



**ERG S.p.A.**  
**Presentazione del Piano 2015-2018**  
**Conference Call**  
**16 Dicembre 2015**

**MODERATORI:**

**ALESSANDRO GARRONE, VICE PRESIDENTE ESECUTIVO**

**LUCA BETTONTE, AMMINISTRATORE DELEGATO DEL GRUPPO**

### **Alessandro Garrone:**

Grazie e buon pomeriggio a tutti, benvenuti. Ci eravamo visti qui, proprio in questa sala, nel 2012, il 18 dicembre. In quell'anno vi avevamo presentato il nostro piano triennale 2012-2015, che era un piano buono, a nostro avviso, ma che aveva ancora dentro una serie di difficoltà e di punti poco chiari: c'era comunque una presenza ancora abbastanza importante del business Oil, c'era un impianto CIP6, c'era un termoelettrico che aveva un futuro poco chiaro. Lo sviluppo estero sulle rinnovabili stava iniziando: avevamo appena fatto un'importante acquisizione in Italia sull'eolico, che comprendeva anche tutta una parte di Operation & Maintenance che dovevamo dimostrare funzionasse bene. Bene, guardando la situazione ad oggi nel 2015, credo che rispetto a tre anni fa abbiamo fatto ancora meglio di quello su cui ci eravamo impegnati. Nel frattempo siamo totalmente usciti dalla raffineria ISAB in Sicilia (mentre allora non era prevista un'uscita totale): oltre che dalla raffineria, siamo totalmente usciti dall'impianto CIP6, che aveva delle criticità ed era molto legato alla raffineria. Abbiamo deconsolidato TotalErg (che è un business Oil), abbiamo venduto Erg Oil Sicilia; abbiamo chiuso un'attività di Supply and Trading di Oil, che ovviamente non aveva più ragione di esistere nella nostra storia. E nel frattempo - cosa non da poco - siamo entrati in un nuovo business (quello idroelettrico, una nuova tecnologia sulle fonti rinnovabili), ed abbiamo fatto importanti operazioni di crescita all'estero nel settore Wind.

Oggi posso quindi dire che abbiamo accelerato quello che pensavamo di fare in questo triennio. Se ricordate siamo nati come un gruppo Oil, ad un certo punto abbiamo iniziato a definirci come un gruppo multi-energy, cioè avevamo un po' di Oil, un po' di Energia, un po' di energia prodotta da residui di raffinazione e dal gas, e un po' di eolico: una strategia che credo abbia premiato, quando la facevamo. Oggi siamo un gruppo Energy, ci possiamo definire un Independent Power Producer che ha un portafoglio di produzioni da fonti diverse molto importante, e - anche se forse esagero - possiamo iniziare a definirci una piccola multinazionale o, perlomeno, una società europea, cosa che tre o cinque anni fa non eravamo. Aggiungo - credo soprattutto a vantaggio delle persone qui presenti in sala - che siamo un gruppo più semplice, più stabile e molto più leggibile di quanto non fossimo tre anni fa.

Perché abbiamo scelto questa strada? Ovviamente le scelte strategiche, le scelte imprenditoriali di un gruppo, dipendono anche dallo scenario, o perlomeno, un gruppo magari fa delle scelte e poi lo scenario conferma che erano buone.

Vediamo gli scenari sulle rinnovabili: alla **slide n. 5** avete due grafici, a destra un grafico che mostra le previsioni del costo dell'energia prodotta da rinnovabili, il cosiddetto "levelized cost of energy", rispetto al costo dell'energia prodotta da gas o carbone. Potete vedere bene che dal 2020 in poi le tecnologie delle rinnovabili - grazie a maggiore efficienza e riduzione dei costi - iniziano ad essere decisamente competitive rispetto al gas e soprattutto rispetto al carbone che, per problemi ambientali, richiede grossi investimenti. Questa è sicuramente una delle ragioni per cui abbiamo voluto puntare sulle energie rinnovabili.

A sinistra, invece, ci sono le previsioni di incremento delle energie rinnovabili rispetto alle energie tradizionali, per produrre energia elettrica a livello mondiale. Anche qui, come vedete, la parte alta tratteggiata fa vedere come è previsto che le rinnovabili

crescano in modo molto importante in tutto il mondo. Se ci concentriamo sul Wind si prevede che nel mondo, dal 2012 al 2040 la capacità installata si moltiplichi per sette, rispetto a quello che era nel 2012, e in Europa si moltiplichi per quattro.

Queste proiezioni non includono - perché ovviamente è troppo recente - una proiezione dopo COP 21, l'evento di Parigi. Mi sembra abbastanza evidente che dopo COP 21 le previsioni di produzione di energia da fonti rinnovabili non possano che aumentare, a livello mondiale. Sappiamo benissimo che da COP 21 non sono uscite indicazioni vincolanti per i Paesi, ma il fatto che comunque tutti abbiano aderito e ci sia una forte spinta alle rinnovabili (per ragioni ovviamente climatiche) pensiamo sia un segnale molto positivo: in generale per il mondo e per la nostra salute, ma anche per ERG, che su questa attività ha investito e - se posso dire - ha anticipato queste tendenze a livello mondiale già qualche anno fa, quando ancora tanti pensavano fosse più una moda che una realtà. Abbiamo anticipato questo cambiamento radicale perché ERG è radicalmente cambiata.

La **slide n. 6** mi fa abbastanza impressione ogni volta che la guardo: a sinistra vedete i disinvestimenti che ERG ha fatto dal mondo Oil tra 2008 e 2014. Ebbene: in sette anni abbiamo disinvestito asset per 3,3 miliardi di euro. La parte del leone ovviamente la fa la raffineria di Priolo, però c'è anche TotalErg, la joint-venture con cui abbiamo venduto un pezzo di rete al nostro partner francese. C'è ISAB Energy, l'ultima barra a destra, più grigia: come vi ho già detto, il CIP6 era un impianto molto legato alla raffineria, tanto che altre società lo considerano proprio un impianto di raffineria. E c'è anche la rete Erg Oil Sicilia. 3,3 miliardi pari all'enterprise value di oggi di ERG: infatti, se prendete il valore dell'azione e ci sommate il debito siamo intorno a queste dimensioni.

Negli stessi sette anni abbiamo reinvestito non 3,3 ma 3,9 miliardi, sostanzialmente in attività rinnovabili: parlo della centrale elettrica di Priolo, che produce da gas, ma è altamente tecnologica e quindi rispetta comunque criteri ambientali molto stretti. Mi sembra un passo che veramente rappresenta il totale cambiamento di ERG. Se guardate in fondo a destra, nel 2015 abbiamo fatto il grosso investimento nell'idroelettrico (quindi in una nuova tecnologia), e un altro grosso investimento sull'eolico all'estero, con un'acquisizione di più di 200MW in Francia e Germania. In tutto questo, abbiamo distribuito agli azionisti 650 milioni di dividendi. La somma (3,3 miliardi in meno, ma 3,9 miliardi in più e 650 milioni) dimostra che la scelta della trasformazione di ERG ha decisamente creato valore per la società e per gli azionisti, e che ERG continua ad essere una società finanziariamente molto solida. Praticamente è come se in sette anni avessimo venduto ERG, e ci fossimo ricomprati una nuova ERG, sicuramente diversa in termini di asset, in termini di stabilità dei risultati e in termini di prospettive di crescita, perché in quest'attività - le rinnovabili - abbiamo decisamente forti prospettive di crescita, mentre nel business Oil - che è complicatissimo - le nostre prospettive di crescita erano molto limitate. La nuova ERG è totalmente diversa da prima. L'unica cosa che rimane solida è sicuramente stata anche la ragione del successo: una cultura industriale e manageriale molto forte, che ha una storia di ottant'anni.

La **slide n. 7** rappresenta - sotto una visione un po' diversa - quello che vi ho detto prima: la trasformazione in termini di business, di composizione del portafoglio dal 2008

al 2015. Mi sembra molto chiaro: nel 2008 quasi il 50% del nostro capitale investito era nel business Oil, mentre nel 2015 c'è solo un 3% di capitale investito nel business Oil, che è la nostra partecipazione in TotalErg. Nel grafico relativo al 2015 vedete che il 97% della ns. attività di produzione di energia elettrica è spaccato in tre grosse aree: 58% wind, 27% idroelettrico e 12% termoelettrico. Se si fa un passo ulteriore in avanti, se unite il blu e l'azzurro, ottenete la produzione di energia elettrica programmabile, mentre il verde rappresenta la produzione non programmabile. Oggi, avendo aggiunto l'idroelettrico - programmabile quasi come il gas, anche se non al 100% - possiamo dire che abbiamo un mix molto buono di fonti di produzione su cui poter creare molto valore.

Questa nostra trasformazione ha avuto anche un notevole impatto – e questo ci fa molto piacere – sull'effetto delle nostre attività sui temi del clima, che in questo momento sono molto importanti. Tutti i nostri indicatori di corporate social responsibility ambientali sono migliorati, dal 2008 al 2016. Come vedete dal grafico nella **slide n. 8**, le emissioni evitate di CO<sub>2</sub> nel periodo 2008-2016 sono aumentate di 15 volte, e con questo siamo arrivati quasi a 2 milioni di tonnellate di CO<sub>2</sub> evitate all'anno, proprio avendo dismesso l'attività Oil ed avendo incrementato in modo importante le attività da rinnovabili.

Tutto questa impressionante trasformazione – scusate se lo dico io, perché forse il giudizio dovrebbe venire da voi – sicuramente è stata fatta grazie a dismissioni importanti, quindi ad una cassa che si è generata all'interno del Gruppo, importante per investire. Bisogna però anche saper investire la liquidità, e questo non è facile. Io credo veramente che il Gruppo sia riuscito a fare, in così pochi anni, questa grossa trasformazione perché tra l'altro rispetto a tre anni fa il sistema di governance complessiva di ERG – che ritengo molto avanzato - ha dimostrato di funzionare molto bene. Parlo di governance, e non solo di sistemi del Consiglio di Amministrazione, dei comitati, eccetera, ma veramente della gestione di tutto il Gruppo, che funziona molto bene e permette al Gruppo - a partire dai manager, per poi arrivare al Consiglio di Amministrazione - di valutare investimenti di ammontare così importante in modo molto rapido, ma con una base di informazione veramente notevole.

Come funziona il nostro sistema di governance? Lo vediamo descritto nella **slide n. 9**. Sicuramente per quanto riguarda gli investimenti c'è una procedura non formale, ma sostanziale, che parte da un Comitato di Investimenti, che analizza un investimento veramente fino all'ultimo capello. Se l'investimento passa, dal Comitato Investimenti si va al Comitato Strategico, composto da membri del Board. Se il Comitato Strategico approva l'investimento, si va in Consiglio di Amministrazione. Il Consiglio di Amministrazione - che per noi è un organo fondamentale della società, ed è un organo vero, non formale - è composto da 12 membri. È stato rinnovato ad aprile di quest'anno, e dal rinnovo sono usciti cinque consiglieri e ne sono entrati 5 nuovi, tutti e 5 indipendenti, di cui 3 donne, non solo per rispettare le quote rosa, ma perché sono tre donne che danno un forte contributo al Consiglio. Abbiamo quindi un Consiglio di 12 membri, di cui 7 indipendenti. È un Consiglio che lavora, e sicuramente l'impegno è forte: potete chiederlo ai nuovi consiglieri, qualcuno di loro è presente in sala.

C'è poi una gestione dei rischi, anche in questo caso con metodi molto stretti: Comitato Rischi, Comitato Controllo Interno e Rischi. C'è un Comitato Nomine e Compensi che lavora molto e, da ultimo –un'altra innovazione che abbiamo apportato alla governance

e alla gestione del Gruppo – proprio il Comitato Nomine e Compensi e successivamente il Consiglio ieri hanno approvato un piano di “Long Term Incentive” per il top management che, per la prima volta rispetto ai piani precedenti, incentiva o misura il management del Gruppo non solo sul valore creato dalla propria attività (sicuramente una parte importante), ma per il 40% sulla base del “Total Shareholder Return” della Società. L’incentivazione del management è legata al risultato complessivo della Società, dell’azione e dei dividendi che la Società distribuirà. Per darvi un’idea, c’è una formula di calcolo del prezzo di riferimento su cui fra tre anni andrà calcolato il bonus: il prezzo di riferimento target dell’azione ERG è di €12,1, che è la media degli ultimi sei mesi. Sicuramente dunque la sfida che il management si trova davanti per creare ulteriore valore per la Società è molto alta.

Fatto questo quadro di quello che è successo fino ad oggi, sicuramente Luca vi racconterà molto bene quello che vogliamo fare nei prossimi tre anni. In realtà avrete notato che il periodo di piano (2015-2018) include anche il 2015, anche se ormai quasi alla fine. A tale proposito, mi scuso se abbiamo ritardato questa presentazione di piano: era prevista ad inizio anno - come dovrebbe essere normalmente - ma è evidente che le operazioni che abbiamo dovuto portare avanti nel 2015 (soprattutto l’operazione sull’idro) ci impedivano di venirvi a raccontare un piano che mancava di un pezzo importante, di cui non potevamo parlare. Questa è la ragione per cui ci troviamo qui a dicembre e non a marzo, ma credo che oggi possiamo presentare un piano diverso. E aggiungo anche - perché giustamente qualcuno si lamenta, e mi trova d’accordo - che negli ultimi anni siamo stati un po’ assenti dal dialogo con la Comunità finanziaria, a parte queste occasioni. Vi confermo invece che per me e per noi tale dialogo deve essere giornaliero, intenso e oggi - con la Società che abbiamo, con la trasformazione che abbiamo fatto, quindi con l’orizzonte di una crescita più chiara - intensificheremo assolutamente la nostra attività di Investor Relations.

Il piano inizia con una base di partenza sicuramente molto chiara: abbiamo una composizione di asset molto chiara, una struttura finanziaria solida e un management, un sistema di gestione del Gruppo decisamente rodato, avanzato e pronto ad affrontare le sfide che abbiamo davanti. Sicuramente saranno anni - perlomeno il 2016 - in cui dovremo consolidare e integrare le nostre attività, non solo in termini di asset ma in termini di risorse umane, che comunque rimane il patrimonio importantissimo del nostro Gruppo. Dobbiamo valorizzare al massimo il mix produttivo che abbiamo creato, quindi non solo i singoli asset, ma tutti gli asset insieme, sia in termini di fonti di produzione che di geografie, perché abbiamo diverse geografie. Dobbiamo valorizzare l’esperienza che abbiamo nell’energy management da un lato e nell’O&M sull’eolico dall’altro: abbiamo già ottimi risultati, e dobbiamo metterli in campo sui nuovi asset acquisiti. Dobbiamo inoltre valorizzare l’esperienza che ci siamo fatti in questi anni, soprattutto nel Wind, per andare avanti e continuare a crescere sicuramente in Europa, ma con un profilo più di make che di buy. Credo che oggi, con l’esperienza, abbiamo imparato a sviluppare, a costruire e poi a gestire: questo è l’ambito in cui si può cogliere il massimo valore dalle nostre attività.

Vi ringrazio dell’attenzione e passo la parola a Luca per il piano 2015-2018. Grazie.

**Luca Bettonte:**

Buongiorno a tutti, grazie di essere qui, anche da parte mia. Tre anni fa ci siamo visti qui - l'ha ricordato Alessandro e lo voglio ricordare anch'io - per presentare un piano industriale. Tre anni fa, come oggi, ritardavamo di mese in mese perché, come tre anni fa, anche oggi – o, come oggi, anche tre anni fa – avevamo un'operazione importante. Nel 2012, se ricordate, avevamo comprato gli asset eolici di Gaz de France, che stava uscendo dal Paese. Il tutto chiaramente avvenne a ridosso di Natale.

Oggi siamo in una situazione molto simile: mi verrebbe da dire che la storia si ripete. E la storia dei tre anni successivi è stata molto entusiasmante. Per il momento io dico che la storia si ripete, fino al 2015: non vorrei creare aspettative troppo positive. Questo per dire comunque che, oggi come allora, il primo anno di piano, il 2015, è chiaramente un anno che già ha una sua configurazione chiara. Ma è proprio questa configurazione chiara che sta alla base delle decisioni che abbiamo preso, con riferimento alle linee guida del piano che poi andremo a condividere assieme. In questo senso, credo sia importante andare rapidamente attraverso quello che è successo nel 2015, proprio per comprendere appieno le scelte che vogliamo condividere con voi, e che abbiamo messo nel nostro piano industriale per gli anni a venire.

La prima cosa sicuramente da sottolineare è che il 2015 è stato - ancora una volta per ERG - un anno di grande trasformazione, dove abbiamo raggiunto due obiettivi molto importanti, due cose che ci erano state richieste chiaramente dagli investitori: una diversificazione tecnologica dei nostri asset, del portafoglio di produzione, e una spinta verso la diversificazione geografica, essendo la ns. una società principalmente esposta al mercato italiano. La **slide n. 11** riassume molto bene quello che abbiamo fatto nel 2015. In termini numerici – mi riferisco in questo caso alla parte della slide che parla di diversificazione tecnologica – siamo passati da 1.821MW installati a 2.720MW, quindi una crescita decisamente significativa, pari al 49%.

Abbiamo inoltre introdotto una nuova tecnologia: l'idroelettrico, una tecnologia assolutamente coerente con il portafoglio di business che volevamo avere. Credo sia molto facile ricordare a tutti la determinazione con cui abbiamo inseguito questo investimento. La prima offerta ad EON è stata fatta nell'agosto 2014, ed abbiamo fatto il closing a novembre del 2015: lo volevamo assolutamente. Siamo molto contenti di averlo fatto, e mi sembra che anche mercato l'abbia apprezzato, nei giorni successivi all'annuncio dell'acquisizione.

L'altro obiettivo raggiunto è stato la diversificazione geografica, e qui chiaramente parliamo solo del nostro settore Wind. Nel 2015 siamo cresciuti di 371MW, quindi +28%, tutto all'estero. Abbiamo una presenza di quasi 200MW in Francia, 168MW in Germania e siamo presenti in Bulgaria ed in Polonia: la presenza complessiva all'estero passa così dal 19 al 38% su circa 1.700MW di potenza installata. Di fatto, in un anno abbiamo raddoppiato la nostra esposizione all'estero. Questi sono elementi chiave per quanto concerne la nostra redditività, il controllo del rischio e la generazione di liquidità.

Come si presenta il Gruppo ERG oggi? Nella **slide n. 12** ci siamo voluti agganciare graficamente a quanto ha ricordato Alessandro: partiamo dal 2008 e arriviamo nel 2015. Non è tanto il percorso che ci interessa, quanto il fatto che abbiamo quadruplicato la

potenza installata (circa 2GW): emerge quindi che siamo sicuramente diventati un produttore di energia elettrica indipendente, con una piattaforma europea ben distribuita, e che si appresta a continuare a crescere sempre solamente nell'eolico e sempre - direi esclusivamente - all'estero.

È bene però anche ricordare qual è il nostro posizionamento industriale; naturalmente qui facciamo riferimento principalmente a cosa siamo in Italia. Anche tre anni fa vi avevamo fatto vedere la **slide n. 13**; riproponendola oggi, ci siamo accorti sicuramente di essere riusciti a confermare nel termoelettrico (la parte centrale), un livello di qualità in termini di redditività per MW assolutamente di primissimo livello. Tre anni fa eravamo in questa posizione e la riconfermiamo, malgrado le notevoli vicissitudini del prezzo zonale, dell'intervento della normativa Mucchetti, e quindi delle unità essenziali e di scenari elettrici meno ricchi del passato.

Nel Wind siamo cresciuti. I dati di ERG in questa slide sono del 2015: siamo cresciuti a 1,7 GW e, come vedete, abbiamo scalato le classifiche. Eravamo penultimi tre anni fa e siamo risaliti, ma ciò che mi interessa più sottolineare è che rispetto a chi sta davanti a noi - per dimensione, per capitalizzazione e per natura di business - ci piacerebbe essere in grado di competere con loro sui volumi. Possiamo solo competere, come stiamo facendo, sulla qualità, perché stiamo parlando di multi-utility e di società multinazionali esposte a livello globale. Noi siamo "solamente" degli operatori europei, focalizzati solo sul Wind, chiaramente.

Infine, siamo entrati nel mercato dell'idroelettrico. Potete vedere a destra, con la produzione del 2014, qual è il posizionamento che abbiamo raggiunto in questa industry. Siamo un nuovo operatore, ma siamo entrati immediatamente con una dimensione industriale di grande rilievo e coerente con gli altri asset.

Qualcuno ci ha chiesto - e ne abbiamo anche discusso, durante gli anni precedenti - quale poteva essere lo sviluppo, che era troppo focalizzato solo sul Wind. Abbiamo perseguito questo investimento nell'idroelettrico perché ci dava proprio questa rapidità di entrata in un'industry, con una dimensione industriale immediatamente coerente e congrua con il gruppo industriale che vogliamo essere, e che abbiamo costruito. Se avessimo perseguito altre strade - che abbiamo studiato, come quella del solare - avremmo avuto un percorso molto più lungo ed articolato. Il che non significa che un giorno non ritorneremo sul solare, ma oggi ci piace rimanere concentrati su questo portafoglio di asset, che vogliamo far crescere nel Wind, perché lo riteniamo bilanciato (come vedremo bene successivamente), e comunque di sicura ed alta qualità.

Ci siamo poi spinti anche a provare a rappresentare graficamente com'è oggi il modello di business del Gruppo ERG, perché oggi per la prima volta - rispetto al passato, rispetto al piano di tre anni fa, rispetto anche agli incontri che facciamo periodicamente con voi - in sede di presentazione dei dati di bilancio parliamo solo ed esclusivamente di energia elettrica. Ci è sembrato corretto dunque dare una rappresentazione sintetica di come noi pensiamo di gestire il nostro business.

L'abbiamo fatto con il disegno nella **slide n. 14**, che spero sia abbastanza auto-esplicativo. Abbiamo due grandi blocchi grigi su cui abbiamo scritto "intermittenti" e

“programmabili”: è il nostro portafoglio diviso fra due sistemi di produzione di energia elettrica, l'intermittente (il Wind) ed il programmabile, dove abbiamo messo l'idroelettrico e il turbo-gas. In mezzo abbiamo l'Energy Management, che sarà uno degli elementi chiave di sviluppo per il Gruppo nei prossimi anni, per ottimizzare i profili di produzione di questo portafoglio. Il tutto supportato da attività quali quelle di Erg Services (una società che abbiamo costituito un paio di anni fa e che si occupa della gestione dei servizi in modo trasversale per il Gruppo), e le funzioni di Public Affairs, Finance Risk e Human Capital.

Direi che è abbastanza intellegibile. Mi piace però in questo momento soffermarmi sulla parte Human Capital. Mi avete sempre sentito dire che noi possiamo competere sulla qualità, che abbiamo degli asset di qualità; ma vorrei anche sottolineare che abbiamo delle persone di qualità. Mi piace sempre ricordare ai miei collaboratori che il Gruppo ERG non possiede brevetti in esclusiva o tecnologie in esclusiva: facciamo quello che sanno fare anche gli altri, per cui se vogliamo eccellere lo dobbiamo fare meglio degli altri. Lascio a voi decidere se è andata così, in questi ultimi anni: quello che a noi interessa è investire continuamente nelle nostre persone.

Come vedete partendo da sinistra e andando verso destra, abbiamo una struttura organizzativa coerente con il business: abbiamo sempre prestato una grande attenzione ad adeguare la dimensione organizzativa al nostro modello di business, ma la cosa che a me piace di più è investire nella crescita qualitativa delle persone. Abbiamo sviluppato ed elaborato degli indicatori interni, che si chiamano Human Capital ROI, con cui andiamo a misurare in modo assolutamente scientifico il livello di copertura delle esigenze professionali, quindi delle skills che ci servono per gestire il nostro business. Abbiamo creato internamente un database che ha mappato tutti i vari mestieri, come li chiama Alberto Fusi, ovvero tutti i ruoli organizzativi. Per ognuno di essi abbiamo identificato le skills necessarie, ed abbiamo fotografato precisamente la situazione con riferimento alle persone che abbiamo nella ns. struttura: oggi abbiamo un livello di copertura dell'84%. Questo è uno strumento importantissimo perché oggettivizza il livello di qualità delle risorse e ci dà una grandissima capacità e velocità nel sapere come e dove investire, nell'acquisire le persone da fuori e nel far crescere le persone dentro. È un asset fondamentale per noi e ritenevo opportuno spendere due parole per sottolinearlo.

In definitiva, quindi, prima di passare agli elementi più specifici del piano, oggi come ci presentiamo? Ci presentiamo con un nuovo portafoglio di generazione. Riprendiamo nella **slide n. 15** la rappresentazione delle nostre unità produttive in un diverso modo grafico: come potete vedere, è un portafoglio di produzione che genera circa 7,5TWh all'anno. È un numero decisamente molto importante. Se aggiungessimo un altro 0,5TWh - perché il nostro impianto è cogenerativo, e utilizza una parte della sua potenza per produrre vapore, che viene poi venduto agli operatori di sito - arriveremmo a 8TWh. Con l'attività di origination e quindi acquisizione e vendita di energia elettrica in termini di bilanciamento di portafoglio, possiamo dire che il prossimo anno contiamo di gestire circa 10TWh, il che ci pone sicuramente fra i primi cinque operatori in Italia (se non tra i primi tre), con una velocità di crescita significativa negli ultimi anni.

La cosa bella però è anche che questo portafoglio è omogeneo, un portafoglio green. Il turbogas usa il gas ma è un impianto cogenerativo, quindi è considerato energia pulita: siamo dunque un operatore completamente green. Siamo un operatore che ha degli impianti complementari e integrati (vedremo successivamente cosa significa), e questa potenza installata per la quasi totalità è gestita con attività di O&M interno. Questo può essere facilmente comprensibile per quanto riguarda l'idroelettrico e il termoelettrico; lo è un po' meno per quanto riguarda invece la gestione degli impianti eolici, e chi ci conosce sa bene che è stata una nostra scelta strategica fondamentale... ma su questo tornerò fra un po'.

Siamo partiti da qui nel fare le nostre riflessioni: dovevamo chiudere l'operazione con EON per presentarci e identificare delle linee guida strategiche di sviluppo che fossero coerenti con l'idea di essere un produttore indipendente di energia elettrica su base europea, che produce solo ed esclusivamente energia pulita.

Dove vogliamo andare? Nella **slide n. 16** abbiamo riportato in cinque dimensioni le linee guida che vogliamo seguire nei prossimi anni, con riferimento allo sviluppo del Gruppo stesso.

Nel Wind vogliamo spostarci - per quanto concerne la crescita - da un modello di crescita quasi esclusivamente basato sull'M&A ad un modello di crescita organico. Un modello di crescita organico che ci deve guidare e far sì che possiamo crescere ulteriormente (almeno 200MW ancora, on top dei 370MW già del 2015), esclusivamente all'estero.

Nell'idroelettrico dobbiamo invece consolidare ed integrare l'impianto di Terni, cercando naturalmente di gestirlo al meglio. Se volete, posso fare anche qui un parallelo con quanto è successo tre anni fa. Tre anni fa, quando abbiamo acquisito gli impianti eolici di Gaz de France, avevamo detto "siamo sicuri di poterli gestire meglio", non perché Gaz de France non lo sapesse fare, ma perché un business di quella dimensione per Gaz de France rappresentava certo un business importante, ma anche uno dei tanti in un portafoglio mondiale. Per noi invece rappresenta una componente essenziale del nostro portafoglio, quindi l'attenzione che abbiamo messo nella sua gestione per portare a casa una redditività superiore è stata sicuramente maggiore. Così sarà anche per quanto riguarda l'idroelettrico: un impianto che ha ampie capacità di modulazione, e che faceva parte del più ampio sistema di Energy Management europeo di EON, in quanto questo impianto era collegato - nei sistemi di EON - direttamente con la Germania. Per certi versi si poteva perdere una parte della sua redditività, naturalmente a discapito della strategia di copertura, di vendita o di bilanciamento, più grande che aveva EON. Per noi invece è un impianto chiave: andrà a confluire direttamente nel nostro sistema di Energy Management unificato in Italia, e quindi siamo convinti di poter seguire al meglio (rispetto a chi ci ha preceduto) il prezzo in modo da raggiungere i prezzi di picco.

Il CCGT rimane un impianto che dobbiamo gestire sempre per massimizzare la generazione di liquidità. Si trova in Sicilia, ubicazione che per certi versi è stata fortunata nel tempo. Oggi e nel prossimo futuro lo sarà un po' meno, anche per il venir meno della normativa sulle unità essenziali, in coerenza con l'entrata in funzione del cavo che andrà a collegare la Sicilia all'Italia, prevista nel secondo semestre quest'anno. È un'attività

dunque di continuo miglioramento dell'efficienza di questo impianto, per cercare di estrarre la massima generazione di cassa in un ambiente complesso e meno redditizio del passato.

Vista la dimensione che abbiamo, e visto che sempre di più, con il passare del tempo, la componente incentivata viene meno, e quindi i nostri impianti vanno sempre di più sul mercato, ovviamente i tre impianti che rappresentano il nostro portafoglio ci portano a questo punto a doverci concentrare sull'Energy Management, sul come gestire al meglio - in termini di profili di produzione e profili di vendita - l'energia che deriva da questi nostri impianti.

Un effetto positivo l'abbiamo già sperimentato nel predisporre internamente il budget del 2016, nella misura in cui - mettendo assieme questo portafoglio di produzioni - il nostro PAR (Profit at risk), si è ridotto decisamente in modo drammatico: questo ci dà una grandissima serenità dal punto di vista della generazione dei flussi di cassa.

Infine, l'Operation & Maintenance: qui la nostra linea guida è: “finiamo il lavoro che abbiamo iniziato in Italia - quindi internalizziamo l'attività di gestione dei nostri 1.094MW in Italia - ma concentriamoci anche sull'estero. Abbiamo acquisito due società che fanno gestione tecnica dei parchi, una in Francia e una in Germania – il closing sarà nelle prossime settimane, quindi stiamo per acquisirle – e naturalmente questo ci piace perché ci porta a poter eventualmente replicare il modello che abbiamo avuto in Italia, e che ci porta oggi ad essere indubbiamente l'operatore con la migliore redditività operativa nei parchi eolici del nostro Paese. Anche questo lo vedremo un po' più in dettaglio.

Vediamo ora nella **slide n. 17** cosa succede nel Wind: andiamo per singola unità di produzione, o comunque per singola area organizzativa. Sarà sicuramente un anno di consolidamento, anche per il Wind, con grandi investimenti fatti anche nel 2015. È ovvio che sarà un anno durante il quale dovremo consolidare le nostre operazioni all'estero, ma anche un anno in cui dovremo porre le basi per la crescita futura e quindi passare dal modello M&A a quello di crescita organica: quindi costruire una pipeline che sia sostenibile nel tempo, da cui attingere continuamente per i nostri investimenti. Abbiamo già cominciato a fare questo lavoro, abbiamo già una pipeline su cui stiamo lavorando e da cui abbiamo estrapolato la crescita del piano: circa 200MW nei successivi due anni, dal 2017 e nel 2018 in particolare. Il cambiamento di modello implica naturalmente che rispetto all'M&A ci sia non solo un diverso time to market - dal momento in cui si acquisisce il diritto a poter costruire un impianto al momento in cui l'impianto entra in produzione - ma anche un percorso di costruzione. La crescita nell'eolico sarà principalmente concentrata nel 2017 e nel 2018. Ritorno poi ancora sul focus sulla nostra attività di Operation & Maintenance, di cui dobbiamo concludere l'internalizzazione per i nostri MW installati in Italia, per poi estenderla all'estero.

Nella **slide** successiva (la **n. 18**) abbiamo semplicemente rappresentato gli elementi essenziali che evidenziano la differenza fra modello di crescita M&A e modello di crescita organica. Con l'M&A si fa prima ma si ha un valore più basso, mentre con la crescita organica ci vuole più tempo ma si crea un valore maggiore: d'altra parte ci si assume anche, per certi versi, un rischio maggiore. Ci sono anche altre motivazioni alla

base di questa scelta, che sono figlie di come noi vediamo lo sviluppo eolico in Europa, dove vogliamo andare.

Come vedete nella **slide n. 19**, tre dei Paesi principali in cui vogliamo crescere sono la Germania, la Francia e l'Inghilterra. Al di là delle incertezze che sta vivendo ora il regolatore in Inghilterra - ma riteniamo siano passeggeri - sono Paesi che hanno puntato decisamente sulle rinnovabili, ed in cui chiaramente il regulatory framework è sicuramente molto stabile, quindi attirano molti investitori finanziari.

Naturalmente non possiamo competere, non vogliamo competere, con investitori finanziari nell'effettuare delle acquisizioni M&A, perché il valore creato sarebbe probabilmente molto basso (forse anche negativo), con riferimento al costo del capitale che noi abbiamo. La crescita organica anche per noi dunque è una risposta a questa maggiore competitività da parte di soggetti diversi da noi, che hanno degli obiettivi di redditività e dei flussi di cassa e di ritorno sull'investimento diversi, con i quali noi non vogliamo competere.

Inoltre è anche coerente col fatto che ERG Renew ha raggiunto - come abbiamo detto anni fa - la dimensione che volevamo avesse: una dimensione industriale completa. Oggi ERG Renew sviluppa, costruisce e gestisce completamente i suoi asset, genera quindi una liquidità importante, e la sua crescita deve essere coerente con questo suo modello.

Come vedrete, comunque questo piano industriale genera una liquidità molto importante e potremo sempre accelerare. Certo, se si presentasse qualche buona occasione di M&A ci interesserebbe ancora, ma principalmente e quasi esclusivamente ci vogliamo muovere attraverso una crescita organica.

Oggi abbiamo una pipeline di circa 300MW, in via di sviluppo, che è il risultato di un'attività di scouting effettuata negli ultimi sei mesi del 2015, quando abbiamo deciso di cambiare questo modello, e dalla quale abbiamo estrapolato una crescita di 200MW, come indicato nella **slide n. 20**. Fondamentalmente è quindi una pipeline strutturata, che riteniamo di essere in grado di sviluppare. Come sapete le pipeline, specialmente nella fase iniziale, hanno un tasso di mortalità elevato, ma se pensate ai 1.000MW che abbiamo scrutinato, ne sono rimasti 300, e di questi ve ne proponiamo 200. Qualcuno ha già scritto che siamo conservativi: io dico che noi siamo la ERG, e - anche se l'anno scorso abbiamo costruito in Paesi stranieri 80MW e altrettanti due anni fa, quando il modello di business era un altro - forse con una maggiore concentrazione potremmo anche andare oltre. Per il momento, oggi, concretamente noi siamo in grado di produrre quest'ipotesi di crescita, che siamo assolutamente certi di poter ottenere.

Perché siamo andati in questi Paesi? È facile dirlo. Nel Wind l'Inghilterra, la Francia, la Polonia e la Germania hanno tassi, ipotesi e obiettivi di crescita dichiarati in modo decisamente esplicito. Certo, sono Paesi che si possono ora trovare in momenti regolatori diversi. Sicuramente la Polonia è un po' più in difficoltà, nella misura in cui abbiamo visto che nel COP 20 ha molta della sua produzione a carbone; ma proprio ciò dovrebbe spingere questo Paese a rinnovarla, e sicuramente le rinnovabili sono la via da perseguire.

Francia e Germania sono solide, sono stabili, vogliono continuare a crescere, stanno crescendo, e noi stiamo crescendo in quei Paesi. Il Regno Unito è la nuova entrante: lì non siamo ancora presenti ma ci piace perché il Regno Unito, specialmente la Scozia, ha delle ventosità molto elevate. Al di là di quello che potrà essere il risultato dei cambiamenti regolatori in corso - che portano anche l'Inghilterra, come questi altri Paesi, a spostarsi da incentivi basati su FIT, o su certificati verdi, ad aggiudicazioni tramite aste, il che comporta un'efficienza maggiore da parte di chi va a competere - l'Inghilterra ci piace perché c'è una ventosità molto elevata. Al di là del fatto che passino più o meno velocemente dal ROC (la loro struttura a certificati verdi) ad una struttura ad aste al ribasso, ci piace perché - essendo molto ventosa - riteniamo di poter essere competitivi anche in assenza di incentivi o contributi di qualsiasi genere.

Ciò detto, questa è la crescita che andiamo a ipotizzare in termini di capacità installata. Considerato che stiamo parlando di potenza installata, che cresce attraverso green field project, abbiamo riportato entrambi i dati: quelli nelle bar chart più scure sono i MW installati a fine anno, quelli nelle bar chart più chiare sono i MW medi installati nell'anno, che credo rappresentino di più la nostra crescita, visto che andiamo in progressione nei vari mesi. Partiamo da un forecast 2015 (ormai quasi consuntivo) di 1.400MW, per salire di un 21% nel 2016, a 1.700MW, per poi crescere ulteriormente di un altro 12%, fino a 1.900MW medi installati nel 2018. 1.940MW puntuali: abbiamo dibattuto molto al nostro interno se scrivere 2GW - perché sicuramente è quello che abbiamo più in mente - ma direi che rimanendo fedeli alle nostre abitudini di dare projection che siano raggiungibili, abbiamo deciso di fermarci a 1.950.

Al di là della crescita della diversificazione geografica, la cosa importante è che - per noi, come per altri operatori del Wind - man mano che passa il tempo vanno a scadenza i diritti di ricevere incentivi sui parchi eolici passati. Questo l'abbiamo presentato con riferimento alla composizione dell'EBITDA di ERG Renew, nella parte destra della slide n. 20, dove - come vedete - l'EBITDA che viene dall'Italia (paese in cui non cresciamo per scelta) è destinato a scendere. C'è una prima riduzione di MW incentivati nel 2018, e la prossima avverrà nel 2022: quindi quella parte si dovrebbe stabilizzare, e andremo a "sostituirla" con EBITDA che viene prodotto all'estero. In questo caso stiamo assistendo ad una riduzione costante, continua della nostra esposizione a ricavi che siano incentivati. Nel 2015 siamo al 66%, mentre alla fine di questo piano saremo vicino al 55%, quindi una riduzione importante e significativa.

Prima di darvi le projection economiche e finanziarie di Renew, spendiamo due parole sull'altra leva che vogliamo utilizzare per creare valore nell'area Wind: l'O&M. Ci siamo chiesti come rappresentarvi questo vantaggio competitivo che abbiamo, al di là del fatto che potete facilmente vederlo nei nostri bilanci estrapolando i valori relativi alla redditività operativa di ERG Renew. Abbiamo fatto un benchmark esterno per rappresentare tutto ciò.

Come vedete nella **slide n. 21**, andremo a internalizzare completamente entro la fine dell'anno i 1.094MW che abbiamo installato in Italia, e - cosa importante - all'interno di questi 1.094MW ci sono tre tecnologie diverse di impianti. Questo è importante perché,

mentre internalizziamo, acquisiamo know-how che possiamo chiaramente utilizzare anche in altre regioni d'Europa.

Nella parte alta di destra della chart abbiamo cercato di esprimere il vantaggio competitivo. Ci siamo fatti aiutare da Bloomberg, che ha fatto un'indagine molto dettagliata con tutti gli operatori, facendosi dire quanto sarebbe stato il costo di O&M per MW, in funzione dell'età del singolo MW dal momento dell'entrata in funzione in poi. Abbiamo ribasato quello che poteva o potrebbe essere secondo questo indicatore la crescita dei costi di O&M nell'arco di piano per quanto riguarda ERG Renew, basandoci chiaramente su questa rilevazione fatta su operatori che non hanno internamente una profondità come la nostra nella gestione dell'Operation & Maintenance.

Sotto abbiamo rappresentato quello che effettivamente facciamo: la differenza è decisamente significativa, parliamo quasi di un 50% di differenziale. Lo si vede nei nostri numeri, nella redditività e nei cash flow di ERG Renew. È ancora più importante perché ci permette di ottimizzare il controllo della produzione: infatti assieme all'attività di O&M vengono anche le attività di controllo sulla producibilità, e quindi sulla disponibilità tecnica dei nostri impianti, che abbiamo fatto salire dal 95% al 97% negli ultimi quattro anni, come vedete nel grafico in basso. Ogni 1% rappresenta svariati milioni di euro di EBITDA.

Infine, nella **slide n. 22** sintetizziamo i numeri con riferimento al piano di ERG Renew, dove stiamo ipotizzando una crescita del 42% della capacità media installata (quindi una crescita lineare ma importante nell'arco di piano), ed una crescita del 15% dell'EBITDA di Renew, che si porterà a fine piano a circa 310 milioni di euro dai circa 260 attuali. Una crescita, quindi, che più che compensa la perdita di EBITDA che dobbiamo sopportare in Italia per le ovvie ragioni che vi ho detto prima. Questa crescita ci permetterà di raggiungere i 2GW di potenza a fine 2018, e per fare ciò andiamo ad investire circa 870 milioni di euro nell'arco del piano, tra 2015 e 2018. Questo per quanto concerne la parte relativa alle nostre energie non programmabili.

Passando invece alle energie programmabili (e siamo alla **slide n. 23**), la nostra strategia è estrarre il maggior valore possibile per quanto riguarda il nucleo di Terni. Come ho già detto, quest'impianto per noi è chiave nel nostro portafoglio, è chiave nel nostro capitale investito, è chiave nella nostra struttura industriale. Quindi l'attenzione che metteremo nella sua gestione - in particolare per sfruttare al meglio le sue caratteristiche di modulabilità - ci permette di dire che saremo in grado di estrarre una redditività molto importante e superiore al passato.

Per il CCGT perseguiremo la massimizzazione della redditività, ma il CCGT ha anche un ruolo importante come strumento di produzione di energia elettrica estremamente modulabile, che ci consente di ottimizzare e sfruttare al meglio le attività svolte attraverso l'Energy Management nella sua gestione di questo portafoglio integrato. Al di là della sua perdita di redditività, il ruolo del CCGT è molto importante in termini di copertura di rischio per quanto riguarda la gestione complessiva dei profili di produzione.

Parlando dell'idroelettrico, vi propongo la **slide n. 24** per cercare di spiegare questo sistema integrato di fiumi, canali, dighe, serbatoi che ne permette una grande modulabilità. Questa slide dice che ci sono 38 unità di produzione, 7 dighe, 3 bacini, 3 aste idroelettriche, che sono dei bacini idroelettrici in cui confluiscono i fiumi. Ci sono però anche 150 km di canali che li collegano, sia i fiumi all'aria aperta sia i canali che collegano i vari bacini in modo da poter sfruttare più e più volte - lo dico in modo semplicistico - la stessa goccia d'acqua che, per darvi un'idea della dimensione di quest'impianto, quando per scendere dall'high Velino ed arrivare giù fino alla centrale di Galletto impiega 10 ore. Per darvi un ordine di grandezza, quel tubo che vi ho indicato non è altro che una galleria scavata nella roccia, lunga più di 40 km e con una volta alta 6m.

Fondamentalmente qui stiamo parlando dell'Umbria e di un impianto estremamente ben integrato nel territorio, che non è altro che lo storage più evoluto che oggi la nostra struttura produttiva di energia elettrica proponga non solo in Italia, ma anche nel mondo. L'Ing. Tittoni, l'Amministratore Delegato che segue quest'impianto, m'ha detto subito che non la devo vedere più come acqua, ma come energia elettrica. La cosa non è proprio immediata, ma è così. Il vantaggio principale è che si tratta di un impianto integrato che può modulare, può seguire la formazione del prezzo e ha una produzione estremamente significativa in termini quantitativi.

Ho cercato di spiegarvelo in questo modo, ma non so quanto ci sia riuscito perché è uno strumento decisamente affascinante: quindi ci permettiamo ora di proporvi un breve video, che vi può raccontare anche visivamente di cosa stiamo parlando.

*[Proiezione video]*

La cosa che mi sono scordato di dire - ma è stata evidenziata bene nel video - è che tutta questa grande struttura viene gestita da un'unica centrale operativa informatizzata in tempo reale che, con i monitor, apre e chiude le dighe, sposta l'acqua, segue la programmazione, ecc. Da questo punto di vista è estremamente efficiente; per questo motivo, non solo l'Ing. Tittoni ma anche io la considero un'unica grande centrale ad acqua per la produzione di energia elettrica, decisamente modulabile.

È chiaro che tutto ciò va a confluire nell'Energy Management su cui ci concentreremo . Vi ricordo che le cose che vi abbiamo fatto vedere le stiamo gestendo solo da 15 giorni, e quindi dobbiamo avere il tempo di prendere il controllo in modo definitivo. Comunque è già chiaro che è una componente fondamentale del nostro portafoglio di produzione, che prima di quest'acquisizione era di 5,5TWh e diventa di 8TWh, come ben rappresentato nella **slide n. 25**. 8TWh prodotti da sistemi che sono naturalmente complementari, e lo sono con riferimento alla dislocazione geografica (come vedete nella parte destra, dov'è rappresentata l'Italia), lo sono da un punto di vista della stagionalità (teoricamente quando non tira vento d'estate c'è più acqua e viceversa), e lo sono anche da un punto di vista della loro natura tecnologica, come abbiamo rappresentato nella parte di sinistra della slide. È evidente, quindi, che oggi ci troviamo di fronte alla possibilità di sfruttare al meglio un portafoglio che è naturalmente integrato, e sul quale dobbiamo continuare a costruire attraverso una struttura di Energy Management che non ci consenta solo una significativa riduzione di PAR, ma anche di

andare a prenderci altri segmenti della catena del valore nell'attività di distribuzione della vendita dell'energia elettrica.

Ciò detto, nella **slide n. 26** vedete come si propone la parte programmabile in termini di capacità installata: risaliamo da 480MW a 1.000MW di potenza, e con il profilo di EBITDA che vedete a destra. Come vi ho anticipato, la parte blu rappresenta l'EBITDA del CCGT, che oggi è la componente quasi esclusiva del conto economico di questa business unit, e che è destinato a ridursi nel tempo e ad essere sostituito dalla redditività che deriva dall'impianto idroelettrico, con una situazione sostanzialmente stabile nel 2018 e da lì in poi per gli anni a venire.

Dovrebbe quindi esserci una riduzione e forse, con l'Energy Management, anche ripartire. L'Energy Management non si può isolare in termini di redditività: va a confluire nei conti economici di tutte queste business unit in funzione della modulazione, del profilo di produzione e del profilo di distribuzione. Qui abbiamo investito 950 milioni, che sono riferiti principalmente all'acquisizione del sistema di Terni descritta prima.

A questo punto, prima di passare ai nostri risultati consolidati, farei un cenno importante a TotalErg, commentando la **slide n. 27**. Come sapete, già da quest'anno abbiamo definito che TotalErg per ovvi motivi - credo non mi debba ripetere - non sia più un investimento core nel nostro business, in quanto abbiamo puntato decisamente sulle Rinnovabili. Credo però sia importante sottolineare come questa joint venture sia ancora per noi importante, e stia raggiungendo i risultati che tre anni fa avevamo detto avremmo raggiunto.

Tre anni fa avevamo detto che questa società doveva aumentare la redditività, l'efficienza della rete, ridurre i costi e quindi avere una profittabilità più elevata. Abbiamo creato questa joint venture con Total nel 2010, e allora la sfida era proprio quella di riuscire a portare a casa questi risultati. Sono contento di poter dire che ci siamo riusciti, perché questa joint venture ha messo insieme due società piccole o medio piccole (con 6-7% di quote di mercato), ed è passata attraverso un percorso di efficientamento ulteriormente confermato nel piano che TotalErg sta portando avanti di riduzione dei punti vendita non profittevoli. Infatti - come vedete in alto a sinistra - c'è un incremento della quota di mercato dei punti vendita maggiormente profittevoli (che sono quelli di proprietà della Società). TotalErg ha avuto una crescita dell'EBITDA da 84 milioni del 2012 a ca. 150 milioni quest'anno e a ca. 170 alla fine del periodo di piano, con una contrazione dei costi rispettivamente del 21% e del 29%.

Dietro questi numeri c'è ovviamente l'importante lavoro fatto di riconversione della raffineria di Roma nel principale hub di importazione del Mediterraneo. Ciò chiaramente ha permesso alla Società di incrementare l'efficiency index (cioè il rapporto tra litri venduti su punti vendita confrontato con quello dell'industry: essendo sopra l'1% siamo sopra l'industry), riducendo del 18% i punti vendita e automatizzandoli.

Mi piace pensare che questa chart stia dicendo che quando abbiamo fatto questa joint venture abbiamo fatto la scelta giusta: infatti nel momento in cui il mercato - ad esempio nel 2015 - si è mosso su delle variabili più normali rispetto al passato sia in termini di prezzo del petrolio (non pensiamo ai 35-40 dollari di adesso, ma alla media del 2015) e

con una leggera ripresa, seppur contenuta, dei consumi in Italia dei prodotti petroliferi, TotalErg ha scaricato a terra tutta la sua potenza, la sua efficienza e la sua capacità di gestire il business, e di generare redditività e liquidità. Oggi certo non è più parte del nostro core business, ma sicuramente è un investimento finanziario che ci dà soddisfazione, e da cui ci aspettiamo di ricevere dei dividendi negli anni a venire.

Concludiamo andando rapidamente nella **slide n. 28** attraverso delle quasi semplici somme di quello che abbiamo visto prima, e parlando chiaramente a livello di Gruppo. Il trend dell'EBITDA è che partiamo dai ca. 350 milioni del 2015 per salire a ca. 450 milioni nel 2018. Parliamo di una crescita del 29%, e ne approfitto per fare un appunto sulla guidance. Poco tempo fa - prima di fare il closing dell'operazione di acquisto degli impianti di Terni - abbiamo dato una guidance di 350 milioni. La riconfermiamo, ma per farlo dobbiamo aggiungere una decina di milioni mal contati di EBITDA da parte degli asset idroelettrici, perché purtroppo la ventosità del mese di novembre e dicembre - decisamente molto bassa - non ha permesso a Renew di raggiungere i risultati che erano previsti all'interno della guidance. Quindi confermiamo i 350 milioni, pur se con una composizione diversa, e saliamo poi a ca. 450 nel 2018.

Credo sia importante poi condividere con voi il modo in cui questo EBITDA sale, in quanto - come vi ho accennato prima - abbiamo delle situazioni che ci portano a ridurre naturalmente l'EBITDA. In particolare, tra il 2015 e il 2018 ci sono tre cluster: una riduzione di 37, una crescita di 90 milioni (on top dei 10 dell'idroelettrico), e una crescita di 41 relativa alle produzioni che derivano da ERG Renew. La perdita di 37 milioni è figlia sia di uno scenario elettrico che vediamo leggermente peggiorativo rispetto al passato, ma anche dei cambiamenti regolatori. Insiste in quei 37 milioni la perdita di redditività che deriva dal venir meno della normativa sulle unità essenziali di produzione in Sicilia. Stesso discorso vale passando dai ca. 440 milioni del 2016 ai ca. 450 del 2018, dove abbiamo una perdita di redditività: c'è l'ingresso del cavo (e quindi un peggioramento dal punto di vista della redditività dell'impianto CCGT), ma anche l'entrata del fenomeno della riduzione dell'EBITDA prodotto attraverso i certificati verdi che vanno a scadere.

Come vedete, la cosa importante è che attraverso gli investimenti che stiamo facendo siamo convinti di poter più che compensare queste riduzioni. Mi sia consentito di dire che queste proiezioni sono all'indomani o contemporaneamente alla chiusura di un deal molto importante, e quindi scontano una certa prudenza con riferimento alla nostra conoscenza di un business che abbiamo appena portato a casa.

Il tutto attraverso degli investimenti significativi, e li richiamo brevemente nella **slide n. 29**. Parliamo di 1.9 miliardi di euro di investimenti tra il 2015 e il 2018 (superiori alla nostra capitalizzazione di mercato): 1 miliardo 350 nel M&A, e il resto è crescita organica di Renew. Sono tutti investimenti di sviluppo: all'interno ci sono alcune decine di milioni di euro ogni anno relative ad attività di manutenzione operativa, ma al 95% sono investimenti per lo sviluppo.

Infine, la rappresentazione del nostro cash flow. Ancora una volta un Gruppo che si presenta simile come sviluppo di liquidità a quello che è stato nel 2012. Anche allora avevamo avuto un grande investimento, grande leverage e poi deleverage. Come

abbiamo sintetizzato nella **slide n. 30**, chiudiamo il 2015 con un debito di 1,9 miliardi di euro, e a fine piano scendiamo a ca. 1,3 miliardi. 400 milioni di investimenti, 200 di dividendi (che, come avete visto, consideriamo un floor), e una generazione di liquidità, - a questo punto esclusivamente operativa perché non pensiamo assolutamente di andare attraverso dismissioni o quant'altro - di ca. 1 miliardo e 200 milioni di euro, che ci riporta ad avere alla fine del piano 1,3 miliardi di indebitamento.

Vediamo nella **slide n. 31** com'è composto quest'indebitamento: la riga rossa è l'indebitamento netto spaccato nelle sue componenti. Vi riproponiamo un grafico che già avete conosciuto tre anni fa, e che ci fa vedere come il nostro debito sia principalmente di project financing (la parte blu), mentre la parte in giallo rappresenta il debito per l'acquisizione degli impianti idroelettrici di Terni (ca. 700 milioni).

A fronte di quest'indebitamento potrei dirvi che non abbiamo di fatto problemi di rifinanziamento nell'arco di piano. Questo è molto importante perché ci consente di guardare sempre con ottimismo - anche se la struttura del capitale potrebbe essere maggiormente ottimizzata - alla parte azzurra, che rappresenta la liquidità che abbiamo a disposizione. In parte è bloccata nei contratti di project financing, com'è naturale che sia, ma la parte principale è libera e disponibile nell'arco di piano. Il costo del denaro si allinea chiaramente a quello dei nostri peers, e questo ci fa dire che comunque c'è stato un releverage molto importante e un rapporto debito/EBITDA in uscita di piano di 2,9x, che - per un business quasi infrastrutturale, come il nostro - è decisamente di ottima qualità.

Nella **slide n. 33** provo rapidamente a trarre le conclusioni di quanto abbiamo visto oggi. Mi sono chiesto che cosa dice questo piano. Questo piano racconta sicuramente di un anno molto impegnativo (il 2016), che sarà un anno di consolidamento degli investimenti fatti, ma anche un anno di grande intensità nella costruzione degli elementi di base per la crescita futura, per passare ad un modello di crescita organica nell'eolico, e per strutturare al meglio la gestione dei nostri 10TWh di portafoglio attraverso un Energy Management assolutamente coerente, in termini di sistemi informatici e di capacità di lavoro e di previsione.

Un piano industriale che - se andiamo attraverso i numeri - ci dice che la nostra capacità installata passa da 1,8GW a 3GW nell'arco di piano, con una crescita del 62%. Una capacità installata che solo nell'eolico cresce del 45% (da 1.341 a ca. 1.950MW), e che cresce all'estero di quasi due volte e mezzo, da 254 a ca. 850MW.

Sicuramente un piano industriale di consolidamento, ma anche di grande crescita: un EBITDA con una crescita compounded del 7% (da 343 a ca. 450 milioni di euro), con una composizione 65% Wind (non programmabile) e 35% programmabile. I Capex cumulati raggiungono i 1,9 miliardi, di cui 600 milioni dedicati alla crescita organica: un valore superiore alla capitalizzazione di borsa, con un releverage e un deleverage altrettanto importanti, ma con possibilità finanziarie sicuramente di alta qualità, con un rapporto debito/EBITDA inferiore a 3x alla fine del piano, ed una politica dei dividendi decisamente sostenibile nei prossimi tre anni, che quindi può remunerare gli azionisti.

Questo è quello che ci dice il piano dal punto di vista quantitativo e qualitativo. A me personalmente dice anche qualcosa di più, e lo voglio condividere con voi. Mi dice innanzitutto quali sono i punti di forza del gruppo ERG, evidenziati nella **slide n. 34**. Noi abbiamo tre leve fondamentali, su cui dobbiamo agire per continuare a creare valore nei prossimi anni.

Sicuramente la qualità dei nostri asset, diversificati da un punto di vista tecnologico e geografico; le barre rappresentano chiaramente lo sviluppo in questa direzione nell'arco di piano. Basta vedere l'ultima: questi 3 GW sono diversamente strutturati dal punto di vista della modalità di generazione, ed ubicati in Italia e all'estero. Sono asset di qualità, perché è risaputo che i load factor del Gruppo ERG sono sicuramente ben al di sopra della media dell'industry, e la redditività operativa lo è altrettanto, grazie alla scelta strategica fatta due anni fa di internalizzare l'O&M. Il CCGT è altamente flessibile e modulabile e lo è anche l'impianto idroelettrico integrato, come abbiamo fatto vedere prima.

Una seconda leva è quella della generazione di liquidità. In estrema sintesi, questo portafoglio integrato ci permette di avere dei livelli di PAR molto contenuti, ed una creazione di cassa molto importante quale 1,2 miliardi, con un free cash flow yield medio dell'8,1% nell'arco di piano.

Infine, da ultimo ma solo perché è classificato in fondo, le nostre persone. Ne ho voluto parlare appositamente all'inizio della mia presentazione: questa - come amo dire io - è algebra, parliamo di persone che hanno avuto la capacità di anticipare i trend, di gestire l'Oil e l'IGCC - che è un quasi Oil - ed ottenere la liquidità da investire nelle Rinnovabili. Mi sembra che gruppi industriali molto più grandi di noi abbiamo iniziato a farlo da poco, e lo abbiano dichiarato apertamente. Abbiamo concluso 7 miliardi di operazioni M&A e non mi sembra che noi abbiamo sofferto di particolari problemi in termini di impairment test nei nostri bilanci.

Se ci aggiungo altri 2 miliardi che lì non sono contati, arriviamo a 9 miliardi nel giro di sette anni, quindi siamo sicuramente dotati di una grande flessibilità. Oggi parliamo solo di energia elettrica, mentre tre anni fa metà produzione era Oil, quattro o cinque anni fa era chiaramente totale produzione Oil. Il marchio è rimasto sempre lo stesso, quindi c'è una grande flessibilità e reattività da parte del management nell'adattarsi alle nuove situazioni.

Direi che questi punti di forza sono assolutamente coerenti con la nostra visione del futuro che - ne siamo molto convinti - sarà delle Rinnovabili. Qualcuno - e io l'ho riscritto nella **slide n. 35** - ha detto che il XIX secolo è stato il secolo del carbone, ed il XX del petrolio. Il XXI - non so cosa ne pensiate voi - io penso sarà molto probabilmente il secolo dell'energia verde, e lì noi ci siamo con le nostre competenze, perché maggiore è il rinnovabile, maggiore è l'eolico, invecchiamento degli impianti, maggiori operatori che non hanno capacità industriale, possono portarci ad avere maggiore opportunità di crescita nei servizi verso terzi nell'O&M.

Arriveranno prima o poi, ne sono certo, le batterie e questo cambierà drasticamente tutto il mercato dell'energia elettrica. ERG non è in grado di investire per la ricerca e lo

sviluppo di batterie, però è in grado di generare una liquidità tale da potersi appropriare di questa tecnologia, direi molto rapidamente. Infine l'Energy Management, un'ulteriore step up qualitativo nella gestione dei nostri asset.

Questo è quello che io vedo per il futuro, e dove noi chiaramente potremo andare. Non sono cose scritte nel nostro piano, ma che noi abbiamo chiaramente in testa. E sono cose che vorremmo continuare a fare, mantenendo sempre inalterata la nostra convinzione che possiamo competere solamente se investiamo, e portiamo avanti progetti e investimenti di qualità e in modo semplice. La semplicità in questo momento potrebbe essere estremamente facilitata da un processo di digitalizzazione, che a livello mondiale ormai è irrefrenabile.

Questa è la cosa che mi piace di più di tutto il piano: potervi dire che siamo sicuramente pronti per andare a cogliere le opportunità che arriveranno, perché il mercato dell'energia elettrica è in fortissima e profondissima trasformazione, e noi abbiamo la flessibilità, il know-how e le capacità finanziarie per cogliere questa opportunità. Grazie.

**Emanuela Delucchi:**

Siamo ora pronti per le vostre domande. Darei la precedenza a quelle in sala, e passerei poi alle domande in conference call.

## Questions & Answers

**Roberto Letizia (Equita SIM):**

Buonasera, sono Roberto Letizia di Equita Sim. Qualche domanda di follow-up a seguire.

La prima è sull'Idro. Ci avete guidato bene sulle opzioni di crescita strategica per il Wind, ma al di là del consolidamento non ci avete detto nulla per quanto riguarda l'Idro, quindi può dirci quali sono nel medio-lungo termine le azioni di crescita per l'Idroelettrico, anche in considerazione delle gare che arriveranno poi nel nostro Paese nei prossimi anni?

Volevo poi sapere quali e quanti sono i certificati verdi che scadono nell'arco di piano al 2018, mi è sembrato di capire.

Inoltre, cosa succede alla struttura di controllo ERG-ERG Renew: una parte del vecchio piano consisteva in una vecchia ipotesi di votazione della vecchia ERG Renew, vorrei un update anche su questo.

Un'indicazione sul dividendo: è vero che avete dato un dividendo minimo a € 0,5, però non ci date nessuna indicazione di payout, quindi non ci aiutate a capire quanta della generazione di valore sul net income può essere ritornata agli azionisti. Grazie mille.

**Luca Bettonte:**

Con riferimento alla crescita nell'Idroelettrico non diamo indicazioni perché oggi noi non ipotizziamo nell'arco di piano di fare investimenti nell'Idroelettrico, al di là del fatto che - come Lei ha giustamente sottolineato - ci sono le aste che dovranno definire i nuovi ingressi. Il tema delle aste è estremamente delicato: come Lei ben sa, c'è una discussione molto intensa fra il Governo italiano e l'Unione europea sulle modalità con

cui queste aste dovrebbero essere eseguite, quindi c'è una significativa incertezza normativa. Al di là di questo, oggi noi da un punto di vista industriale non stiamo ipotizzando di crescere ulteriormente in quest'ambito nei prossimi due anni.

Vedremo comunque che cosa avverrà: abbiamo sempre una riserva di cassa disponibile che chiaramente potremo utilizzare anche in questa direzione. La risposta puntuale è che in questo momento non siamo interessati a crescere nell'Idroelettrico, anche perché una crescita dovrebbe essere anche dimensionalmente coerente con quella che abbiamo avuto, e non è facile trovare impianti di dimensioni coerenti in questo senso e integrabili in quel modo.

Con riferimento agli incentivi che vengono a scadenza nell'arco di piano, c'è una riduzione per circa 270MW nell'arco di piano; c'è poi una ristabilizzazione per alcuni anni, e si arriva fino al 2020-22 prima di avere un'ulteriore riduzione degli incentivi.

Circa il tema ERG-ERG Renew Lei ha ricordato una cosa importante che mi permette di sottolineare un'altra. Quando parlavamo di un relisting di ERG Renew e di una diversa struttura societaria con ERG S.p.A. eravamo in un momento in cui il Gruppo non aveva ancora una chiara e precisa struttura industriale in cui tutti i vari business fossero coerenti fra di loro. Oggi, avendo chiaramente una produzione di energia pulita, producendo solo energia elettrica con impianti green modulabili e non modulabili, riteniamo che l'ipotesi di riquotare ERG Renew venga meno.

Allora uno dei razionali era che se ERG S.p.A. (che all'epoca aveva 1 miliardo e mezzo di liquidità da investire) avesse diversificato in settori diversi - come era la situazione prima di chiudere completamente l'avventura dell'Oil - evidentemente avremmo dovuto proporre ai nostri investitori delle azioni che fossero immediatamente e facilmente identificabili in termini di risk reward con riferimento al business industriale sottostante. Oggi credo che il titolo ERG - ma lascio a voi il giudizio finale - rappresenti in modo univoco un profilo di rischio relativo alle modalità con cui produciamo e vendiamo il nostro prodotto, che è energia elettrica. Le vostre rielaborazioni di tassi di sconto lo confermano, così come lo conferma il fatto di avere un unico PAR, mentre prima con l'Oil non era possibile.

Con riferimento al dividendo, non abbiamo mai dato indicazioni di payout: la nostra politica dei dividendi è sempre stata quella di mantenere un dividendo di un certo livello finché è finanziariamente sostenibile. Oggi quello che diciamo è che il nostro dividendo a €0,5 (salito dallo €0,4 di qualche anno fa) e che sicuramente non scenderà. Potrà salire? Mi consenta di dire che negli ultimi 2-3 anni lo €0,4 una volta è diventato €0,9 e una volta è stato €1. Questa è l'indicazione che mi sento di poterLe dare.

**Roberto Ranieri (Banca IMI):**

Buonasera a tutti, Roberto Ranieri di Banca IMI. Un paio di domande. La prima sulla capacità programmabile: chiederei se potete darci un'indicazione di quanto questa capacità programmabile può avere effetto in termini di prezzo di vendita aggiuntivo rispetto alla vostra assunzione di PUN. Suppongo che verranno utilizzate molto sulla punta, quindi quale può essere l'effetto in termini di upside rispetto a PUN da questa programmabilità, quali sono le vostre ipotesi di scenario di prezzo dell'energia elettrica per il periodo di piano?

La seconda domanda è sempre sugli aspetti operativi ma anche di mercato sull'Energy Management. Avete evidenziato l'effetto dell'Energy Management e mi chiedo se questo ha una rilevanza soltanto operativa, oppure se può avere anche una rilevanza in termini di upside (se ce n'è), in termini di EBITDA sugli obiettivi di piano. Faccio un esempio: questo Energy Management significa anche aprire al trading di energia elettrica - magari con la scomparsa delle tariffe di maggior tutela - e quindi cogliere opportunità in questo senso, oppure no? Se sì, c'è un upside da questo tipo di attività? Grazie mille.

**Luca Bettonte:**

Come ho accennato prima, estrapolare un differenziale aggiuntivo non è semplice, perché dipende dai profili di produzione e come vengono seguiti. Quello che può fare l'Energy Management è seguire al meglio i profili di produzione attraverso la programmabilità degli impianti, e quindi portare a casa in ogni ora il prezzo migliore. Un differenziale rispetto al PUN è un calcolo estremamente difficile da fare; Le faccio comunque un esempio. La programmabilità dei CCGT - ancorché non ci fosse un Energy Management quale quello che stiamo sviluppando - ci ha permesso in passato di avere un EBITDA nell'ordine dei 15-18 milioni di euro solo in quella direzione: questo è l'impatto importante che può avere. Lo traduca poi in capacity management, Energy management, seguire il profilo di produzione.

Lo scenario che vediamo è molto simile a quello che vedono i principali operatori in Italia: in leggera crescita nei prossimi 2-3 anni, fondamentalmente nell'ordine del 2,5% fino al 2018. Ovviamente questa crescita va valutata alla luce anche delle indicazioni delle curve forward, che in questo momento sono al di sotto di questa crescita.

Il tema in questo momento è legato principalmente ad un livello estremamente depresso delle commodities, e non è detto che il petrolio possa rimanere per molto tempo a questi prezzi così bassi. Ho un brutto ricordo di questo prezzo quando nel 2009 Lukoil doveva pagarci la raffineria e non era in grado di generare liquidità; quindi questo mi rincuora sul fatto che probabilmente - anche se l'analisi è molto grossolana - non dovrebbe rimanere così basso per molto tempo. In ogni caso la struttura di portafoglio che noi abbiamo - al di là del PUN che ha un prezzo medio nazionale - va letta all'interno dei singoli prezzi orari che si vengono a formare con la capacità di modulazione che abbiamo e quindi di rincorrere il prezzo migliore.

Upside nel piano ce ne possono essere sicuramente, però saranno figli sia dello sviluppo di questo Energy Management in termini informatici, sia della capacità del management di raggiungere questi obiettivi.

La seconda domanda invece?

**Roberto Ranieri (Banca IMI):**

La vostra idea sul cambio di tariffa.

**Luca Bettonte:**

È prematuro per noi dirlo: il tutto avverrà nel 2018. Quello che posso dirLe è che per il 2018 noi dovremmo essere pronti per fare questo. Se posso elaborare ulteriormente su questo concetto - ancorché non sia certo una dichiarazione di intenti precisa o da piano

industriale - è chiaro che potrebbe esserci la possibilità di entrare in altri segmenti della catena del valore nella distribuzione dell'energia elettrica (e oggi siamo fra i primi 10 produttori di energia elettrica in Italia, più o meno terzi o quarti), tutti gli altri hanno un'esposizione al retail. Gli unici che non ce l'hanno siamo noi perché, banalmente, siamo appena arrivati. Questo è il tema. D'altra parte è altrettanto banale dirLe che non sarà mai nostra intenzione crescere in un settore tipo il retail, o comunque si voglia definire, portando all'interno del Gruppo troppa complessità.

La nostra sfida, quindi, è essere efficienti come Energy Management, capire se ci sono possibilità in questa direzione ma, se ci saranno, dovranno essere coerenti come modello di business con quello che è il nostro modo di fare business, quindi essere semplici perché il mercato della complessità non paga. La soluzione sto cercando di capirla anch'io, come tanti altri, e potrebbe essere la digitalizzazione.

In passato abbiamo avuto un'esperienza di retail, se si ricorda, e poi l'abbiamo fermata nell'ambito del più ampio accordo con IREN: avevamo 50.000 clienti, che poi abbiamo ceduto. Allora non mi era piaciuta la complessità, per cui dobbiamo trovare un percorso più semplice ed efficiente. Sicuramente, come ho detto in chiusura della mia presentazione, abbiamo delle potenzialità e su questo lavoreremo.

**Niccolò Storer (Mediobanca):**

Buonasera, Niccolò Storer di Mediobanca. Vorrei sapere che assumptions sono implicite nelle vostre stime al 2018 sul CCGT. In particolare, mi pare che nel 2017 scada un accordo con IREN che richiede gran parte dell'energia prodotta. Volevo quindi sapere cosa accadrà dopo la fine di questo contratto, se sarà rinnovato e cosa vi aspettate. Grazie.

**Luca Bettonte:**

Direi che non ci sono assumptions particolari, se non quelle di continuare a fare efficienza nell'ambito dell'attività normale dei CCGT: come ha visto, il livello di redditività che abbiamo previsto si stabilizza al 2017-2018. È vero quello che ha sottolineato, ma la risposta sta già nei commenti fatti poc'anzi. Sicuramente perdiamo 2TWh di vendita di energia elettrica in contratto con IREN: direi che è molto difficile che IREN - date le attuali condizioni di mercato - rinnovi un contratto con quelle caratteristiche, perché era figlio di previsioni ed ipotesi fatte più o meno cinque anni fa e che oggi non sono ripetibili. Il CCGT è uno strumento che cerchiamo di utilizzare al meglio in termini di efficienza operativa, e al meglio in termini di contributo alla moderazione del nostro sistema.

Abbiamo ancora contratti importanti con Versalis (di lungo termine), con ISAB (di lungo termine); vendiamo vapore ed energia, quindi comunque - malgrado ci sia una perdita di redditività - è una redditività significativa e importante per noi. Considerate solo che quest'investimento va verso la fase finale della sua vita: abbiamo iniziato nel 2010 e negli ultimi tre anni abbiamo fatto 100 milioni di euro di EBITDA ogni anno, per cui per certi versi ci ha già ampiamente ripagato.

**Roberto Letizia (Equita SIM):**

Se non ci sono altre domande, avrei dei follow-up. Una domanda per il Vicepresidente sul controllo di ERG nel suo complesso. Il settore rinnovabile è ancora incredibilmente frammentato: soprattutto in Italia c'è una pluralità di soggetti operatori anche quotati che hanno perso un po' di smalto, di appeal negli ultimi anni. Mi chiedo se allo studio di ERG c'è l'analisi di un'ipotesi di integrazione del Gruppo, e su questo fronte mi chiedevo quanto pesa un'eventuale possibile diluizione, se è un tema su cui ERG può ragionare, e se c'è la possibilità di creare tanto valore ed una gestione sempre più integrata di portafogli più grandi.

Se possibile, vorrei qualche dettaglio in più sulla pipeline. Ci sono parecchi MW in costruzione, e vorrei sapere che grado di probabilità hanno in questo momento gli asset che avete scrutinato, se hanno già nomi e cognomi, o se fra i 300MW residui dal GW che ci avete detto sono ancora in effetti da analizzare. Quanti sono già autorizzati? Vorrei qualche dettaglio in più sui MW che devono entrare in funzione.

Un chiarimento, gentilmente, sulla composizione dell'EBITDA dell'Idro più il Power. Vorrei capire come vi siete comportati, soprattutto per il 2016, nelle assunzioni di entrata in funzione della connessione, perché quest'anno - soprattutto sul Power - dovrete fare 100 milioni di euro (forse qualcosa in più o in meno), e uscire con un ritorno di 50 milioni di euro al 2018. Avrei assunto una via di mezzo per il 2016, ma mi sembra che l'assunzione di EBITDA della divisione Power del 2016 sia particolarmente conservativa. Vorrei quindi sapere che cosa avete assunto come entrata in funzione della connessione, e cosa pensate della fine degli incentivi Mucchetti.

Gentilmente, qual è il tax rate assunto nell'arco di piano? Ci siamo lasciati nelle ultime presentazioni con indicazioni di vantaggi fiscali significativi sulla depreciation degli asset idroelettrici, quindi vorrei capire se c'è questo beneficio, e su che livelli si mantiene per tutto l'arco di piano. Collegato a questa domanda sempre sull'Idroelettrico, potete darci un'indicazione di qual è la depreciation? Purtroppo faccio molta confusione nel determinarla, fra quella che deriva dalla purchase price allocation del goodwill più gli ammortamenti anticipati. Vorrei quindi un'indicazione del solo Idro sul 2016 e 2017. Grazie mille.

**Alessandro Garrone:**

Innanzitutto complimenti, ha battuto il record di domande ma è giusto approfittarne. Credo che la Famiglia abbia dimostrato nella storia di ERG sempre massima flessibilità in termini di partnership e di accordi con azionisti anche più grossi, con l'unico obiettivo di crescere, diversificare e fare nuovi business. C'è stato un momento in cui abbiamo fatto partnership, e poi le abbiamo sciolte. Questa è la nostra cultura, fino ad oggi non è mai capitata una occasione di partnership che andasse a toccare le azioni che la Famiglia detiene (che oggi sono sostanzialmente il 62% del Gruppo). Però la Famiglia non si è mai posta dei vincoli stringenti, non si è mai detto che non vogliamo ridurre, diluire o aumentare. Fa parte del nostro patrimonio di azioni, fa parte di quello che possiamo mettere sul tavolo su operazioni che siano ovviamente straordinarie, importanti, e che creino valore.

Sicuramente ci possono essere integrazioni, ci sono soggetti quotati e non quotati più piccoli, devono assolutamente rientrare nelle nostre strategie (che oggi - come avete visto - sono crescita soprattutto all'estero, asset di qualità), e quindi è più difficile trovare il soggetto o l'oggetto giusto da aggregare piuttosto che decidere di utilizzare l'azione ERG come mezzo di scambio per le acquisizioni. Il tema è trovare l'oggetto giusto per acquisire.

**Luca Bettonte:**

Do alcune indicazioni precise, poi il nostro Investor Relator è a Sua disposizione per ulteriori approfondimenti. Sul tema del tax rate l'ipotesi che abbiamo fatto nel piano è di circa il 30-32%. Circa gli ammortamenti (inclusa la PPI) che noi oggi ipotizziamo, per quanto riguarda l'Idro parliamo di di circa 60 milioni di euro all'anno di ammortamenti.

L'EBITDA del Power nel 2016 è di circa 63-65 milioni, e scende a 40 milioni negli anni successivi.

La pipeline prevede dei contratti di esclusiva con degli sviluppatori, ed abbiamo già definito con loro i vari step di nostra pertinenza o da fare assieme, in termini di supporto al Capex (quindi agli investimenti), in termini di supporto nell'ottenimento delle autorizzazioni e quant'altro. Stiamo parlando di Paesi che chiaramente stanno andando verso le aste, e quindi il rischio principale - qualora non ci dovessero essere problemi in termini autorizzativi (e questo è forse il rischio minore) - è quello di partecipare alle aste e di aggiudicarsele. Noi riteniamo di sì nella misura in cui da 1.000MW che abbiamo valutato ci siamo concentrati solo sui 200MW, che riteniamo abbiano un'elevata probabilità di successo.

**Emanuela Delucchi:**

Vi ringraziamo molto. Ovviamente io sono a disposizione per ulteriori domande di mio approfondimento, sia qui sia in ufficio. Saremo pronti, come diceva il dottor Garrone, anche a roadshow e attività di marketing. Fuori troverete un aperitivo di Natale, grazie a tutti.

**Luca Bettonte:**

Grazie davvero anche da parte mia. Naturalmente Vi auguro di passare un buon Natale e di avere uno splendido 2016.

**Alessandro Garrone:**

Auguri a tutti.