverso la partecipazione molto più spinta rispetto anche alle gestioni precedenti del mercato secondario del dispacciamento, questo ci ha permesso di gestire in maniera ottimale gli sbilanciamenti per le produzioni non programmabili. Sostanzialmente, questi fenomeni - associati anche ad una piccola attività di *origination* in conto terzi (ma importante in termini di marginalità) - ci hanno permesso di recuperare circa 40 milioni di euro.

Va detto poi che abbiamo avuto la fortuna - ma forse non è fortuna, perché quando manca l'acqua i prezzi diventano importanti, nel sistema Italia - di avere uno scenario che ci ha aiutato, certamente. Ci ha aiutato a 360°, sia sui prezzi dell'energia, che poi vedremo, sia sui certificati bianchi, sia sull'incentivo, che è calcolato - come sapete - con una formula che utilizza il PUN dell'anno precedente (il 2016), ed è inversamente proporzionale ad esso: abbiamo avuto dunque un incentivo molto importante.

A questi fenomeni vanno associati il contributo dei nuovi parchi che abbiamo acquisito in Germania, il contributo - seppur piccolo, perché relativo a due mesi - dell'impianto in Irlanda del Nord (che però questa mattina abbiamo venduto, e poi vi spiegherò i motivi di questa decisione), le buone ventosità all'estero e certamente anche i recuperi di efficienza, su cui poi entrerò maggiormente nel dettaglio.

Questo è il commento generale a livello operativo. A livello di utile netto, abbiamo ottenuto un risultato record, è il miglior risultato - facevamo i conti ieri in Consiglio di

Amministrazione – degli ultimi 12 anni. Per trovare un risultato migliore - che forse è l'unico nella storia di ERG - dobbiamo andare al 2005, che, ricorderete, è stato il famoso anno della *golden age* della raffinazione.

Bene anche il quarto trimestre, con una posizione finanziaria netta molto solida e con un *deleverage* di 325 milioni, ovviamente già al netto dei dividendi pagati agli azionisti. Stiamo parlando di circa 400 milioni di abbattimento, prima della remunerazione degli azionisti.

La chart successiva (la **n. 15**) è focalizzata sul 2017 e vi fa vedere che la *delivery* sui risultati è stata decisamente superiore – lo dico onestamente – rispetto alle nostre attese, anche a livello di EBITDA, e l'abbiamo già commentato, perlomeno nei principi. A livello di generazione di cassa, ci ha aiutato il fatto di aver raggiunto gli obiettivi che ci eravamo dati, ma spendendo meno. Questo sostanzialmente si spiega con l'imprevedibilità dell'M&A: ci si dà l'obiettivo di raggiungere 50MW, quell'obiettivo l'abbiamo raggiunto, però l'abbiamo pagato circa la metà di quello che pensavamo. Banalmente per due motivi: il primo è che riteniamo di saper negoziare bene, e il secondo è che quegli asset avevano un certo numero di anni, e quindi in termini di multiplo li abbiamo pagati meno.

Se sommate il maggiore EBITDA, le minori CAPEX e la vendita - o comunque l'incasso preliminare legato alla vendita - di TotalERG per 85 milioni, e a questo risultato sommate (qui mostro uno degli elementi che ha sottolineato Alessandro) 50 milioni - che non sono passati dal conto economico, ma sono stati dei recuperi di attivo che avevamo all'interno dell'acquisizione dell'idroelettrico (e sto parlando di certificati verdi pregressi di alcuni impianti che avevano perso il diritto ai certificati, perché erano state revocate le IAFR e noi siamo andati, attraverso un meticoloso lavoro regolamentare, a riottenerle) - e un recupero di crediti incagliati legati al tema (sempre dell'idroelettrico) delle sospensioni dell'acqua, non sono passati dal conto economico (se non in minima parte) circa 8 milioni. Ma oltre 50 milioni sono stati ottenuti, a livello di generazione di cassa, da un lavoro certosino di recupero di quelle che noi riteniamo essere delle sinergie in quest'operazione.

Alla **slide n. 16** trovate la solita panoramica che facciamo sullo scenario, che aiuta un po' a contestualizzare il *business environment* in cui ci siamo trovati. Un anno particolarmente secco: se andiamo a vedere, sostanzialmente le produzioni idroelettriche nel quarto trimestre sono scese del 25% in Italia (ERG è a -21%, quindi leggermente meglio), nell'anno sono scese del 14% (ERG -16%, leggermente peggio, ma questo ovviamente dipende dalla *location* degli asset).

Il vento in Italia è stato a -0,2% nell'anno, lo vedete sotto. In realtà qui è riportato il quarto trimestre: vedete un +18%, quindi un recupero nel quarto trimestre, ma nell'anno le produzioni eoliche in Italia sono state sostanzialmente *flat*. In realtà includendo le maggiori installazioni del Paese, in crescita del 5%, come dato preliminare, le produzioni in Italia sono scese del 5%, e così abbiamo fatto noi: quindi una performance sostanzialmente in linea. Se poi associate che quest'anno è stato particolarmente penalizzante per i venti sul versante occidentale - quindi in Sicilia, Sardegna e Calabria - tutto sommato siamo soddisfatti della performance dei nostri impianti.

All'estero la ventosità è stata buona in tutti i Paesi, con l'eccezione parziale della Francia, ove c'è stato un forte recupero - come in Italia - nel quarto trimestre, ma nell'anno la ventosità è stata leggermente inferiore. In realtà tutti gli altri Paesi hanno performato benissimo, e questo dimostra anche il valore di avere un portafoglio diversificato da un punto di vista geografico.

Dicevo che lo scenario ci ha aiutato, perché come vedete il PUN è cresciuto di 6 euro nel quarto trimestre, di 11 euro sull'anno, registrando i 54 euro in media nel corso del 2017; addirittura vedete che i prezzi *all-in* di vendita dell'energia verde - quindi con associato il certificato verde - sono cresciuti di 13-14 euro. Uno scenario sicuramente molto *supportive*.

Per quanto riguarda il margine di generazione, qui è riportato lo *Spark Spread Baseload*, che è un indicatore che noi guardiamo come indicatore di trend: in realtà guardiamo quello *clean* in Sicilia, che gode effettivamente anche del premio zonale nell'isola, che si è mantenuto tra i 5 e i 7 euro nel trimestre, 5 euro nell'anno, e questo è tutto margine addizionale per il nostro impianto. Anche in questo caso, i margini sono stati in forte crescita rispetto al 2016, sia nel trimestre, sia nell'anno.

Vedete che nei Paesi esteri la maggiore esposizione in termini di risultati è in Francia e in Germania, dove godiamo di tariffe *feed-in*, e quindi sostanzialmente lo scenario è abbastanza invariato, ovvero c'è abbastanza stabilità.

Romania e Polonia sono le uniche due aree geografiche dove c'è un sistema di certificati verdi, o certificati di origine in Polonia. La Romania si è sostanzialmente stabilizzata: oggi non abbiamo più rischio di invenduto, e anche la regolamentazione legata al secondo certificato verde sostanzialmente si è ormai stabilizzata. In Polonia invece rimane uno scenario abbastanza difficile, lo vedete in quella chart: i prezzi in Polonia, che - quando abbiamo deciso di investire - ritenevamo dovessero essere i più alti di tutto il panel, in realtà oggi sono i più bassi. Fortunatamente in Polonia non abbiamo pagato *goodwill*, abbiamo costruito noi, quindi ad oggi non abbiamo svalutato neanche un euro, perché i ritorni, seppur non *triple digit* - detto scherzosamente, in realtà *double digit* - sono stati comunque superiori ai nostri costi del capitale.

Andando avanti alla **slide n. 17**, sostanzialmente qui avete un bridge tra il 2016 e il 2017. Più o meno i fenomeni li ho già descritti: l'eolico ha beneficiato di una ripresa delle produzioni, di prezzi sono molto alti; l'idroelettrico, nonostante un fortissimo calo delle produzioni (parliamo del 14%), ha beneficiato di uno scenario particolarmente positivo al Centro-Nord, con una modulazione molto spinta. Tenete conto che la differenza tra il prezzo *peak* e il PUN è stato mediamente di 10 o addirittura 15 euro nel quarto trimestre, e l'impianto produce sempre quando i prezzi sono al massimo. Questo è il valore della programmabilità di quell'impianto: nonostante l'uscita dal regime Unità Essenziali, il termoelettrico è addirittura riuscito a fare meglio del 2016, grazie agli importantissimi margini di generazione, ma ricordiamo anche i certificati bianchi. Sono stati nominati prima: ci piacciono perché rendono l'impianto assimilabile ad un impianto rinnovabile, ma ci piacciono anche da un punto di vista finanziario, perché il valore di questi certificati è più che raddoppiato e noi - essendo forse il più grande produttore in Italia - abbiamo uno *stream* di ricavi che supera ormai i 30 milioni all'anno.

Andando avanti, la **slide n. 18** in realtà non aggiunge quasi nulla a ciò che vi ho accennato, ma la vorrei spiegare in particolare agli analisti che dicono “ci state dicendo che avete fatto efficienza sui costi, e vediamo che la corporate su base annuale è peggiorata di 3 milioni, e addirittura nel quarto trimestre a -10, contro -5”. Proverò a spiegarvi questo numero, ricordando che all'inizio del 2017 abbiamo lanciato un'importantissima riorganizzazione del Gruppo - la terza in 10 anni - in cui abbiamo accentrato tutta una serie di attività, che vanno dall'HR al Legal, al Controllo di gestione. Ma abbiamo accentrato anche attività più a valore aggiunto, come il *Procurement* e il *Business Development*. Ovviamente accentrare vuol dire far salire, far affluire nella corporate dei costi.

Questi costi sono stati ribaltati - ma meno, attraverso contratti di servizio *inter-company* - verso il business, e quindi questi 3-4 milioni di costi in più che ci troviamo, semplicemente per effetto dei contratti di servizio, di fatto sono una marginalità che poi si trova a livello di consolidato.

L'altro elemento è che ci sono stati degli elementi *one-off* nel quarto trimestre. Uno è banalmente legato all'andamento del titolo, perché abbiamo un *performance management* che è andato *in the money* negli ultimi 12 mesi, e quindi ha rettificato anche l'andamento del 2015 e del 2016. Questo è valso circa 2 milioni di euro, il che già spiega una buona parte.

In più, abbiamo avuto una serie di accantonamenti perché, come tutte le persone prudenti, l'anno di buon bilancio l'abbiamo utilizzato per fare tutta una serie di *provision* verso alcuni rischi, anche in maniera molto prudentiale. Questa è la motivazione.

Se togliessimo tutti gli elementi che vi ho appena detto e togliessimo il nuovo perimetro, (parchi in Germania e parchi in UK), al netto del perimetro ci sarebbe stata una riduzione di costi – questo è nei nostri *management accounts* – di circa 5 milioni di euro sul 2016. Il che vuol dire che la riorganizzazione - fatta con logiche di business - ha comunque avuto dei riflessi in termini di efficienza.

Vediamo la **slide n. 19** sugli investimenti: 94 milioni di investimenti, 40 milioni di M&A, 30 milioni per la finalizzazione del parco che abbiamo venduto ieri a Londra, circa 8 milioni di nuovi sviluppi tra mini-idro – non l'abbiamo mai pubblicizzata, ma è comunque un'attività estremamente interessante, che dopo vi verrà raccontata – e 4 milioni in investimenti di miglioramento delle nostre infrastrutture legate al CCGT (in particolare mi riferisco alle cosiddette RIU, Reti Interne di Utente). Sapete che questo impianto ha dei contratti di lunghissimo periodo verso la raffineria e verso il petrolchimico, che giustificano, se volete, la sua importantissima redditività: circa 10 milioni - lo potete prendere anche come una *proxy* per il futuro - sono gli investimenti di mantenimento.

Andiamo avanti con il conto economico, dettagliato nella tabella della **slide n. 20**. Molto rapidamente: l'EBITDA l'abbiamo già commentato, leggermente meno ammortamenti perché alcuni parchi - soprattutto i primi francesi - avevano una vita accelerata, e quindi sono andati a fine vita utile (dal punto di vista contabile), mentre dal punto di vista di cash flow continuano egregiamente a performare; minori oneri finanziari; un *tax rate* contenuto, in ulteriore riduzione rispetto al 2016 nonostante l'abbattimento della rendita ACE (dal 4,75% all'1,6%), più che compensato dalla riduzione dell'IRES dal 27,5% al 24%.

Ho già commentato l'utile netto: un risultato molto importante. Lo dico per chi poi andrà a leggere i bilanci con più profondità, e quindi in particolare agli analisti: questi sono i

valori cosiddetti *recurring*, in realtà i valori *reported* sono molto più alti, perché beneficiano di circa 100 milioni di euro di plusvalenza sulla vendita di TotalERG, a livello di consolidato, e di circa 50 milioni a livello di separato, dove il valore della partecipazione era - lo sapete tutti - più o meno intorno ai 200 milioni. Questo già al netto di tutta una serie di accantonamenti che abbiamo fatto, a protezione delle garanzie contrattuali che sono state date nell'ambito dell'operazione.

Veniamo al *cash flow*, rappresentato alla **slide n. 21**. È un *cash flow* molto importante: vedete che, prima della distribuzione dei dividendi ai nostri azionisti, prevalentemente per via ordinaria, ma anche includendo gli 85 milioni incassati come anticipo del prezzo (sotto forma di dividendo, o sotto forma di *advanced payment* da parte di API) per TotalERG, la Società ha generato circa 400 milioni di euro.

Con il pagamento dei dividendi, arriviamo a quel numero che vi ho detto all'inizio: un abbattimento, un *deleverage* netto di 325 milioni.

Qui non ho granché da dire, ma ne approfitto per commentare una riduzione importante degli oneri finanziari, che credo non sia sfuggita a nessuno: da 76 a 66 milioni. Solo una piccola parte (1/4) è dovuta alla minore riduzione dell'indebitamento netto nel corso dell'anno, che è stato di circa 250 milioni di euro in meno rispetto al 2016. La restante parte è dovuta al fatto che, attraverso operazioni di rifinanziamento, di ricontrattazione dei margini – ovviamente le banche che sono qui non gradiscono, ma poi alla fine ERG è un'allocazione di merito, e quindi comunque ci cercano – abbiamo ulteriormente ridotto il costo del debito, dal 3,4% al 3,2%; lo 0,2% sembra poco, ma su un debito lordo di 2 miliardi di euro capite che stiamo parlando di 4-5 milioni di euro. In più, abbiamo avuto una gestione abbastanza proficua del *cash management*, perché siamo una società anche molto liquida.

Direi che questi sono i commenti sul *cash flow*. Forse vale la pena ricordare, ma già lo sapete, che il 10 gennaio abbiamo fatto il *closing* di TotalERG, quindi quel giorno abbiamo incassato ulteriori 143 milioni di euro, che era il saldo del prezzo di API, più i lubrificanti che abbiamo venduto, con la nostra quota del 51%, al Gruppo Total.

Inoltre oggi abbiamo incassato i 108 milioni di euro che vi commenterò nella prossima chart, la **n. 22**. La premessa è che non avremmo voluto venderlo, ma quando abbiamo firmato i contratti con TCI (lo sviluppatore da cui abbiamo comprato questo progetto) non eravamo pronti a pagare un *goodwill*, perché il rischio - per noi, che eravamo responsabili di costruire questo parco - di non arrivare in tempo a prendere i ROC, era molto elevato, perché sostanzialmente avevamo fatto l'ordine delle macchine, con un anno di tempo per ordinarle, farle arrivare, costruirle e connetterle alla rete. Era un rischio troppo elevato, quindi abbiamo pagato un *goodwill* minimale rispetto a quello che esprimeva il mercato inglese; l'accordo prevedeva che, finita la costruzione, se l'impianto fosse stato accreditato con i ROC, noi avremmo avuto il diritto di fare un'offerta a TCI, per riconoscergli almeno una parte (i 2/3) di quel *goodwill* che non gli avevamo pagato all'inizio.

Ovviamente, siccome poi le valutazioni sono sempre una variabile che dipende dal soggetto che le fa, il terzo (TCI) aveva comunque la facoltà di valutare la nostra offerta interessante oppure no, visto il mercato. Non l'ha valutata interessante: forse ha fatto bene, perché alla fine è andata così. Noi siamo un operatore industriale, abbiamo una certa *value proposition* al mercato, una certa disciplina finanziaria, e quindi abbiamo,

evidentemente, dei ritorni attesi o dei tassi di sconto che sono decisamente superiori ad una società che è più una *yieldco*, un investitore infrastrutturale. Abbiamo deciso quindi di vendere, e in effetti poi, in un processo di gara rapidissimo – l'abbiamo attivato a fine dicembre e siamo qui oggi a dire che abbiamo già fatto il *closing* – abbiamo incassato, per 48MW 185 milioni di euro. Basta dividere questi due numeri per capire il valore che è stato attribuito a questo parco. Sostanzialmente l'alleanza prevedeva la cessione dell'autorizzazione e la nostra capacità di costruire, quindi in un anno di lavoro abbiamo portato a casa un *goodwill* di circa 30 milioni di euro e - avendone investiti 79 - alla fine era troppo interessante. Quei 108 milioni che incasseremo oggi, li reinvestiremo nel nostro piano.

Lascio adesso la parola all'Amministratore Delegato, che vi dirà come li andremo ad investire. Grazie.

*[Proiezione filmato]*

**Luca Bettonte:**

Buongiorno e benvenuti: anche da parte mia grazie di essere qui. Ringrazio Alessandro per le belle parole spese, non solo nei miei confronti, ma soprattutto nei confronti delle nostre persone di ERG, che sono state davvero le protagoniste di questo lungo cammino.

Credo sia facile per voi immaginare e comprendere come sia invece difficile per me ripartire e raccontarvi qualcosa di interessante, dopo aver ascoltato Alessandro e Paolo parlare di strabilianti trasformazioni e dividendi, risultati ben oltre le aspettative. Ci provo: partirei proprio da dove loro ci hanno lasciato.

La mia presentazione è sostanzialmente divisa in tre parti. Nella prima parte vi voglio parlare ancora un po' di ERG, perché è importante per noi essere ragionevolmente certi della vostra comprensione di quelle che sono le nostre leve di business, con le quali siamo convinti di poter portare a casa un piano industriale estremamente sfidante e importante, con il quale abbiamo annunciato 1,7 miliardi di investimenti, qualcosa di molto simile al 65% della capitalizzazione di Borsa.

La seconda parte è legata a come noi vediamo l'*Industry* e la sua evoluzione nell'eolico, nel solare, nelle rinnovabili, in Europa. Questo è un altro punto essenziale, e sta alla base della scelta e della motivazione per cui oggi siamo qui, a parlarvi di un piano industriale con un anno di anticipo.

Infine, l'ultima parte raggruppa le informazioni essenziali di come, dove e quando vogliamo andare, cosa vogliamo fare, dove vogliamo arrivare, cose che erano sintetizzate nel nostro comunicato stampa di questa mattina.

Partiamo da questa fotografia (v. **slide n. 24**). Questa la conosciamo bene e la conoscete anche voi: siamo noi oggi. Non mi dilungo su quanto grandi siamo (uno dei primi operatori europei nel settore), e dove siamo. Quando vedo questa foto, mi piace fare una battuta, guardando l'Italia: all'estero siamo impegnati solo sull'eolico, in Italia abbiamo quattro tecnologie, abbiamo il vento, l'acqua, il sole e il gas naturale. Mi piace dire, scherzando, che se voi poteste con una bacchetta magica rendere applicabili oggi tutte le normative europee e dei singoli Paesi, dal punto di vista della generazione l'Europa avrebbe una composizione molto simile a quella che noi di ERG abbiamo già

costruito: rinnovabili e gas, forse un po' di nucleare, ma questo è quello a cui l'Europa sta puntando. Noi in Italia l'abbiamo già costruito. Come vi ha fatto vedere Paolo, dà dei risultati economici estremamente soddisfacenti. In un anno in cui non c'era acqua e non c'era sole, abbiamo battuto tutte le aspettative. Questo è importante, perché ci conferma la bontà, la resilienza del nostro sistema e del nostro modello di business.

È proprio di questo modello che vi voglio parlare in questo momento: è fondamentale comprenderlo per poter capire e, mi auguro, apprezzare quello che abbiamo inserito come obiettivi e come sfide nel nostro piano industriale.

Una delle cose che noi diciamo sempre in ERG è che le persone sono chiave per il nostro successo (v. **slide n. 26**). Noi facciamo un lavoro simile a quello di molte altre aziende analoghe alla nostra, però abbiamo ottenuto - lo avete detto voi, investendo in ERG - dei risultati decisamente superiori a quelli dei nostri *peers* nel periodo di riferimento. Questo perché abbiamo una grande flessibilità, da un punto di vista organizzativo. Siamo passati attraverso tre riorganizzazioni profonde del Gruppo, in questi ultimi 5-6 anni. Lo abbiamo fatto per anticipare quelle che erano le sfide che ci volevamo prendere, e per anticipare l'acquisizione delle risorse umane - di qualità - che ci servivano per vincere le nostre sfide.

L'ultima è stata quella a cui abbiamo dato un marchio, "*One Company*", ben conosciuto in azienda, rappresentato nella **slide n. 27**. Siamo tornati verso un modello centralizzato di competenze, creando un'organizzazione molto semplice e lineare e, soprattutto, un'organizzazione veloce nell'agire. Noi crediamo che la velocità sia un elemento fondamentale per il nostro successo, che lo sia stato in passato e che lo sarà anche nel futuro, perché ERG opera in un settore dominato da grandi *utility*, da grandi *corporation*, a livello europeo e anche nazionale ma, allo stesso tempo, popolato da audaci e veloci piccole realtà di sviluppatori, che hanno un ruolo molto importante nella crescita dell'eolico. Essere veloci per noi, quindi, è fondamentale.

Chiuso il percorso di trasformazione, e ritornati su un modello di business chiaro, che ha come unico core business la produzione e la vendita di energia elettrica – fino a poco tempo fa avevamo l'Oil e una raffineria – oggi è univoca la missione di business di ERG, quindi siamo tornati ad un modello estremamente semplice, lineare, che qui vi ho rappresentato, per essere veloci nelle decisioni e veloci nell'*execution*. Ci abbiamo messo tre mesi a vendere un parco eolico in Inghilterra, con un tasso di ritorno – il CFO non l'ha voluto dire, ma lo dico io – intorno al 45%, in 18 mesi. Abbiamo dimostrato anche a noi stessi la capacità che abbiamo di costruire, perché ovviamente non è solo per il vento o per i certificati verdi irlandesi che l'hanno pagato così tanto, ma per la grandissima qualità degli impianti che abbiamo messo in piedi in Irlanda del Nord.

Un'organizzazione, quindi, semplice e veloce, alla quale abbiamo allocato in modo univoco, senza sovrapposizioni, le leve di business operative, di *corporate*, su cui basiamo l'attività di tutti i giorni, e che ci rendono molto sereni sul fatto di raggiungere gli obiettivi del piano.

Nelle colonne della **slide n. 28** ci sono le funzioni aziendali che riportano direttamente al sottoscritto. L'avete visto nella slide precedente: nelle righe ci sono le leve di business che i miei colleghi agiscono tutti i giorni... come vedete, chiaramente distribuite, senza sovrapposizioni. Da noi dunque tutti sanno bene non solo cosa devono fare, ma come devono farlo e, soprattutto con chi devono collaborare. Il nostro modello organizzativo, il modello di funzionamento, la sua velocità e la qualità delle persone sono una delle leve chiave di successo di ERG. Lo sono state nel passato, e lo saranno nel futuro. Sul

passato non mi dilungo: ha fatto vedere Alessandro quanto possa essere vera questa mia affermazione.

L'altro elemento chiave, per un Gruppo che vuole avere successo nel business – anche questa è una cosa che mi avete sentito dire spesso, e continuerò a ripeterla – è la qualità delle cose che si fanno: velocità e qualità.

Cosa vuol dire “qualità” per un operatore industriale come noi? Lo vediamo alla **slide n. 30**: “qualità” vuol dire innanzitutto efficienza operativa. In questi anni abbiamo costruito, terminato di costruire ed operiamo un sistema molto efficiente per la gestione diretta, internalizzata, di tutta la nostra flotta di produzione in Italia: TCM, *Technical commercial services, operation and maintenance*, centri operativi dislocati in Italia ma, come vedete, centri operativi dislocati anche all'estero. Tutto questo ci ha consentito, investendo in tecnologia, in sistemi informatici, in sensoristica, di sviluppare un *know-how* nostro, fondamentale, che ci ha consentito non solo di raggiungere i risultati che avete visto prima, ma che è fondamentale per lo sviluppo di questo piano industriale... e lo vedremo successivamente.

Un sistema che ci ha consentito di essere *best in class* nella gestione operativa. Nella **slide n. 31** vi ho riportato alcune semplici informazioni. Il controllo dei costi - in questo confronto vedete come sarebbero stati i nostri costi se non avessimo internalizzato (la riga blu che sale), funzionali ad attività di benchmark che abbiamo fatto fare ad un terzo indipendente, con riferimento a quali sarebbero stati i costi per mantenere una flotta come la nostra, che invecchia nel tempo, anzi, che invecchiava nel tempo, e poi vi spiego perché. Inoltre, abbiamo un indice di disponibilità prossimo al 100%, ma non disponibilità delle macchine in termini assoluti, bensì disponibilità delle macchine quando soffia il vento. A me non interessa avere una pala eolica che può funzionare quando non c'è vento: quando non c'è vento facciamo manutenzione.

Inoltre, l'internalizzazione: le barre vi fanno vedere il progressivo avanzare dell'internalizzazione della gestione della flotta eolica. L'Italia di fatto è tutta in casa, ed entro il 2019 la metà dei parchi eolici installati all'estero sarà gestita in modo autonomo da ERG.

Ma non ci siamo fermati qui. Abbiamo introdotto, stiamo introducendo, siamo molto avanti nell'introduzione di questo sistema di *Condition Based Maintenance*, descritto nella **slide n. 32**. Questo è molto importante: introduciamo sensoristica avanzata in modo importante nelle nostre macchine, al fine di monitorare e intervenire in modo non preventivo, ma predittivo, con riferimento alle criticità che gli impianti meccanici presentano. Questo ci consente di intervenire prima che le macchine si rompano, di intervenire su componenti più piccole e non grandi, di evitare quindi di prendere le navicelle e di portarle a terra, ma lavorando invece direttamente in quota, con interventi rapidi, veloci e mirati. Questo ha un'enorme importanza per noi, perché ci consente di estendere la vita utile dei nostri parchi.

Contabilmente ammortizziamo in circa vent'anni, ma la vita vera di questi impianti va dai 25 ai 30 anni, più verso i 30 che non verso i 25. Questo perché, con questi sistemi che noi abbiamo – provo a sintetizzarlo con un concetto un po' ardito, se volete – quello che io vedo è che le turbine eoliche stanno diventando come le turbine degli aerei a reazione: sono sempre nuove, con queste attività e con questi interventi. Questo allunga la vita utile, e quindi il valore dei nostri asset.

Credo che cominciate a capire un po' meglio, adesso, che cosa vogliamo dire il *Repowering* e i 400 milioni di investimenti che abbiamo messo lì. Comunque poi ci arriveremo.

Chiaramente questo non basta, perché bisogna anche saper vendere l'energia elettrica. Prima Paolo ha accennato al grande contributo dell'*Energy Management* nei nostri risultati: siamo nell'interno di 40-50 milioni di EBITDA all'anno, che derivano semplicemente da come vendiamo energia. Abbiamo un *Energy Management* estremamente sofisticato (v. **slide n. 33**), dal punto di vista dell'informatica e dal punto di vista del controllo dei rischi; un *Energy Management* che può contare su delle produzioni, degli acquisti e delle vendite che portano il nostro gestito fra i 10 e i 12TWh all'anno. Ma soprattutto può contare su una complementarietà delle nostre fonti di energia, di generazione zonale (nord, sud e centro, siamo ovunque), stagionale (vento, acqua, sole) e ben bilanciato fra fonti programmabili (acqua e gas, decisamente programmabili) e non programmabili. I risultati che otteniamo con il sistema integrato idroelettrico di Terni – lo ricordo: abbiamo più di 160km di fiumi e di tunnel, che collegano dighe e centrali di produzione – sono molto ben programmabili, e di solito – diciamo così per scaramanzia – prendono il prezzo zonale più alto. Inoltre, tale sistema partecipa all'MSD con grande redditività.

Il gas ci dà equilibrio, il vento è imprevedibile (sempre meno, perché si sofisticano sempre di più i sistemi produttivi), e il solare ci dà ulteriore equilibrio: non è prevedibile, ma molto più programmabile dell'eolico, perché l'esposizione al sole è più facilmente calcolabile.

Questi sono gli elementi chiave che stanno dietro la slide iniziale n. 24, quella con la fotografia dell'Europa, dove ci sono le nostre aree di business, il nostro *know-how* proprietario, che sono fondamentali per raggiungere i risultati di piano.

Vengo alla seconda parte della mia presentazione, che riguarda l'evoluzione dell'*Industry* in cui noi operiamo. Ci sono stati, e sono tuttora in corso, dei cambiamenti fondamentali nell'*Industry* delle rinnovabili, sia in ambito regolatorio sia a livello industriale. Li vedremo con maggiore dettaglio, ma è proprio per questo cambiamento - di cui ci siamo resi conto chiaramente agli inizi del 2017 - che poi abbiamo deciso di anticipare di un anno la presentazione del piano. E sono così forti e così importanti da costituire il vero motivo per cui oggi siamo qui a presentarvi una nuova proposta per una ERG diversa nel futuro.

Partiamo da un cambiamento che dà una conferma. C'è stato un grande dibattito, nel 2016, e poi nel 2017: spartiacque è il 1° gennaio 2017, perché chiaramente sono cambiati i sistemi di remunerazione dell'energia venduta dall'eolico e dal solare in tutta Europa.

La **slide n. 35** ci dà comunque una conferma sui trend di crescita delle rinnovabili. Io parlo di Europa, siamo in Europa e quindi le mie parole sono rivolte al nostro continente: ci confermano la crescita delle rinnovabili, ci confermano la decrescita del carbone, ci confermano un ruolo a supporto principalmente per quanto riguarda il gas naturale. Questo ci viene confermato ulteriormente a livello regolatorio. Il *Clean Energy Package* dell'Unione europea spinge sulla decarbonizzazione, sull'aumento del prezzo della CO<sub>2</sub>, sulla semplificazione del *permitting*, e pone degli obiettivi di raggiungimento di sviluppo

delle rinnovabili, al 2030, estremamente importanti, che i Paesi membri stanno declinando, e che vorranno declinare nei loro piani energetici entro la metà del 2019.

L'abbiamo visto nella riforma dell'ETS, il sistema delle quote di CO<sub>2</sub>: se ci avete fatto caso, il prezzo della CO<sub>2</sub> sta crescendo in modo importante negli ultimi tempi, e non è casuale, dopo anni di stabilità o di declino. Questo chiaramente favorisce le rinnovabili, perché sfavorisce i produttori che usano combustibili fossili, in particolare il carbone. Poi il *capacity market*, introdotto a livello europeo, introdotto in via definitiva in Italia, che dice molto bene agli operatori del gas qual è e quale dovrà essere il loro ruolo; per cui lo sviluppo è nelle rinnovabili.

L'altro elemento importante riferito all'evoluzione dell'*Industry* è fotografato nella **slide n. 36**. A sinistra l'Europa è colorata d'azzurro, e significa che tutti i Paesi europei sono passati a sistemi di aste competitive al ribasso per attribuire il diritto di costruire nuova capacità nelle RES, eolico o solare che sia. Aste competitive al ribasso vuol dire che per ottenere il diritto di costruire bisogna offrire un prezzo competitivo di vendita dell'energia ma, per poterlo fare, bisogna naturalmente avere competenze nella modalità di generazione e nella modalità di cessione dell'energia elettrica, quindi bisogna essere competitivi sul lato della produzione.

La parte destra della chart non l'abbiamo fatta noi di ERG, l'hanno fatta gli esperti di Bloomberg, e ci dice che l'LCOE - il *Levelized Cost of Energy* (o *Electricity*, che dir si voglia) - per quanto riguarda il solare e l'eolico scende con grande decisione, e oggi si confronta, vincendo, anche con le altre tecnologie di produzione, in particolare il gas. È su questo indicatore che si giocherà la partita della crescita nei prossimi anni in Europa.

Vediamo un po' più da vicino questo indicatore. Qui vi abbiamo rappresentato, nella parte sinistra della **slide n. 37**, i componenti dell'LCOE, che sono gli elementi chiave di un produttore di energia da fonti rinnovabili. È fatto di CAPEX, quindi investimenti per costruire, a cui abbiamo associato anche un *goodwill*. Il *goodwill* è molto importante, perché è la parte che va a remunerare lo sviluppatore. Avete visto la plusvalenza che abbiamo fatto con i signori con cui abbiamo lavorato in Inghilterra: quella plusvalenza è *goodwill*. Il compratore ha pagato la capacità di ottenere il diritto di costruire. Questo è un elemento molto importante nel nostro piano industriale.

E poi le OPEX, quindi la gestione operativa degli asset, non solo per il risparmio di costi, ma per la disponibilità tecnica.

Salto l'azzurro, lo commenterò alla fine.

C'è la performance intesa come disponibilità delle macchine, quindi essere pronti a produrre quando soffia il vento, e la disponibilità di siti eolici ventosi.

Da ultimo, il tasso di ritorno che un investitore chiede.

In questo senso è chiaro che fra diversi operatori questo valore di LCOE può variare molto, come abbiamo rappresentato qualitativamente nella parte destra della chart: più si riducono le CAPEX, meno *goodwill* si paga, più si è efficienti nell'ambito della gestione operativa, più si è capaci nella gestione degli asset per la loro producibilità e produzione, e più si è in grado di essere competitivi, di abbassare questo costo, e di vincere la competizione, sia che si vada a partecipare a delle aste per aggiudicarsi della capacità nuova, sia che si vada a vendere l'energia sul mercato libero.

In questo senso abbiamo fatto un esercizio: nella **slide n. 38** abbiamo classificato le varie tipologie di operatori che popolano l'*Industry*, in funzione della loro composizione dell'LCOE, dal punto di vista qualitativo.

Vediamo gli estremi: se andiamo a sinistra ci sono gli operatori finanziari, i *player* finanziari, soggetti e fondi che non hanno capacità industriale, i quali presentano le loro LCOE, CAPEX elevate, pagano *goodwill* (l'abbiamo visto prima), hanno OPEX mediamente alte, perché sono contrattualizzate con servizi da parte di terzi, un'*availability* bassa, perché anche questa è gestita da terzi. Ma perché hanno dominato la scena fino al 2016? Perché nel 2016 la competizione non c'era. Fino al 2016 tutti i sistemi di remunerazione dell'energia venduta erano fissati dall'alto, con gli incentivi, quindi tutta la catena del valore sottostante si adeguava, e la competizione era solo sul ritorno del capitale investito. I fondi erano efficienti solo lì perché - specialmente i fondi pensione e i fondi infrastrutturali - devono fare offerte, come ha fatto Greencoat su Brockaghboy, che abbiamo venduto. Erano competitivi, sono lì. Sono finiti gli incentivi e loro hanno perso la loro capacità competitiva.

Chi dominerà oggi, e in futuro, il mercato, sarà l'operatore che abbiamo identificato come *top performant*, quello che riesce a contrarre le CAPEX, ad avere una struttura di generazione di opportunità di investimento autonoma, senza dover riconoscere *goodwill* o solo una parte di *goodwill* ad uno sviluppatore, che ha efficienza operativa massima sia come OPEX, sia come - nel box verde scuro - alta deducibilità e disponibilità tecnica, ed è in grado di avere i migliori siti in termini di ventosità. Questa è la sfida dell'industria nel futuro. Lì potete comprendere chiaramente dove si trova ERG e il percorso che ERG sta facendo, come piattaforma industriale di sviluppo.

Queste due grandi consapevolezze messe assieme - la nostra forza organizzativa di *know-how* industriale e l'evoluzione competitiva che sta avendo il mercato - ci hanno portato a riflettere, in modo molto approfondito, per sviluppare un piano industriale che sia coerente con le nostre capacità distintive, che ci stanno portando, molto più velocemente di quel grafico - ma ci conoscete: noi di ERG siamo prudenti sempre - verso una struttura industriale da *top performer*. La vedremo chiaramente quando poi parlerò di *Repowering*.

La terza parte: vediamo i nostri obiettivi di piano. Qualitativamente che cosa vogliamo fare?

Nella **slide n. 40**, a sinistra c'è quello che siamo oggi (e direi che non è il caso di commentare ulteriormente), a destra c'è dove vogliamo andare, in termini di Paesi, tecnologie e modalità.

I Paesi: vogliamo continuare a crescere nei Paesi dove siamo già presenti nell'eolico, principalmente la Germania, la Francia e l'Inghilterra. Siamo interessati a crescere anche nel solare in Italia, mentre le attività di O&M ce le teniamo per noi. Abbiamo studiato e approfondito la possibilità di fare servizi per terzi, ma la redditività non è così entusiasmante: è un mercato estremamente parcellizzato e competitivo e ci siamo resi conto che è meglio impiegare le nostre risorse per ottimizzare la gestione dei nostri impianti, anche in funzione della grande crescita che abbiamo programmato, e che ci darà ancora più efficienza.

Perché questi Paesi? Perché Francia e Germania hanno chiaramente dato delle indicazioni precise sulla loro volontà di crescere nelle rinnovabili. Nei prossimi tre-cinque

anni ci sono dei percorsi d'asta estremamente importanti, quindi c'è un grande spazio di crescita. Parliamo di migliaia di megawatt messi a disposizione degli operatori, ma il messaggio importante, con le aste, che questi Paesi stanno dicendo è “non ci sarà competizione fra diverse forme di fonti di energia: abbiamo deciso di voler crescere nell'eolico e nel solare, quindi gli operatori del settore si sfidano fra di loro su quei parametri di LCOE, per accaparrarsi i megawatt, tramite aste competitive” – e questo avverrà anche in Italia, perché sappiamo che la bozza di decreto sulle FER parla di aste di circa 2.000MW all'anno, con un prezzo d'asta all'ingresso di 70€/MWh, così dicono i più informati. Una competizione che per noi è l'ideale, per come siamo strutturati oggi.

Lo vogliamo fare attraverso accordi di *Co-development*, per poi spingerci sempre di più verso *Greenfield*. Il *Co-development* vuol dire fare degli accordi con gli sviluppatori, ai quali ovviamente siamo disposti a riconoscere e a remunerare una parte del loro lavoro (il famoso *goodwill* di prima), ma stiamo puntando e finalizzando la costruzione di organizzazioni indipendenti in questi Paesi, che possano avere la possibilità di costruire opzioni di partecipazione alle gare, senza dover riconoscere *goodwill* a nessuno: con un significativo incremento della marginalità e del ritorno sull'investimento.

Useremo il nostro M&A, sempre in Germania, in Francia e in Italia sul solare.

Dove vogliamo andare? Che risultati vogliamo raggiungere? Li avete letti nel comunicato stampa, e nella **slide n. 41** vedete la nostra proposta a cinque anni: partiamo da 2.774MW post-cessione di Brockaghboy e riteniamo di salire a 3.600MW o qualcosa di più nei prossimi anni, con una crescita del 30%, attraverso tre canali di sviluppo: l'M&A (+250MW), il *Repowering* (+260MW) e *Greenfield* e *Co-development* all'estero (+350MW). 850MW che, se rappresentano il 30% della potenza attualmente esistente, rappresentano il 50% se li rapportiamo alla nostra potenza installata solo nel solare e nel wind.

All'estero (v. **slide n. 43**): sviluppo *Greenfield* e *Co-development*. L'ho già anticipato: i Paesi dove vogliamo andare sono Francia, Inghilterra e Germania, Paesi che hanno dei target di rinnovabili estremamente chiari e precisi su cui si sono impegnati, e con una regolamentazione già funzionante, oppure dove ci sono dei mercati liberi, e la competizione è *fair*. Qui parlo del Regno Unito: in Regno Unito non ci sono sistemi incentivanti, non ci sono sistemi d'asta, ma ci sono delle ventosità spaventose - in Scozia e in Irlanda - che rendono assolutamente interessante investire in quell'area. È uno dei Paesi che a me piacciono di più, perché ci possiamo misurare sulle nostre capacità industriali, completamente. Sono Paesi che hanno un contesto politico stabile e solido a favore delle rinnovabili, grandi disponibilità di vento, chiari meccanismi di remunerazione – l'Inghilterra è la più evoluta in termini di PPA, *Power Purchase Agreement* – e lì ci misureremo attraverso quei meccanismi che ho appena illustrato.

Come sarà fatta la nostra crescita e come abbiamo identificato questi 350MW? Vediamo la **slide n. 44**: siamo partiti da una pipeline di 1.300MW, l'abbiamo analizzata, sezionata e abbiamo estrapolato 800MW che hanno una percentuale di *success rate* estremamente elevata. Da questi abbiamo estratto 350MW, che abbiamo messo a piano, con un investimento previsto di circa 450 milioni di euro.

Due sono le cose importanti da dire. La prima è che, come vedete, il 70% è già *Greenfield* e solo il 30% è *Co-development*. La seconda è che il 40% di questa crescita, di questi volumi, è già secured, nelle nostre mani. Stiamo lavorando, sono autorizzati, li

portiamo avanti e li stiamo costruendo. Vi ho anche riportato i nomi e i Paesi di dove sono questi 140MW. Al tempo T=0 abbiamo già assicurato un 40% di sviluppo all'estero, ma naturalmente siamo ben convinti di fare i 350MW e forse anche di più.

Adesso il *Repowering* e il *Reblading*, cominciamo a parlare di questo percorso di crescita. Chi ci conosce sa che ci stiamo lavorando dal 2015, quando per primi abbiamo iniziato a lanciare, sondare e testare dei prototipi industriali sulle nostre pale eoliche, per misurare la disponibilità tecnica e tecnologica per poter fare questi interventi di *Repowering* e *Reblading*, e oggi siamo qui a presentarvi concretamente un percorso di investimento in questa attività. Molti ne parlano, ma credo siamo i primi a mettere a terra un piano di investimenti chiaro nelle dimensioni, nei tempi e nei rendimenti.

Cosa vuol dire *Repowering* (v. **slide n. 46**)? Vuol dire sostituire vecchi aerogeneratori con potenza inferiore a 1MW con aerogeneratori di nuova produzione dalla potenza di 3-4MW, riducendo di oltre la metà le torri, aumentando in modo esponenziale la produzione e la potenza, ma senza occupare ulteriore terreno.

*Reblading* significa sostituire solamente le pale eoliche, mantenendo inalterata la torre, con un significativo incremento di produzione, perché le pale eoliche di 10 anni fa sono molto meno performanti delle pale eoliche di ultima generazione.

Potrei dirvi che ci è venuto in mente perché ci scadono gli incentivi, io invece vi dico che al *Repowering* stavamo pensando da un paio di anni, e oggi sono maturate le condizioni per poterlo fare: il grande salto tecnologico di cui vi ho detto, la nostra comprovata capacità di costruire e di gestire autonomamente, con delle performance di risultato estremamente importanti, la nostra flotta di produzione e la maggiore vita utile che, con ciò, stiamo concedendo ai nostri impianti.

Ma sono maturate le condizioni anche da un punto di vista regolatorio, descritte nella **slide n. 47**. Le SEN (Strategia Energetica Nazionale) è molto chiara nell'attribuire al *Repowering* un ruolo fondamentale per raggiungere gli obiettivi che l'Italia si è data con riferimento alla produzione di energia da fonti rinnovabili. La SEN spinge in modo chiaro verso la decarbonizzazione, favorisce il *Repowering* e il *Reblading* attraverso una semplificazione autorizzativa, e spinge verso l'introduzione dei PPA; inoltre, prevede la possibilità di supporti agli investimenti attraverso meccanismi diversi da quelli tipici del settore fino al 2016. Si parla di agevolazioni fiscali o contributi all'investimento, ma per ora li accantoniamo, non ne voglio parlare.

L'altro elemento importante relativo a questa evoluzione normativa è stato l'emanazione - da parte del GSE, a dicembre di quest'anno - di una regolamentazione relativa alle manutenzioni dei parchi eolici, in cui il GSE concede la possibilità di fare ammodernamenti senza aumento di potenza – leggete quello che noi chiamiamo in gergo *Reblading* – o ammodernamenti con aumento di potenza, anche su parchi eolici che hanno gli incentivi, senza perdere gli incentivi. Semplicemente con l'introduzione di un *cap* sull'energia incentivata, che è il maggiore fra un calcolo determinato dal GSE sulla base di produzioni standard e la massima produzione fatta negli anni precedenti a questi interventi, da parte del parco eolico; quindi una situazione decisamente *win-win*.

Cambiamento tecnologico, evoluzione normativa ed evoluzione della competizione oggi ci dicono che siamo pronti: è arrivato il momento di fare il *Repowering* e il *Reblading* della nostra flotta.

Quando abbiamo cominciato a studiare tutto ciò, all'inizio, due anni fa, pensavamo di fare un'analisi solo su alcuni parchi, ma l'evoluzione che c'è stata – e che vi ho appena raccontato – ci ha portato, invece, a lavorare su tutti i 1.092MW che abbiamo in Italia, che abbiamo clusterizzato e identificato, pronti per essere oggetto di intervento di *Repowering* o di *Reblading*.

Nella **slide n. 48**, il cerchio più piccolo rappresenta i megawatt che abbiamo oggi nel nostro piano industriale: 153MW oggetto di *Repowering*, e 64MW oggetto di *Reblading*. Abbiamo scelto queste dimensioni e questi parchi sulla base del fatto che, per quanto riguarda il *Repowering*, fanno parte dei parchi per i quali è terminato il meccanismo incentivante. Vedete nel grafico ad istogrammi i megawatt che escono dall'incentivo nei vari anni, per noi. Hanno una tecnologia inferiore a 1MW, quindi pale eoliche di potenza 0,6-0,8MW (quelle fatte con i tralicci dell'alta tensione per intenderci, tecnologia di 10 anni fa e oltre), hanno un *success rate* molto alto, in termini autorizzativi e di connessione. È evidente che abbiamo già parlato con le autorità nelle sei regioni dove andremo a fare questi interventi, abbiamo già avuto modo di confrontarci con Terna sulla possibilità di agganciarli alla rete, ed i risultati sono decisamente positivi e incoraggianti. Abbiamo poi, naturalmente, fatto una valutazione basata sul ritorno dell'investimento, e stiamo parlando di ritorni *double digit*.

Abbiamo poi identificato - in quanto parchi che comunque hanno l'incentivo ma, grazie alla normativa GSE possono essere lavorati - 64MW che saranno oggetto di *Reblading*, ovverosia togliamo le tre pale che hanno, e ne mettiamo tre di una tecnologia migliore, più recente.

Non ci fermiamo qui però, perché questo è quello che abbiamo inserito a piano, in funzione degli investimenti e dei ritorni, ma noi lavoreremo su 500MW – qui parlo del secondo cerchio, azzurro chiaro, andando dal basso verso l'alto – che sono, o per capacità di ottenimento delle autorizzazioni, o per tasso di ritorno sull'investimento, *eligible* per essere repowerati (passatemi il termine). Rappresentano una *pipeline* estremamente interessante per noi.

In più, lavoreremo anche su altri 300MW che sono non adatti al *Repowering* – perché parliamo di torri o di WTG con una potenza da 2MW in su - ma sono assolutamente idonei (abbiamo stimato in 18 mesi) per il *Reblading*, quindi per la sostituzione delle pale e per far incrementare la generazione quasi del 20%.

Facendo la differenza fra 1.092MW e 800MW, rimangono fuori circa 300MW sui quali oggi non lavoreremo, semplicemente perché sono macchine di ultima generazione e hanno gli incentivi che scadono ben oltre l'orizzonte di piano. Ma sicuramente verrà anche per loro, prima o poi, il momento di essere "attenzionati".

Vediamo nella **slide n. 49** cosa vuol dire, in termini quantitativi. Qui chiaramente vi parlo solo dei 153MW: vuol dire passare da 153MW a 410MW di potenza sullo stesso territorio, ma portando a casa una ventosità superiore, perché le macchine sono di

altezza superiore. Vuol dire quadruplicare la produzione, da 277GWh a 1 TWh; vuol dire ridurre della metà il numero di pale eoliche, più moderne, più facilmente gestibili, partono prima, con riferimento al vento di cui hanno bisogno per iniziare a produrre, e chiaramente sono più facilmente gestibili con i nostri sistemi di sensoristica avanzata e di manutenzione predittiva.

Nella **slide n. 50** vediamo invece cosa vuol dire *Reblading*: vuol dire sostituire le pale eoliche. Chiaramente la potenza non cambia: 64MW. Quella che cambia è invece la produzione: da 138GWh a 160GWh, quindi +16%.

Lavoriamo su 98 macchine, il *Reblading* ha un percorso autorizzativo estremamente più semplificato rispetto al *Repowering* e contiamo, nel giro di 14-18 mesi, di aver già finito questi investimenti, che ci danno la possibilità di aumentare mediamente del 16% la produzione, continuando a beneficiare degli incentivi.

Come vi ho detto, stiamo lavorando su tutti i 500MW. Vi ho riportato alla **slide n. 51**, banalmente una nostra carta di lavoro interna, che vi fa vedere i cronoprogrammi già definiti per ognuno dei parchi eolici. Con riferimento alla parte in verde - quella che abbiamo messo a piano - come vedete stiamo parlando di 4 parchi per il *Reblading* e di 6 parchi per il *Repowering*, ma lavoreremo anche sulla parte degli altri 300, perché noi li vogliamo autorizzare tutti, perché rappresentano una *pipeline* per noi estremamente interessante, che può andare al di là del piano, come teoria di investimento, ma che, chiaramente, può anche rappresentare un meccanismo di accelerazione e di aumento degli investimenti stessi.

Conseguentemente alla natura specifica di questo progetto, lo sviluppo delle CAPEX è di 418 milioni di euro: nella **slide n. 52** abbiamo riportato le varie fasi autorizzative, e lo sviluppo delle CAPEX è figlio principalmente della nostra previsione per l'ottenimento delle autorizzazioni. Si tratta fondamentalmente della cosiddetta VIA nazionale a livello di Ministero dello Sviluppo Economico - per quanto concerne i parchi con più di 30MW - e della VIA regionale e della AU per tutti gli altri. Siamo abbastanza confidenti che i 24 mesi siano un tempo più che ragionevole, il che significa che potremmo anche accelerare; ma per il momento lasciate che vi proponiamo uno sviluppo di CAPEX figlio di una prudente stima nell'ottenimento delle autorizzazioni. Una volta ottenute, per noi sarà relativamente facile costruire e sostituire questi parchi eolici. Credo che la nostra capacità industriale di costruttori in tutta Europa ormai sia assolutamente riconosciuta.

418 milioni di euro di investimenti, ritorno *double digit*, rinnovo della flotta, solo 153MW, ne abbiamo 500 a disposizione e poi 800, e poi gli altri, che in questo momento non sono un tema perché, come ripeto, gli ultimi 300MW sono tecnologia recente e ricevono incentivi di lungo periodo.

Infine, l'ultima modalità di crescita: l'M&A (v. **slide n. 54**). Non credo di dovervi dire molto di più rispetto a quanto potete leggere nella chart: conoscete molto bene il nostro track record. Nella parte sinistra potete vedere quello che abbiamo fatto negli ultimi cinque anni: mediamente abbiamo investito 500 milioni di euro all'anno. Quello che prevediamo nel piano sono 687 milioni, ma di cui 337 sono già stati spesi nell'acquisizione di ForVEI, per cui di fatto stiamo ipotizzando una crescita in termini di CAPEX di ulteriori 350 milioni di euro, di cui una parte dedicata ai 100MW nell'eolico e

una parte dedicata ai 60MW in più nel solare. I 150MW del solare in questa chart includono già ForVEI.

È un modo di crescere a cui non vogliamo rinunciare, perché lo sappiamo fare molto bene, come avete visto in questi anni, perché ci consente di fare accelerazioni importanti (specialmente in Francia e in Germania), perché spesso - attaccate a dei *deal* di cessione di asset già operativi - ci sono delle *pipeline* interessanti. Inoltre, tramite questo vogliamo anche provare a completare la nostra presenza nel solare in Italia. Questi 350 milioni nei prossimi due o tre anni rappresentano mediamente 120-150 milioni di euro all'anno, ben al di sotto delle nostre tradizionali capacità di investimento attraverso l'M&A.

Riassumendo, così è come si presenta la nostra crescita, in un'unica chart (la **n. 56**), raggruppando le tre modalità di sviluppo. Puntiamo a 2.900MW per il 2018, puntiamo a 3.600MW alla fine del piano, suddivisi in quelle tecnologie e in quei Paesi. Credo che la cosa importante da sottolineare è che oggi siamo al primo giorno di piano, di questi 850MW ben il 60% è già stato decisamente identificato, e ritengo sia nelle nostre corde per essere sviluppato. Avere già il giorno in cui si parte una solida base di partenza - pari al 60% di una crescita sui cinque anni - credo dia a tutti noi di ERG un grande conforto.

Naturalmente questa è una crescita basata sui nuovi parametri competitivi, di cui dicevo prima, quindi il profilo di remunerazione delle nostre *revenues* cambia e - ancorché manteniamo fino alla durata di questo piano un 40% della nostra produzione ancora incentivata - è chiaro che la parte non incentivata tende a crescere (v. **slide n. 57**). Ma noi siamo molto sereni, da questo punto di vista, nella misura in cui è una sana crescita industriale, di un operatore industriale che si misura con un mercato finalmente competitivo.

Tutto ciò ci permette, quindi, di rafforzare ulteriormente la nostra struttura qualitativa e quantitativa del portafoglio di generazione e di vendita. Ritorno a quella fotografia dell'*Energy Management* (v. **slide n. 58**), per noi molto importante, molto ben bilanciata ancora di più in Italia e con una crescita, in termini di produzione e vendita di energia elettrica, da 7TWh del 2017 a 10TWh di produzione, salendo con l'attività di *hedging* e di vendita a 15TWh. Una crescita decisamente importante, ma con un *Energy Management* assolutamente in grado di gestire questi volumi.

Tradotto in numeri economici e finanziari, nella **slide n. 60** trovate la crescita dell'EBITDA. Partiamo dall'EBITDA di quest'anno (472 milioni), e ipotizziamo di avere una crescita, a fine piano, di quasi il 20%, passando attraverso 500 milioni nel 2020, con una guidance, per il 2018, di 475 milioni di euro.

È una crescita dell'EBITDA che va letta con attenzione, e lo potete vedere nella parte destra della chart, perché abbiamo una perdita di redditività dovuta all'uscita dagli incentivi dei nostri parchi eolici, e al venir meno, alla fine, della capacità di produrre certificati bianchi, per ora, da parte del CCGT, che finiscono nel 2020. Questo, naturalmente, ci fa perdere circa un'ottantina di milioni di euro nell'arco di piano, che però andiamo più che a recuperare con la crescita che abbiamo ipotizzato.

La lettura che mi piace dare di questa chart, in particolare nel bridge fra il 2017 e il 2022, è che la parte grigia – l'abbiamo fatta grigia come avevamo fatto grigio anche l'Oil – vede la fine di un'*Industry*, ineludibile e inevitabile, un'evoluzione che conosciamo tutti bene e che prima o poi toccherà tutti gli operatori, a cui noi stiamo rispondendo con una crescita superiore, ma molto più nel nostro controllo, perché è basata su quelle leve operative e sul *know-how* che abbiamo sviluppato in questi anni, che sono la rappresentazione chiara e lineare di un sano operatore industriale a livello europeo. Non dipendiamo più da leggi e normative di incentivi, ma ci giochiamo una partita nel campo della competitività e - come vi ho detto all'inizio - siamo sicuri di avere tutto per riuscire a competere nel migliore dei modi.

Le nostre CAPEX sono suddivise per anno nella **slide n. 61**: anche queste danno un'indicazione chiara dell'evoluzione del nostro Gruppo perché, come vedete, la parte organica - sia essa *Greenfield* e *Co-development* all'estero, sia essa *Repowering* e *Reblading* - prende sempre di più il posto dell'M&A, che continuiamo ad usare in modo opportunistico e tattico nei prossimi anni anche se, come vi ho detto, questo *switch* potrebbe anche essere più veloce, nella misura in cui siamo stati un po' troppo prudenti nel determinare in 24 mesi il periodo per ottenere l'autorizzazione a fare *Repowering* e *Reblading*. Più che altro il *Repowering*, perché - come vi ho detto - il *Reblading* lo facciamo già nel 2018.

Ovviamente è un piano industriale estremamente ambizioso dal punto di vista industriale, ma lo è anche da un punto di vista finanziario. Come rappresentato nella **slide n. 62**, dobbiamo sostenere finanziariamente questa crescita. Come vi ho detto all'inizio, parliamo di investimenti che sono nell'ordine del 65% della *market cap*: quella di ieri, perlomeno, non so oggi come è andata a finire. Ovviamente queste nostre modalità di finanziamento saranno coerenti con il naturale venire a scadenza dei finanziamenti che oggi abbiamo, ma anche con l'arrivo dei nuovi investimenti, che hanno però dei profili di rischio diversi da quelli esistenti, e possono essere meno inclini ad essere finanziati attraverso un *project financing*. Ecco perché punteremo sempre più sul *debt capital market*. Abbiamo già debuttato l'anno scorso con 100 milioni di euro di bond, e continueremo in questa direzione.

La cosa importante da sottolineare è che comunque - malgrado questo enorme ammontare di investimenti - come vedete dagli indicatori, il nostro rapporto *net financial position* su EBITDA è di fatto sempre al di sotto di 3. Scende addirittura al 2,1 in uscita di piano, con un costo del debito estremamente competitivo. Questo è importante, perché non abbiamo chiesto e non chiederemo ai nostri azionisti alcun apporto per finanziare questa crescita.

La componente infrastrutturale rappresentata dagli incentivi e dal fatto di aver acquisito impianti di ottima qualità nel passato scarica a terra un enorme quantitativo di liquidità (v. **slide n. 63**), che ci consente di fare questo percorso di trasformazione non solo senza chiedere nulla agli azionisti, anzi: come vedete ci sono 620 milioni di dividendi che andremo a distribuire, e che si aggiungono al miliardo che abbiamo già distribuito negli ultimi dieci anni.

Il debito è 1,2 miliardi, la partenza: 990 milioni di investimenti fra sviluppo e CAPEX 690 milioni nell'M&A (di cui 337 già ben spesi), 290 milioni sono introiti dalla cessione di

TotalERG e dalla cessione di Brockaghboy, 620 milioni di euro i dividendi che andiamo a distribuire, e 2 miliardi di euro è la generazione di liquidità nell'arco di piano, che rappresenta un *free cash flow yield* annuale del 16%.

Continuiamo un percorso di ulteriore trasformazione definitiva in un operatore industriale efficiente, distribuendo dividendi coerenti con il nostro nuovo profilo di business, naturalmente con grande attenzione anche al raggiungimento di obiettivi CSR, descritti nella **slide n. 64**. Alessandro ha fatto vedere all'inizio i riconoscimenti ricevuti. Qui ovviamente li associamo, come da *best practice*, ai *Sustainable Development Goals* delle Nazioni Unite. Sono autoesplicativi: risparmio di CO<sub>2</sub>, risparmio di tonnellate equivalenti di petrolio, riduzione dell'indice di carbonizzazione della produzione. Per il rating CDP siamo entrati nel 2016 come *best newcomer*, nel 2017 con un rating B, e nel corso del 2017 abbiamo già ottenuto il rating A-. Poi le nostre persone: non mi dilungo ma ci sono stati tantissimi interventi nello sviluppo, nell'upgrading e nello sviluppo professionale delle nostre persone, riconosciuto all'inizio dai risultati che riusciamo a ottenere. Non facciamo cose diverse dagli altri, ma credo di poter dire che fino ad oggi le abbiamo fatte molto meglio.

In conclusione, trovate nella **slide n. 66** i *takeaways*: 2.774MW e 3.600MW a fine piano, 700MW nel wind e 150MW nel solare. Guardando solo il wind, cresciamo di 450MW all'estero con una crescita del 70%. Il nostro EBITDA passa da 472 milioni a 560 milioni di euro. Investiamo 1 miliardo 680 milioni di euro, di cui 1 miliardo 550 milioni in sviluppo. Manteniamo una solidissima posizione finanziaria – siamo sempre sotto 3 volte il rapporto debito su EBITDA – e generiamo 2 miliardi di liquidità nel periodo di piano.

Infine, remuneriamo i nostri azionisti in modo direi adeguato al nostro nuovo profilo di business. Il dividendo ordinario passa da €0,5 a €0,75 per azione, che nell'arco di piano significa - base capitalizzazione di Borsa di oggi - un rendimento fra il 4% e il 5%. È assolutamente in linea con le utility, di cui ci sentiamo relativamente parte, ma che comunque è il settore in cui gli analisti finanziari ci collocano; e quindi noi lo accettiamo con grande serenità, e sfidiamo tranquillamente i ritorni delle utility, andando a distribuire un dividendo ordinario coerente con il nuovo profilo di business.

Diamo anche un dividendo straordinario a maggio di quest'anno, che mi sembra assolutamente corretto dare ai nostri azionisti, che rappresenta circa il 20% del *cash-in* della cessione di TotalERG. Nulla ci viene chiesto sul *cash-in* di Brockaghboy, quindi è un messaggio molto importante per il management di fiducia nei nostri confronti, perché ben più dell'80% di quello che abbiamo incassato negli ultimi due mesi viene reinvestito in questo sviluppo industriale.

Concludo con un paio di note molto semplici, riportate nella **slide n. 67**. Vogliamo rinnovare la nostra asset base italiana, lavoreremo su 800MW. Prepariamo il percorso anche per investimenti che possono andare oltre il 2022. Cresciamo all'estero, risalendo la catena del valore e appropriandoci di *goodwill* che oggi in parte viene riconosciuto agli sviluppatori. Manteniamo una diversificata ma solida struttura finanziaria del Gruppo, e distribuiamo dividendi che sono coerenti con il mercato delle utility.

Per finire, abbiamo cercato di trovare una frase con cui concludere il tutto: non ve la traduco in italiano perché non credo di riuscirci, ma suona molto bene in inglese: *Sustainable forward looking, evolving growth*. Questo è quello che vogliamo fare nei prossimi anni. Grazie.

[Proiezione filmato]

## Questions & Answers

### **Emanuela Delucchi:**

Buongiorno a tutti, passiamo ora alla sessione di mezz'ora di Q&A. Do precedenza alle domande in sala e poi potranno esserci anche delle domande dalla conference call.

### **Angelo Meda:**

Buonasera, Angelo Meda da Banor. Ho due domande. La prima è sull'*energy retail*: non ne avete parlato. Ci sarà l'apertura del mercato libero dell'elettricità qui in Italia, e volevo sapere se avete già preso una decisione, se è un qualcosa che potremmo vedere da parte del Gruppo in un'ottica di *Energy Management*.

La seconda domanda è sulle tecnologie: vorrei chiedervi se avete guardato l'eolico offshore e il tema delle batterie, e l'avete magari spostato per il prossimo piano, oppure se è qualcosa che avete scartato. Grazie.

### **Luca Bettonte:**

*Energy retail*: l'abbiamo studiato con grande attenzione nei mesi scorsi, alla fine abbiamo preso la decisione di non entrare in questo settore per due ordini di motivi. Primo perché il processo di liberalizzazione è molto più lungo del previsto, e per certi versi meno trasparente del previsto. Si parlava dell'apertura del mercato dell'acquirente unico, del mercato tutelato, nel 2018; poi è stato spostato di sei mesi, di un anno, di un anno e mezzo. Mi consenta la battuta: non abbiamo tempo da perdere.

L'altro tema riguarda il fatto che un business del retail per noi avrebbe potuto significare una minore rischiosità e una minore volatilità nei risultati, che comunque gestiamo bene con l'*Energy Management*, ma avrebbe portato a bordo un'enorme complessità nella gestione di clienti, fatturazioni, recupero crediti e quant'altro. Abbiamo studiato con grande attenzione, abbiamo anche cercato di capire se potevamo proporre una *value proposition* diversa, vendere cioè energia elettrica solamente attraverso sistemi digitali. Abbiamo studiato bene questo tema, abbiamo fatto dei benchmark importanti e ci siamo accorti che chi ci ha provato in Europa non è andato molto lontano. Alla fine, quindi, abbiamo preferito concentrarci sulle cose che vi ho raccontato prima.

Abbiamo guardato con attenzione anche l'offshore, e l'abbiamo scartato per due ordini di motivi. Innanzitutto è una tecnologia estremamente costosa al megawatt e – secondo motivo – è anche complessa da gestire. Banalmente, fare la manutenzione su un parco eolico onshore è uno degli elementi più qualificanti della nostra creazione di valore; fare manutenzione con delle navi nel Mare del Nord è un po' più complicato e forse un po' fuori dalle corde di ERG.

Circa invece le batterie, naturalmente osserviamo con attenzione quello che sta succedendo. Sicuramente non abbiamo – con grande serenità – la forza, la capacità tecnologica, la capacità industriale e la capacità di ricerca per poter sviluppare internamente un percorso del genere, però siamo sempre molto attenti a questi sviluppi e a poter internalizzare il più rapidamente possibile i vantaggi, qualora ci saranno. Non sono un esperto in quest'ambito, ma le informazioni che riceviamo sono di grande intensità da parte di grandi gruppi che investono nella ricerca, ma anche di una certa lontananza ancora da prodotti che possano essere industrializzabili in modo completo.

**Roberto Letizia:**

Buongiorno, Roberto Letizia di Equita Sim. Una domanda un po' più a carattere strategico. Lo sviluppo del piano è impegnativo, e porta tanti megawatt aggiuntivi. È vero che siete i primi, ma non sarete gli unici a fare questo genere di sviluppo, e quindi ad aumentare significativamente la capacità nel prossimo decennio. Un repentino aumento di capacità – perché se lo guardiamo in un'ottica di 5-7 anni è repentino – e quindi di produzione è impegnativo sul pricing elettrico: quindi è inevitabile che far entrare nel sistema parecchia capacità molto rapidamente non potrà che tradursi in una diminuzione dei prezzi energetici. Questo come assunto di partenza per chiedervi che cosa assume il vostro piano sul fronte regolatorio. Il vostro piano, cioè, si realizza nel caso in cui a giugno 2019 si abbia una *framework* di che genere per evitare che la volatilità dei prezzi energetici - che inevitabilmente si genererà - impedisca di ottenere adeguati ritorni nel vostro piano di sviluppo? Nel caso in cui invece non guardiate come una necessità il fronte regolatorio, mi chiedevo invece che scenario di prezzi assumete, soprattutto per quanto riguarda la parte d'Italia; e quei ritorni molto interessanti che ci avete presentato sul *Repowering* e *Reblading* a che livello di prezzi vengono realizzati?

La seconda domanda è relativa all'M&A: vorrei capire se l'M&A - soprattutto per quanto riguarda l'Italia, ma anche l'Europa - diventa più facile o più difficile con riferimento a quello che diceva l'Amministratore Delegato durante la presentazione, per cui spariranno probabilmente gli operatori finanziari che oggi non si trovano più a gestire dei flussi finanziari, ma devono avere le capacità di gestire l'energia. Se sparisce l'incentivo, la profittabilità verrà fatta dalla gestione dell'energia: volevo quindi capire se in effetti lo scenario dell'M&A diventa più semplice, e se l'M&A - che al netto dell'acquisizione dell'impianto idroelettrico è stata da ERG rivolta perlopiù all'estero - sarà ora invece dedicata più al mercato italiano.

Sulla parte di *Repowering* e *Reblading* volevo capire come funziona la *loss of production*, cioè nel periodo in cui avviene l'attività di *Repowering* cosa vedremo nei risultati di ERG se gli impianti vengono fermati? Quindi avremo un po' di volatilità perché ci saranno nell'anno del *Repowering* e del *Reblading* degli stop forzati all'attività di produzione?

Nell'arco di piano, perlomeno fino al 2020, volevo capire che assunzione avete fatto sui certificati bianchi. È vero che oggi sono a 400€/MWh e l'anno scorso erano a 200€/MWh, ma la settimana scorsa il Regolatore ha detto che tra poco questa cosa verrà cambiata. Volevo quindi capire che cosa c'è da questo punto di vista nell'arco di piano.

Ultima domanda, il *tax rate* nell'arco di piano. Grazie.

**Luca Bettonte:**

Grazie per le domande, Roberto, come sempre puntuali e numerose. Con riferimento al primo punto, dal punto di vista regolatorio le considerazioni che facciamo oggi sono legate alle indicazioni che sono arrivate da parte della SEN, che naturalmente al *Repowering* dà sicuramente un ruolo importante per il raggiungimento degli obiettivi che l'Italia si è prefissata. La SEN stessa, ad esempio, invita Terna ad investimenti importanti sulla rete, ed invita gli operatori che ce l'hanno a ridurre in modo significativo il carbone.

Quello che noi vediamo in termini di sistema - poi parlo di ERG - è sicuramente un futuro dove si crea spazio per l'immissione di nuova energia elettrica da parte di operatori diversi rispetto a quelli esistenti, si potenzia la rete e si riduce la presenza di altri operatori. La CO<sub>2</sub> sta crescendo in modo importante come prezzo, e questo dovrebbe creare spazio per il sistema. Il sistema poi ha bisogno di questo *Repowering* perché - lo dicono studi estremamente sofisticati fatti già l'anno scorso da Althesis - senza *Repowering*, quindi senza riutilizzare le creste più ventose, è molto difficile per l'Italia raggiungere gli obiettivi europei con il solo sviluppo di nuovo installato eolico.

Tornando a noi, siamo i primi, e chi è primo ha un vantaggio competitivo. La nostra energia che andiamo a produrre in più - o semplicemente con quei 153MW che diventano 410MW - è di 1TWh, assolutamente assorbibile nei nostri territori anche perché stiamo parlando di metà Italia. Noi faremo quest'intervento in sei regioni, quindi non vediamo problemi di assorbimento.

In termini di andamento dei prezzi nel medio-lungo termine, la maggiore presenza di rinnovabili può essere sicuramente un tema che può portare a ridurre il prezzo, ma ci sarà comunque sempre la presenza del gas, perché non è possibile soddisfare tutta la domanda solo con le rinnovabili. Questo sarà uno degli elementi che comporrà ancora in modo importante l'offerta e, quindi, la formazione dei prezzi dell'energia.

Con riferimento ai prezzi che abbiamo ipotizzato, abbiamo fatto delle stime che sono basate sulle nostre valutazioni dell'andamento di domanda ragionevolmente *flat* in Italia e sull'andamento delle componenti di base, quindi il prezzo del gas piuttosto che della CO<sub>2</sub>, e delle attività degli operatori che competono sul mercato. Senza parlare troppo di curve, Le posso dire che comunque le previsioni di prezzo per noi nei prossimi anni di piano sono allineate fondamentalmente alle *forward* di un paio di mesi fa, che oggi sono già state superate dai prezzi attuali. Sono dei prezzi che anche nelle ipotesi di scenario meno ricche proposte da scenaristi - quindi da provider di studi di settore - ridanno un ritorno su un investimento molto alto, in linea con quello che ho detto.

Questo per due ordini di motivi: perché c'è molto vento, e il costo di installazione dei nuovi parchi è decisamente molto basso. Scherzando, al nostro interno diciamo che la Sardegna e la Sicilia diventano come la Scozia, dove in Scozia costa di più installare un parco eolico, ma ci sono 3.500 ore di vento. In Sardegna o in Campania ce ne sono 2.500, ma mettere un parco eolico costa molto meno e le redditività sono *double-digit* per questo tipo.

Sicuramente, comunque parlando dei prezzi è importante considerare anche l'evoluzione che a nostro avviso ci sarà, cioè l'introduzione dei PPA. L'industria ha bisogno di segnali di stabilizzazione del prezzo, verranno proposte le aste - e lo

sappiamo – quasi certamente anche per il nuovo eolico potenzialmente installabile, ma questi PPA di fatto esistono già. Nella loro forma standard come può essere negli Stati Uniti siamo ancora un po' in anticipo, o in ritardo; però la cosa vera è che, se andate a vedere quello che ha fatto ENGIE un paio di mesi fa - ma soprattutto quello che ha fatto ERG: noi abbiamo venduto per sei anni 2TWh ad Iren, e quello era già un PPA - lo spazio per avere segnali di prezzo stabili, quindi, si sta ampliando sempre di più, e in questi due anni che ci servono per le autorizzazioni siamo sicuri che qualcosa di positivo in questa direzione verrà sicuramente fatto. La SEN stessa ne auspica l'introduzione.

M&A, più facile o più difficile? Direi che cambiano le opportunità. L'M&A chiaramente è conseguenza della struttura delle *industry*. Quando noi abbiamo investito in Italia e siamo cresciuti moltissimo nell'eolico, l'M&A si faceva perché il settore si stava consolidando. Noi avevamo un vantaggio competitivo dal fatto che - in un periodo in cui non c'era tanta liquidità – noi avevamo grandi liquidità, che derivava dalla cessione degli asset a Lukoil, e quindi abbiamo sfruttato quel momento.

Cosa può succedere nei prossimi anni, specialmente in Francia o in Germania? Sono Paesi che hanno un'elevata parcellizzazione nei loro parchi eolici e in più ci sono molti fondi che hanno investito in passato e stanno arrivando al termine del loro percorso di vita, che era fatto su delle logiche competitive basate sugli incentivi. Il secondario, la rivendita di questi parchi eolici diventa più difficile per i fondi di investimento, perché è molto difficile che trovino un altro operatore finanziario, perché la vita utile degli incentivi è sempre meno coerente con le ipotesi di investimento di un fondo. Si aprono quindi per noi – vediamo l'acquisizione che abbiamo fatto in Germania, l'ultima – delle opportunità di crescita non più facili o più difficili, ma diverse rispetto a quelle del recente passato.

La *loss of production* - come sempre sei molto attento - è un tema importante. Dico due cose. La prima è che nel nostro piano abbiamo ipotizzato una perdita di produzione di circa sei mesi per il *Repowering*, quindi prudenzialmente l'abbiamo inserita. Nelle interlocuzioni che abbiamo con il Ministero dello Sviluppo Economico, probabilmente questa perdita di produzione potrebbe non esserci ed essere recuperata a valle del periodo incentivato.

Certificati bianchi, altro tema molto importante. Noi abbiamo dei contratti con degli off-takers, con dei *cap* e con dei *floor* che ci consentono di immettere nel nostro piano un valore di certificati bianchi intorno ai 300 euro l'uno. Nel nostro piano i certificati bianchi termineranno di esistere nel 2020, come da attuale regolamentazione nei nostri confronti.

Faccio solo un commento. L'intervento dell'autorità è assolutamente dovuto e importante, perché i prezzi sono decisamente molto alti, però non potrà - e a mio avviso non dovrà - essere solo un intervento mirato a calmierare i prezzi, ma un intervento che deve anche guardare al raggiungimento futuro degli obiettivi di *energy savings*, che è uno dei tre elementi chiave della politica energetica europea ed italiana. Si dovrà quindi intervenire anche in un ribilanciamento industriale in termini di richiesta di *energy savings* e richiesta di produzione di certificati bianchi. Il nostro impianto - quando smetterà di produrre certificati bianchi - avrà un effetto importante, perché siamo probabilmente uno dei primi produttori in Italia.

Con riferimento al *tax rate*, avendo qui vicino il mio CFO, gli passo la parola.

**Paolo Merli:**

Ne approfitto anche per fare due precisazioni sul calcolo dei ritorni del *Repowering*. Sono ovviamente calcolati in modo differenziale, cioè tengono già conto dei flussi che andiamo a perdere sui parchi esistenti.

Per quanto riguarda i TEE, ci tengo anche a dire che nel 2018 abbiamo già, attraverso dei bilaterali, securizzato un *floor* a 260 euro a certificato.

Venendo al *tax rate*, faccio notare che il 20% di *tax rate* del 2017 trae un po' in inganno, perché chiaramente ci sono i proventi da partecipazione per 23 milioni di TotalERG che, ovviamente, sono già tassati. Il *tax rate* al netto di questo fenomeno sarebbe del 23%. Con il ridursi della rendita ACE, sostanzialmente ci stiamo aspettando comunque un *tax rate* in media al 25% nei cinque anni di piano, che è assolutamente competitivo.

**Sara Piccinini:**

Buon pomeriggio, e grazie per la presentazione. Avrei una domanda sull'M&A. Non so se è giusto il calcolo che sto facendo: se aggiungiamo 250MW da M&A di cui però 69 sono di ForVEI, abbiamo circa 180MW aggiuntivi da M&A. In termini invece di CAPEX, se abbiamo 687 milioni ma togliamo i 337 milioni di ForVEI, abbiamo circa 350 milioni. Facendo 350 milioni diviso 179MW, verrebbe un multiplo da M&A di circa 2 milioni per MW. È giusta come aspettativa?

**Luca Bettonte:**

I megawatt di ForVei sono 89 e quindi il complemento per arrivare a quei megawatt va poi sostanzialmente rettificato per il fatto che alcuni megawatt sono previsti nel segmento solare, nel fotovoltaico in Italia, dove i multipli sono dell'ordine tra i 4 e i 5 milioni di euro a megawatt a seconda della vetustà dei parchi, a seconda dei costi energia a cui gli impianti sono soggetti, e dipende anche dalla tecnologia. Ci sono, cioè, degli impianti "tradizionali" che hanno circa 1.300-1.400 ore e dei multipli più vicini ai 4 milioni (o anche sotto), oppure degli impianti - e in parte quelli di ForVEI erano di questa tipologia - cosiddetti *tracking*, cioè che inseguono il sole. Hanno, quindi, delle produzioni molto più elevate, e lì si va su multipli decisamente più alti.

Quello che noi guardiamo sono i ritorni e nel solare, ovviamente, stiamo puntando - grazie alle sinergie industriali - all'internalizzazione dell'O&M, alla vendita dell'energia attraverso l'*Energy Management*, alla gestione finanziaria, cioè alla presa in carico dei *project financing* e all'ottimizzazione di questi, come abbiamo dimostrato negli ultimi anni, a creare dei ritorni che si avvicinano al *double-digit*. Questo è stato nell'esempio di ForVEI.

**Sara Piccinini:**

Sempre relativamente al solare, si è parlato di un vostro interesse per RTR. Nel caso in cui ci fosse un investimento di questo tipo, c'è qualcuna delle vostre opportunità, fra *Repowering*, M&A e *Greenfield*, che potrebbe passare in secondo piano?

**Luca Bettonte:**

Mi riaggancio alla considerazione che ha fatto Paolo sull'M&A. Se lei prova a calcolare i multipli delle CAPEX utilizzando per i 61MW del solare quello che abbiamo pagato per ForVEI, giusto come punto di riferimento, alla fine stiamo ipotizzando di pagare 1 milione di euro a megawatt per quanto riguarda l'eolico, grosso modo.

Circa gli investimenti RTR, dato di fatto, non è nel nostro piano. Mi sembra evidente. Dato di fatto ulteriore, neanche l'acquisizione dell'idro era nel nostro piano. Risposta: siamo uno dei primi operatori in Italia e in Europa nel settore, abbiamo il dovere di andare a comprendere bene se ci sono dei margini di manovra per investire in RTR. Abbiamo, quindi, aderito all'invito da parte del venditore, ci stiamo lavorando, ma all'interno di questi due range che le ho detto.

**Sara Piccinini:**

Grazie mille.

**Roberto Letizia:**

Un follow-up. Questo forse è più per l'azionista: considerando l'opportunità di RTR e la crescita del mercato che può essere esponenziale, l'ipotesi di aumentare il capitale per crescita è qualcosa che non rientra nelle corde di ERG né nelle corde dell'azionista? L'azionista eventualmente sarebbe disposto a diluirsi a fronte di opportunità di crescita?

**Alessandro Garrone:**

Dovrei rispondere con un gioco di parole, come ha fatto Luca prima, quindi né sì né no. Non abbiamo mai escluso, neanche in passato - e neanche nel rispondere a domande di questo genere - la possibilità di andare incontro ad un aumento di capitale e diluizioni. Finora non abbiamo mai avuto la necessità, quindi vedremo in un futuro se servisse. Dal piano che abbiamo presentato non serve: la generazione di cassa è elevatissima e le operazioni straordinarie le abbiamo sempre guardate e valutate senza particolari veti o paletti troppo stringenti. Grazie.

**Paolo Verdura:**

Buongiorno, Paolo Verdura Agenzia Ansa. Mi unisco alle domande, anche se non sono un analista. Semplicemente volevo chiedere un chiarimento su quel 60% che voi vedete nel primo giorno del piano, l'incremento di cui parlava prima: se può spiegare meglio di cosa si tratta, se è un'acquisizione, se è RTR, o che cosa. Grazie.

**Luca Bettonte:**

Il 60% a cui mi riferivo era sugli 850MW di crescita. C'è un 60% che è fatto dai 140MW securizzati della pipeline all'estero più il *Repowering*, che riteniamo assolutamente gestibile, visti i presupposti e le nostre capacità. Non c'è RTR lì dentro.

**Emanuela Delucchi:**

Al momento non ci sono domande dalla conference call. Se non avete altre domande da sala, vi ringraziamo molto per essere intervenuti. Investor Relations è a disposizione per qualsiasi domanda possa emergere, e troverete comunque tutti i documenti nel sito della società.

**Luca Bettonte:**

Grazie davvero anche da parte mia per essere stati con noi e, come ha detto Emanuela, siamo a vostra disposizione per ulteriori approfondimenti. Grazie davvero.