

DOCUMENTO DI REGISTRAZIONE

Emittente

ALERIONCLEANPOWER
T H E W I N D E N E R G Y C O M P A N Y

Alerion Clean Power S.p.A.

Viale L. Majno n. 17 - 20122 Milano

Codice fiscale e numero di iscrizione presso il Registro delle

Imprese di Milano: n. 02996890584, partita IVA n. 01147231003

Capitale sociale sottoscritto e versato capitale sociale Euro 186.042.314,05

diviso in n. 51.209.773 azioni prive del valore nominale

Documento di Registrazione depositato presso la Consob in data 15 giugno 2018, a seguito di comunicazione del provvedimento di approvazione con nota del 14 giugno 2018, protocollo n.0205519/18.

L'adempimento di pubblicazione del Documento di Registrazione non comporta alcun giudizio della Consob sull'opportunità dell'investimento proposto e sul merito dei dati e delle notizie allo stesso relativi.

Il Documento di Registrazione è disponibile presso la sede dell'Emittente, nonché sul sito *internet* dell'Emittente www.alerion.it.

[PAGINA VOLTAMENTE LASCIATA IN BIANCO]

AVVERTENZE PER L'INVESTITORE

Al fine di effettuare un corretto apprezzamento dell'investimento, gli investitori sono invitati a valutare attentamente le informazioni nel loro complesso contenute nel Documento di Registrazione, nella Nota Informativa sugli Strumenti Finanziari e nella Nota di Sintesi e gli specifici fattori di rischio relativi all'Emittente ed al Gruppo ad esso facente capo e al settore di attività in cui questi operano, contenuti nel Capitolo IV del Documento di Registrazione, nonché gli specifici fattori di rischio relativi agli strumenti finanziari, contenuti nel Capitolo II della Nota Informativa sugli Strumenti Finanziari.

Gli investitori che sottoscrivono/acquistano le Obbligazioni del "Prestito Obbligazionario Alerion Clean Power S.p.A. 2018-2024" (di seguito anche "Prestito Obbligazionario 2018-2024") diventano creditori di Alerion Clean Power S.p.A. (di seguito, "Alerion", la "Società" o l'"Emittente") per il pagamento degli interessi e il rimborso a scadenza del capitale. Si evidenzia che il diritto di credito derivante dalla sottoscrizione/acquisto delle obbligazioni del Prestito Obbligazionario 2018-2024 non è assistito da alcuna garanzia.

La capacità di Alerion di rispettare gli impegni finanziari che assumerà in relazione al Prestito Obbligazionario 2018-2024 dipende in misura determinante dalla capacità dell'Emittente e delle società controllate di generare e/o reperire risorse finanziarie adeguate e coerenti temporalmente rispetto agli obblighi di corresponsione degli interessi e di rimborso a scadenza del capitale. A tal fine è cruciale che le azioni di sviluppo avviate dall'Emittente per incrementare la capacità installata attraverso la realizzazione di nuovi parchi eolici siano completate secondo i tempi e le misure attese.

I sottoscrittori/acquirenti delle Obbligazioni del Prestito Obbligazionario 2018-2024 sono esposti al rischio che l'Emittente non sia in grado di corrispondere gli interessi a loro favore e/o di rimborsare alla scadenza il debito nei loro confronti.

1. In data 10 maggio 2018 il Consiglio di Amministrazione dell'Emittente ha deliberato, ai sensi degli articoli 2410 e seguenti del codice civile, l'emissione di minime n. 130.000.000 (il "Quantitativo Offerto Minimo") e massime n. 160.000.000 (il "Quantitativo Offerto Massimo") Obbligazioni, rivenienti dal "Prestito Obbligazionario Alerion Clean Power S.p.A. 2018-2024", ciascuna del valore nominale di Euro 1,00 per un controvalore nominale minimo pari a Euro 130.000.000 e massimo pari a Euro 160.000.000. La durata del Prestito Obbligazionario 2018-2024 è pari a 6 anni e 6 mesi, a decorrere dalla data di emissione delle Obbligazioni (*cf.* Capitolo V della Nota Informativa).

Le risorse finanziarie del Prestito Obbligazionario 2018-2024 (il cui tasso di interesse annuo lordo minimo è pari al 3%), saranno utilizzate in primo luogo per il rimborso anticipato volontario integrale del "Prestito Obbligazionario Alerion Clean Power S.p.A. 2015-2022" (caratterizzato da un tasso di interesse annuo lordo pari al 6%) e in secondo luogo per finanziare investimenti futuri, sebbene non ancora individuati alla data del Documento di Registrazione. L'efficacia dell'Offerta delle Obbligazioni derivanti dal Prestito Obbligazionario 2018-2024 è condizionata al raggiungimento del Quantitativo Offerto Minimo (pari a Euro 130 milioni), necessario quest'ultimo per poter procedere al rimborso anticipato volontario integrale del Prestito Obbligazionario Alerion Clean Power S.p.A. 2015-2022 (detta condizione non è rinunciabile da parte dell'Emittente).

Quanto al contesto nel quale si colloca il Prestito Obbligazionario 2018-2024, va considerato che i ricavi del Gruppo Alerion - dipendendo dalle condizioni climatiche (ventosità) - sono caratterizzati da elevata aleatorietà e che la componente di detti ricavi riferibile agli incentivi statali (pari ad oltre il 60% nel 2017)

è destinata ad azzerarsi al termine del periodo di incentivazione degli impianti (alla Data del Documento di Registrazione la durata media residua degli incentivi sugli impianti oggetto di incentivazione è pari a 6 anni).

Al fine di contrastare gli effetti negativi sulla redditività e sui flussi di cassa del Gruppo derivanti, tra l'altro, da un'eventuale minore ventosità nonché dall'avvicinarsi della scadenza del periodo di incentivazione degli impianti, l'Emittente intende focalizzarsi sullo sviluppo di nuovi parchi eolici. In esecuzione di tale indirizzo, in data 11 aprile 2018, FRI-EL Green Power S.p.A. (di seguito, "FGP", azionista di riferimento di Alerion) e Pro-Invest S.r.l. (società *partner* di FGP in talune società del gruppo facente capo a FGP) hanno conferito nell'Emittente – nel contesto di un aumento di capitale riservato (l'"**Aumento di Capitale**") – l'intero capitale sociale di talune società-progetto ("SPV") titolari del diritto di autorizzazione a costruire parchi eolici (si fa rinvio al Capitolo IV, Paragrafi A.5 e A.13, del Documento di Registrazione per quanto concerne i rischi connessi ai rapporti con parti correlate e alla circostanza che le società del Gruppo FGP, esterne al Gruppo Alerion, operano nel medesimo settore di riferimento del Gruppo Alerion). La realizzazione dei suddetti parchi eolici richiede significativi investimenti (da realizzare nei dodici mesi successivi alla Data del Documento di Registrazione) e il Gruppo Alerion intende finanziare tali investimenti prevalentemente mediante il ricorso a contratti di *project financing*.

2. L'indebitamento finanziario lordo del Gruppo Alerion – pari a circa Euro 210,1 milioni al 31 marzo 2018 – subirà un significativo peggioramento (i) nell'ipotesi di sottoscrizione del Prestito Obbligazionario 2018-2024 per un ammontare eccedente quello da destinare al rimborso del *Prestito Obbligazionario Alerion Clean Power S.p.A. 2015-2022* e (ii) ad esito della stipula dei contratti di *project financing* per la realizzazione dei parchi eolici da parte delle SPV conferite. Per quanto concerne gli impatti sull'indebitamento finanziario netto del Gruppo Alerion al 31 dicembre 2017 derivanti tra l'altro dall'Aumento di Capitale e dall'Offerta di Obbligazioni del Prestito Obbligazionario 2018-2024, si fa rinvio al Capitolo XIII, Paragrafo 13.2, del Documento di Registrazione.

Sebbene l'Emittente preveda – a partire dall'entrata in esercizio dei parchi eolici delle SPV conferite attesa tra aprile e luglio 2019 – un contributo positivo ai ricavi e alla redditività del Gruppo, non vi è certezza che i flussi di cassa derivanti dalla gestione operativa del Gruppo Alerion ad esito della realizzazione dei parchi eolici in oggetto siano congrui e coerenti temporalmente rispetto ai flussi di cassa in uscita legati all'indebitamento del Gruppo, tenuto altresì conto del previsto peggioramento dello stesso e conseguentemente dell'incremento dei connessi esborsi finanziari. Pertanto la capacità dell'Emittente di rispettare gli impegni finanziari che assumerà in relazione al Prestito Obbligazionario 2018-2024 (per la corresponsione degli interessi e il rimborso del debito a scadenza) potrebbe essere pregiudicata.

3. Ove le SPV conferite non fossero in grado di ottenere, a copertura del fabbisogno finanziario per la realizzazione dei parchi eolici, i finanziamenti in *project financing* programmati – pur destinando alla copertura del suddetto fabbisogno tutte le risorse eccedenti quelle da destinare al rimborso del prestito obbligazionario in circolazione (nel caso di sottoscrizione del Prestito Obbligazionario 2018-2024 per il Quantitativo Offerto Massimo) – l'Emittente non sarebbe in grado di completare gli investimenti programmati (si fa rinvio al Capitolo IV, Paragrafo A.2, del Documento di Registrazione per quanto concerne gli elementi di dettaglio in ordine al fabbisogno finanziario netto del Gruppo per i dodici mesi successivi alla Data del Documento di Registrazione). Tale circostanza produrrebbe effetti negativi sulla generazione dei flussi di cassa, anche in considerazione della progressiva scadenza delle tariffe incentivanti di cui godono gli impianti del Gruppo. Conseguentemente, pur in presenza di un minor

incremento dell'indebitamento finanziario (causato dall'eventuale mancato ottenimento dei finanziamenti in *project financing*), la capacità dell'Emittente di rispettare gli impegni finanziari connessi al Prestito Obbligazionario 2018-2024 potrebbe essere pregiudicata. Per ulteriori informazioni si rimanda al Capitolo IV, Paragrafi A.1, A.2 e A.4, del Documento di Registrazione.

4. L'indebitamento finanziario lordo del Gruppo Alerion alla Data del Documento di Registrazione è costituito tra l'altro dal debito derivante da contratti di *project financing* caratterizzati da restrizioni e limiti connessi all'utilizzo delle risorse finanziarie (*covenant* finanziari, *negative pledge*, *events of default* etc.). Il mancato rispetto delle suddette clausole condurrebbe alla decadenza dal beneficio del termine dei suddetti contratti e ciò potrebbe incidere negativamente sul rispetto da parte dell'Emittente degli impegni finanziari che assumerà in relazione al Prestito Obbligazionario 2018-2024.

5. Il Regolamento del Prestito Obbligazionario 2018-2024, prevede la facoltà in capo all'Emittente di procedere al rimborso anticipato totale o parziale delle Obbligazioni. Per quanto concerne i rischi connessi alla suddetta previsione si fa rinvio al Capitolo II, Paragrafi 2.3, 2.5 e 2.9, della Nota Informativa.

INDICE

DEFINIZIONI.....	5
GLOSSARIO.....	9
I..... PERSONE RESPONSABILI	12
1.1 Responsabili del Documento di Registrazione	12
1.2 Dichiarazione di responsabilità	12
II..... REVISORI LEGALI DEI CONTI	13
2.1 Revisori legali dell'Emittente	13
2.2 Eventuali dimissioni, revoca dell'incarico o mancato rinnovo dell'incarico della Società di Revisione negli ultimi due esercizi	13
III..... INFORMAZIONI FINANZIARIE SELEZIONATE DEL GRUPPO	14
3.1 Premessa	14
3.2 Informazioni finanziarie selezionate relative agli esercizi 2017 e 2016	14
3.3 Indicatori alternativi di <i>performance</i>	17
IV..... FATTORI DI RISCHIO	21
A.1 Rischi connessi all'indebitamento del Gruppo	21
A.2 Rischi connessi al fabbisogno finanziario netto per i 12 mesi successivi alla Data del Documento di Registrazione.....	25
A.3 Rischi connessi al prestito obbligazionario e ai finanziamenti in essere	26
A.4 Rischi connessi all'andamento reddituale del Gruppo	34
A.5 Rischi connessi alla mancata attuazione della strategia dell'Emittente	36
A.6 Rischi connessi alla realizzazione dei Parchi Eolici i cui diritti di autorizzazione sono detenuti dalle SPV le cui partecipazioni sono state conferite in Alerion mediante l'Aumento di Capitale	39
A.7 Rischi connessi ad eventuali nuove acquisizioni in Paesi esteri	43
A.8 Rischi connessi alle variazioni dei tassi di interesse.....	44
A.9 Rischi connessi ai diritti d'uso e godimento dei terreni relativi ai Parchi Eolici.....	46
A.10 Rischi connessi al mantenimento delle autorizzazioni, delle concessioni e dei permessi necessari per l'operatività dei Parchi Eolici.....	47
A.11 Rischi connessi ai rapporti con i soci delle joint venture di cui è parte il Gruppo	48
A.12 Rischi connessi ai procedimenti giudiziari in essere	49
A.13 Rischi connessi alle operazioni con parti correlate.....	51
A.14 Rischi connessi ai conflitti di interesse dei membri del Consiglio di Amministrazione	53
A.15 Rischi connessi alla natura di holding dell'Emittente e di AER	55
A.16 Rischi connessi alla copertura assicurativa	56
A.17 Rischi connessi a eventuali svalutazioni delle attività immateriali e materiali.....	56
A.18 Rischi connessi alla dipendenza da personale chiave	57
A.20 Rischi connessi alla salute, sicurezza e ambiente	59
A.21 Rischi connessi al modello di organizzazione e gestione ex D.Lgs. 231/2001	60
A.22 Rischi connessi agli indicatori alternativi di performance	61
A.23 Rischi connessi alla predisposizione di dati contabili pro-forma.....	62
B.1 Rischi connessi ai programmi di incentivazione nazionale di cui beneficia il Gruppo	63
B.2 Rischi connessi al quadro normativo e regolamentare dei settori in cui opera il Gruppo	66

B.3	Rischi connessi al malfunzionamento e/o all'interruzione dell'operatività delle infrastrutture di rete e degli impianti.....	67
B.4	Rischi connessi alle condizioni climatiche	68
B.5	Rischi connessi alla diminuzione dei prezzi di vendita dell'energia elettrica.....	68
B.6	Rischi connessi ai profili autorizzativi degli impianti	69
B.7	Rischi connessi al reperimento di Turbine Eoliche e dei relativi componenti ed alla fluttuazione dei prezzi di mercato degli stessi	70
B.8	Rischi connessi al mancato rinnovo dei contratti con i produttori di Turbine Eoliche relativamente alla gestione e alla manutenzione dei Parchi Eolici del Gruppo ed alle garanzie da essi derivanti.	71
B.9	Rischi connessi allo sviluppo tecnologico	73
B.10	Rischi connessi all'allaccio degli impianti alla rete elettrica.....	73
B.11	Rischi connessi ai crediti per la vendita di energia elettrica.....	75
B.12	Rischi connessi al grado di competitività del settore.....	76
B.13	Rischi correlati alla limitata disponibilità di siti idonei per la costruzione di Parchi Eolici	76
V.....	INFORMAZIONI SULLA SOCIETÀ.....	78
5.1	Storia ed evoluzione della Società	78
5.1.1	Denominazione legale e commerciale della Società	84
5.1.2	Luogo di registrazione della Società e suo numero di registrazione	84
5.1.3	Data di costituzione e durata della Società	84
5.1.4	Domicilio e forma giuridica della Società, legislazione in base alla quale opera, Paese di costituzione, indirizzo e numero di telefono della sede sociale	84
5.1.5	Eventi recenti sostanzialmente rilevanti per la valutazione della solvibilità dell'Emittente	85
5.2	Investimenti	85
5.2.1	Investimenti in corso di realizzazione	85
5.2.2	Investimenti futuri	86
VI.....	PANORAMICA DELLE ATTIVITÀ.....	87
6.1	Principali attività del Gruppo	87
6.1.1	Premessa.....	87
6.1.2	Parchi Eolici del Gruppo.....	88
6.1.3	Parchi Eolici i cui diritti di autorizzazione sono detenuti dalla SPV Conferite	98
6.1.4	Programmi futuri del Gruppo	99
6.1.5	Connessione alla rete elettrica	100
6.1.6	Assicurazioni.....	101
6.1.7	Attività di holding.....	102
6.2	Principali mercati e quadro normativo	102
6.2.1	Principali mercati.....	102
6.2.2	Quadro Normativo.....	106
VII.....	STRUTTURA ORGANIZZATIVA.....	120
7.1	Descrizione del gruppo a cui appartiene la Società	120
7.2	Dipendenza da altri soggetti interni al Gruppo	124
VIII....	INFORMAZIONI SULLE TENDENZE PREVISTE.....	125
8.1	Eventuali cambiamenti negativi sostanziali delle prospettive del Gruppo dalla chiusura dell'esercizio al 31 dicembre 2017	125

8.2	Informazioni su tendenze, incertezze, richieste, impegni o fatti noti che potrebbero ragionevolmente avere ripercussioni significative sulle prospettive dell'Emittente almeno per l'esercizio in corso	125
IX.....	PREVISIONI E STIME DEGLI UTILI	126
X.....	ORGANI DI AMMINISTRAZIONE, DI DIREZIONE O DI VIGILANZA E ALTI DIRIGENTI	127
10.1	Nome, indirizzo e funzioni dei componenti degli organi di amministrazione, di direzione e di vigilanza	127
10.1.1	Consiglio di Amministrazione	127
10.1.2	Collegio Sindacale	137
10.1.3	Dirigenti con Responsabilità Strategiche	140
10.2	Conflitti di interesse degli organi di amministrazione, di direzione e di vigilanza	141
XI.....	PRASSI DEL CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE	143
11.1	Informazioni sui Comitati all'interno del Consiglio di Amministrazione dell'Emittente	143
11.1.1	Comitato Remunerazione e Nomine	143
11.1.2	Comitato Controllo e Rischi	144
11.1.3	Comitato per le Operazioni con Parti Correlate.....	145
11.1.4	Modello Organizzativo e Organismo di Vigilanza.....	145
11.2	Recepimento delle norme in materia di governo societario	147
XII.....	PRINCIPALI AZIONISTI	148
12.1	Principali Azionisti	148
12.2	Accordi che possono determinare una variazione dell'assetto di controllo dell'Emittente	148
XIII....	INFORMAZIONI FINANZIARIE RIGUARDANTI ATTIVITÀ E PASSIVITÀ, LA SITUAZIONE FINANZIARIA E I PROFITTI E LE PERDITE DELL'EMITTENTE.....	149
13.1	Informazioni finanziarie relative agli esercizi chiusi al 31 dicembre 2016 e al 31 dicembre 2017	149
13.1.1	Schemi contabili	150
13.1.2	Revisione delle informazioni finanziarie relative agli esercizi passati	156
13.1.3	Relazione della società di revisione relativa al bilancio consolidato al 31 dicembre 2017	158
13.1.4	Relazione della società di revisione relativa al bilancio consolidato al 31 dicembre 2016	163
13.2	Informazioni finanziarie <i>pro-forma</i>	165
13.2.1	Premessa.....	165
13.2.2	Ipotesi di base, principi contabili e assunzioni sottostanti la redazione dei Prospetti Consolidati Pro-forma.....	167
13.2.3	Descrizione dell'Aumento di Capitale e dell'Acquisto Crediti	170
13.2.4	Descrizione dell'Emissione Obbligazionaria e del Rimborso Anticipato	171
13.2.5	Prospetti Consolidati Pro-forma.....	173
13.2.6	Note esplicative ai Prospetti Consolidati Pro-forma	176
13.2.7	Effetti pro-forma sull'indebitamento finanziario consolidato	195
13.2.8	Indicatori pro-forma per azione della Società.....	197
13.2.9	Riconciliazione del patrimonio netto e del risultato	198
13.2.10	Relazione della Società di Revisione sui Prospetti Consolidati Pro-forma	199
13.3	Data delle ultime informazioni finanziarie contenute nel Documento di Registrazione sottoposte a revisione	201
13.4	Procedimenti giudiziari e arbitrari	201
13.5	Cambiamenti significativi nella situazione finanziaria o commerciale dell'Emittente	207
XIV....	INFORMAZIONI SUPPLEMENTARI.....	208

14.1	Capitale sociale	208
14.2	Atto costitutivo e Statuto	208
14.3	Altre clausole statutarie rilevanti	208
XV.....	CONTRATTI IMPORTANTI.....	209
15.1	L'Accordo Quadro	209
15.2	Prestito obbligazionario 2015-2022	215
15.3	Contratti di <i>project financing</i> dei Parchi Eolici del Gruppo	218
15.3.1	Project financing relativo a Ortona	219
15.3.2	Project financing relativo a Callari	224
15.3.3	Project financing relativo a Krupen.....	228
15.3.4	Project financing relativo a San Martino in Pensilis	230
15.3.5	Project financing relativo a Lacedonia	234
15.4	Contratti di <i>hedging</i> relativi ai contratti di finanziamento in <i>project financing</i>	242
15.5	Finanziamenti infragruppo	243
XVI....	INFORMAZIONI PROVENIENTI DA TERZI, PARERI DI ESPERTI E DICHIARAZIONI DI INTERESSI	245
16.1	Relazioni di esperti	245
16.2	Informazioni provenienti da terzi	245
XVII...	DOCUMENTI ACCESSIBILI AL PUBBLICO	246

DEFINIZIONI

Si riporta di seguito un elenco delle definizioni e dei termini utilizzati all'interno del Documento di Registrazione. Tali definizioni e termini, salvo diversamente specificato, hanno il significato di seguito indicato.

Acquisto Crediti	L'acquisto da parte di Alerion dei crediti per finanziamento soci vantati da Fri-El nei confronti di Eolica PM S.r.l., Fri-El Albareto S.r.l. e Green Energy Sardegna S.r.l., effettuato in data 11 aprile 2018, nel contesto del conferimento in natura delle partecipazioni detenute da FGP e Pro-Invest in tali SPV.
AGCM	L'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato, con sede in Roma, Piazza Giuseppe Verdi n. 6/a.
AER	Alerion Energie Rinnovabili S.p.A., società interamente controllata dell'Emittente, con sede legale in Milano, Viale L. Majno n. 17, numero di iscrizione al Registro delle Imprese di Milano, codice fiscale e partita IVA n. 04391441005.
Alerion <i>ovvero</i> l'Emittente <i>ovvero</i> la Società	Alerion Clean Power S.p.A. con sede legale in Milano, Viale L. Majno n. 17, numero di iscrizione al Registro delle Imprese di Milano e codice fiscale n. 02996890584, partita IVA n. 01147231003.
ASTS	Alerion Servizi Tecnici e Sviluppo S.r.l., società interamente controllata dell'Emittente, con sede legale in Milano, Viale L. Majno n. 17, numero di iscrizione al Registro delle Imprese di Milano e codice fiscale e partita IVA n. 07933580966.
Aumento di Capitale	L'aumento di capitale sociale inscindibile e a pagamento per un importo complessivo pari ad Euro 24.799.999,25, con esclusione del diritto di opzione, ai sensi dell'art. 2441, comma 4, primo periodo, cod. civ., con emissione di n. 7.630.769 nuove azioni ordinarie, al prezzo unitario di Euro 3,25, con godimento regolare e aventi le medesime caratteristiche di quelle già in circolazione alla data di emissione, da liberarsi, entro il termine del 30 giugno 2018, mediante il conferimento in natura, da parte di FGP e di Pro-Invest, dell'intero capitale sociale di Eolica PM S.r.l., Fri-El Albareto S.r.l. e Green Energy Sardegna S.r.l., ciascuna titolare dell'autorizzazione per la costruzione di un Parco Eolico in fase di realizzazione, deliberato dall'Assemblea degli azionisti di Alerion del 6 aprile 2018.
Borsa Italiana	Borsa Italiana S.p.A., con sede legale in Milano, Piazza degli Affari n. 6.

Codice Civile o cod. civ.	Il codice civile italiano adottato con regio decreto n. 262 del 16 marzo 1942, come successivamente modificato.
Codice dell'Ambiente	Il Decreto Legislativo n. 152 del 3 aprile 2006, come successivamente modificato e integrato.
Codice di Autodisciplina	Il Codice di Autodisciplina delle società quotate approvato nel luglio 2015 dal Comitato per la Corporate Governance e promosso da Borsa Italiana, ABI, Ania, Assogestioni, Assonime e Confindustria.
Consob	La Commissione Nazionale per le Società e per la Borsa, con sede in Roma, via G.B. Martini n. 3.
Data del Documento di Registrazione	La data di approvazione del Documento di Registrazione.
Documento di Registrazione	Il presente documento di registrazione.
FGP	FRI-EL Green Power S.p.A., società per azioni di diritto italiano con sede legale in Roma, Piazza della Rotonda n. 2, numero di iscrizione al Registro delle Imprese di Roma, codice fiscale e partita IVA n. 01533770218.
FGPA	FGPA S.r.l., società a responsabilità limitata di diritto italiano con sede legale in Roma, Piazza della Rotonda n. 2, numero di iscrizione al Registro delle Imprese di Roma, codice fiscale e partita IVA n. 13980371002, il cui capitale sociale è interamente detenuto da FGP.
Fri-El	Fri-El S.p.A., società per azioni di diritto italiano con sede legale in Roma, Piazza della Rotonda n° 2, numero di iscrizione al Registro delle Imprese di Roma e codice fiscale 07321020153, il cui capitale sociale è interamente detenuto da FGP.
Garanti	AER, Renergy San Marco S.r.l., Parco Eolico Licodia Eubea S.r.l., Wind Power Sud S.r.l. e Minerva S.r.l. che hanno garantito incondizionatamente e irrevocabilmente il prestito obbligazionario emesso non convertibile e non subordinato da Alerion in data 11 febbraio 2015, per un importo di Euro 130 milioni, con scadenza al 2022, costituito da n. 130.000 obbligazioni del valore nominale di Euro 1.000,00 quotate sul MOT.
Gruppo Alerion o Gruppo	Alerion e le società da essa direttamente o indirettamente controllate, ai sensi dell'art. 2359 del Codice Civile.

IAS/IFRS o Principi Contabili Internazionali	<p>Tutti gli <i>International Financial Reporting Standards</i> (IFRS), tutti gli <i>International Accounting Standards</i> (IAS), tutte le interpretazioni dell'<i>International Reporting Interpretations Committee</i> (IFRIC), precedentemente denominate <i>Standing Interpretations Committee</i> (SIC) riconosciuti nell'Unione Europea.</p>
Indicatori Alternativi di Performance	<p>Indicatori di <i>performance</i> economici e finanziari diversi da quelli definiti o specificati nell'ambito della disciplina applicabile sull'informativa finanziaria. Gli Indicatori Alternativi di <i>Performance</i> sono solitamente ricavati dagli indicatori del bilancio redatto conformemente alla disciplina applicabile sull'informativa finanziaria, rettificati mediante l'aggiunta o la sottrazione di importi relativi a dati presentati nel bilancio.</p>
PMI	<p>Ai sensi dell'art. 1, comma 1, lett. <i>w-quater.1)</i> del TUF, per "PMI" si intendono: "<i>fermo quanto previsto da altre disposizioni di legge, le piccole e medie imprese, emittenti azioni quotate, il cui fatturato anche anteriormente all'ammissione alla negoziazione delle proprie azioni, sia inferiore a 300 milioni di Euro, ovvero che abbiano una capitalizzazione di mercato inferiore ai 500 milioni di Euro. Non si considerano PMI gli emittenti azioni quotate che abbiano superato entrambi i predetti limiti per tre anni consecutivi</i>".</p>
Prestito Obbligazionario 2018-2024	<p>Il prestito obbligazionario non subordinato, non convertibile e non garantito, per un controvalore minimo di Euro 130 milioni e massimo di Euro 160 milioni con scadenza a 78 mesi, la cui emissione è stata deliberata dal Consiglio di Amministrazione del 10 maggio 2018.</p>
Pro-Invest	<p>Pro-Invest S.r.l., società a responsabilità limitata di diritto italiano con sede legale in Muravera (CA), Via Melas, numero di iscrizione al Registro delle Imprese di Cagliari, codice fiscale e partita IVA 02295200212. Si segnala che Pro-Invest possiede una partecipazione pari al 10% in Fri-El Nulvi Holding S.r.l. (di cui FGP è socio di maggioranza), nonché una partecipazione pari al 25% in Green Energy Sardegna 2 S.r.l. (di cui il restante 75% è detenuto da Fri-El).</p> <p>Inoltre, alla Data del Documento di Registrazione sono in essere tre contratti di assistenza e consulenza professionale tra Pro-Invest e talune società del gruppo facente capo a FGP (in particolare Fri-El Anglona S.r.l., Fri-El Campidano S.r.l. e Fri-El Nurri S.r.l.) e un contratto di appalto tra Pro-Invest e Fri-el Nurri S.r.l. per l'ampliamento del parco eolico di Nurri di proprietà del gruppo facente capo a FGP.</p>

Regolamento (CE) 809/2004	Il regolamento (CE) n. 809 della Commissione del 29 aprile 2004, recante modalità di esecuzione della Direttiva 2003/71/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio per quanto riguarda le informazioni contenute nei prospetti, il modello dei prospetti, l'inclusione delle informazioni mediante riferimento, la pubblicazione dei prospetti e la diffusione dei messaggi pubblicitari, come successivamente modificato e integrato.
Regolamento di Borsa	Il regolamento dei mercati organizzati e gestiti da Borsa Italiana, deliberato dal Consiglio di Amministrazione di Borsa Italiana del 20 luglio 2016 e approvato dalla Consob con delibera n. 20333 del 14 marzo 2018, in vigore alla Data del Documento di Registrazione.
Regolamento Emittenti	Il regolamento approvato con delibera Consob n. 11971 del 14 maggio 1999, come successivamente modificato e integrato, in vigore alla Data del Documento di Registrazione.
Regolamento Correlate	Parti Il regolamento approvato con delibera Consob n. 17221 del 12 marzo 2010, come successivamente modificato.
Società di Revisione o Deloitte	Deloitte & Touche S.p.A., con sede legale in Milano, Via Tortona n. 25, iscritta al Registro dei Revisori Contabili con provvedimento del 7 giugno 2004, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana n. 47 – IV serie speciale del 15 giugno 2004, con numero progressivo 132587.
SPV Conferite	Eolica PM S.r.l., Fri–El Albareto S.r.l. e Green Energy Sardegna S.r.l. le cui quote di partecipazione sono state conferite da FGP e Pro–Invest ad Alerion nell’ambito dell’Aumento di Capitale.
Statuto Sociale o Statuto	Lo statuto sociale di Alerion vigente alla Data del Documento di Registrazione.
TUIR	Il Decreto del Presidente della Repubblica n. 917 del 22 dicembre 1986 come successivamente modificato e integrato, in vigore alla Data del Documento di Registrazione.
TUF o Testo Unico	Il decreto legislativo n. 58 del 24 febbraio 1998, come successivamente modificato e integrato e in vigore alla Data del Documento di Registrazione.

GLOSSARIO

Si riporta di seguito un elenco dei termini tecnici utilizzati all'interno del Documento di Registrazione. Tali termini, salvo diversamente specificato, hanno il significato di seguito indicato.

Aerogeneratore, Turbina Eolica <i>ovvero</i> Turbina	Indica l'insieme delle componenti che consentono la produzione dell'energia elettrica. In particolare si compone di una torre di sostegno in acciaio, di una navicella, al cui interno hanno sede un motore eolico ed un generatore elettrico, di un rotore di tre pale e di sistemi di movimentazione della navicella, di misura e di controllo del funzionamento e di ulteriori sistemi accessori. Il motore converte l'energia del vento raccolta dalle pale nell'energia meccanica di un asse rotante; il generatore elettrico converte l'energia meccanica in energia elettrica.
Anemometro	Indica uno strumento utilizzato per la misurazione del vento, in grado di calcolare la velocità e la direzione del vento in base al numero di giri compiuti in un determinato tempo da un sistema rotante di palette e coppette.
Autorizzazione Unica	Indica il provvedimento di autorizzazione unica introdotto dal Decreto Legislativo n. 387 del 29 dicembre 2003 al fine di semplificare la procedura autorizzativa degli impianti alimentati da fonti rinnovabili. Tale autorizzazione viene rilasciata dalla Regione o dalla Provincia di competenza, al termine di un procedimento cui sono invitate a partecipare tutte le amministrazioni interessate e che costituisce titolo idoneo alla costruzione, realizzazione ed esercizio dell'impianto.
Borsa Elettrica	Indica il sistema di offerta, vendita e acquisto dell'energia elettrica organizzato e gestito dal Gestore del Mercato Elettrico.
Capacità Installata Lorda	Indica la potenza massima erogabile da un determinato impianto.
<i>Cash Sweep</i>	L'obbligo, ai sensi di un contratto di finanziamento, di utilizzare l'eventuale eccesso di cassa a servizio del debito esistente relativo a tale finanziamento, al ricorrere di determinate circostanze.
Dispacciamento	Gestione dei flussi di energia elettrica sulla rete in modo che la quantità di energia richiesta e la quantità di energia prodotta siano sempre in equilibrio al fine di garantire così la continuità e la sicurezza della fornitura del servizio.
Energia Cinetica	Indica l'energia posseduta da un corpo a causa del suo movimento.
GSE	Gestore dei Servizi Energetici – GSE S.p.A.

Incentivo GRIN	Indica l'incentivo riconosciuto ai sensi dell'art. 19 del Decreto Ministeriale 6 luglio 2012 dal GSE agli operatori di impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili diverse dal fotovoltaico, che avevano già maturato il diritto ai certificati verdi. Tale nuova forma di incentivo garantisce sulla produzione netta di energia la corresponsione di una tariffa in Euro aggiuntiva ai ricavi derivanti dalla valorizzazione di energia.
IRS ovvero Interest Rate Swap	Contratto stipulato con finalità di copertura del rischio di tasso di interesse attraverso il quale due parti si scambiano, in date stabilite e per un periodo prefissato, flussi di segno opposto determinati applicando a uno stesso capitale nozionale due diversi tassi d'interesse.
Mercato per il Servizio di Dispacciamento	Strumento attraverso il quale Terna S.p.A. si approvvigiona delle risorse necessarie alla gestione e al controllo del sistema (risoluzione delle congestioni intrazonali, creazione della riserva di energia, bilanciamento in tempo reale). Sul MSD Terna agisce come controparte centrale e le offerte accettate vengono remunerate al prezzo presentato (<i>pay-as-bid</i>).
MW	Indica un MegaWatt, unità di misura della potenza elettrica totale attiva, pari a mille ChiloWatt.
O&M - Operation and maintenance	Indica le attività di esercizio e manutenzione degli impianti.
Parco Eolico	Indica gli impianti per la produzione di energia elettrica alimentati ad energia eolica.
Prezzo Nodale	Prezzo a cui le unità abilitate vengono remunerate nel Mercato dei Servizi di Dispacciamento
Sbilanciamento	Gli oneri che l'utente del dispacciamento è tenuto a pagare per l'immissione in rete di elettricità in maniera discontinua e non prevedibile.
Società di Trading	Società che negozia sul mercato dell'energia elettrica contratti di acquisto e vendita finalizzati alla compravendita di energia elettrica, di titoli di efficienza energetica e contratti finanziari <i>future, options, ecc.</i>
SPV o Special Purpose Vehicles	Indica una società appositamente costituita da uno o più soggetti per lo svolgimento di una specifica operazione o attività.
Tariffa Incentivante FER	Trattasi della tariffa incentivante riconosciuta dal GSE agli operatori di impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili diverse dal fotovoltaico, ai sensi del Decreto Ministeriale 6 luglio 2012 e del successivo Decreto Ministeriale 23 giugno 2016. L'incentivo consta nella differenza tra la tariffa incentivante base (stabilita nei Decreti menzionati) - a cui vanno sommati

	<p>eventuali premi cui ha diritto l'impianto – e il prezzo zonale orario dell'energia (riferito alla zona in cui è immessa in rete l'energia elettrica prodotta dall'impianto). L'energia prodotta dagli impianti che accedono all'incentivo resta nella disponibilità del produttore.</p>
--	--

I. PERSONE RESPONSABILI

1.1 Responsabili del Documento di Registrazione

L'Emittente assume la responsabilità della veridicità e completezza dei dati e delle notizie contenuti nel Documento di Registrazione.

1.2 Dichiarazione di responsabilità

Alerion, responsabile della redazione del Documento di Registrazione, dichiara che, avendo adottato tutta la ragionevole diligenza a tale scopo, le informazioni in esso contenute sono, per quanto a propria conoscenza, conformi ai fatti e non presentano omissioni tali da alterarne il senso.

Il Documento di Registrazione è conforme al modello depositato presso la Consob in data 15 giugno 2018, a seguito della comunicazione del provvedimento di approvazione con nota del 14 giugno 2018, protocollo n. 0205519/18.

II. REVISORI LEGALI DEI CONTI

2.1 Revisori legali dell'Emittente

La Società di Revisione incaricata della revisione legale dei conti dell'Emittente è Deloitte & Touche S.p.A. con sede legale in Milano, Via Tortona n. 25, iscritta al Registro dei Revisori Contabili con provvedimento del 7 giugno 2004, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana n. 47 – IV serie speciale del 15 giugno 2004, con numero progressivo 132587.

L'incarico di revisione contabile dei bilanci di esercizio e consolidati dell'Emittente, nonché di verifica della regolare tenuta della contabilità e della corretta rilevazione dei fatti di gestione nelle scritture contabili, è stato conferito alla Società di Revisione per gli esercizi 2011–2019, su proposta motivata del Collegio Sindacale, con delibera dell'assemblea dell'Emittente dell'8 aprile 2011.

In particolare, il bilancio consolidato chiuso al 31 dicembre 2017 è stato approvato dal Consiglio di Amministrazione dell'Emittente del 23 febbraio 2018, e sottoposto a revisione contabile della Società di Revisione che ha emesso la propria relazione senza rilievi in data 9 marzo 2018. Il bilancio consolidato chiuso al 31 dicembre 2016 è stato approvato dal Consiglio di Amministrazione dell'Emittente dell'8 marzo 2017, e sottoposto a revisione contabile della Società di Revisione che ha emesso la propria relazione senza rilievi in data 22 marzo 2017.

Non vi sono stati rilievi o rifiuti di attestazione da parte della Società di Revisione in merito ai bilanci chiusi al 31 dicembre 2016 e 2017 dell'Emittente sottoposti a revisione.

2.2 Eventuali dimissioni, revoca dell'incarico o mancato rinnovo dell'incarico della Società di Revisione negli ultimi due esercizi

Durante il periodo cui si riferiscono le informazioni finanziarie non è intervenuta alcuna revoca dell'incarico conferito dall'Emittente alla Società di Revisione, né la Società di Revisione ha rinunciato all'incarico stesso, si è rifiutata di emettere un giudizio o ha espresso un giudizio con rilievi sui bilanci dell'Emittente.

III. INFORMAZIONI FINANZIARIE SELEZIONATE DEL GRUPPO

3.1 Premessa

Le informazioni finanziarie del Gruppo contenute nel Documento di Registrazione sono estratte o ricavate dai bilanci consolidati dell'Emittente e delle società che rientrano nel perimetro di consolidamento della Società per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2017 e 2016, redatti ai sensi degli IFRS e sottoposti a revisione a cura di Deloitte e contenenti le rispettive relazioni della Società di Revisione.

In particolare, il bilancio consolidato chiuso al 31 dicembre 2017 è stato approvato dal Consiglio di Amministrazione dell'Emittente del 23 febbraio 2018, e sottoposto a revisione contabile della Società di Revisione che ha emesso la propria relazione senza rilievi in data 9 marzo 2018.

Il bilancio consolidato chiuso al 31 dicembre 2016 è stato approvato dal Consiglio di Amministrazione dell'Emittente dell'8 marzo 2017, e sottoposto a revisione contabile della Società di Revisione che ha emesso la propria relazione senza rilievi in data 22 marzo 2017.

L'Emittente ha ritenuto di non includere le informazioni finanziarie selezionate riferite ai dati del bilancio separato, ritenendo che le stesse non forniscano elementi aggiuntivi significativi rispetto a quelli consolidati di Gruppo.

Le informazioni e i documenti, ove non riportati nel Documento di Registrazione, devono intendersi inclusi mediante riferimento ai sensi dell'art. 11, comma 2, della Direttiva 2003/71/CE e dell'art. 28 del Regolamento (CE) 809/2004. Tali documenti sono a disposizione del pubblico presso la sede sociale nonché sul sito *internet* dell'Emittente, www.alerion.it, nella sezione "*Investors/documenti finanziari*".

3.2 Informazioni finanziarie selezionate relative agli esercizi 2017 e 2016

Si riportano di seguito i principali dati economici del Gruppo al 31 dicembre 2017 e 2016.

Conto Economico		
<i>(valori in milioni di euro)</i>	31.12.2017	31.12.2016
Ricavi operativi	52,2	49,5
Altri ricavi	2,7	1,8
Ricavi	54,9	51,3
Costo delle risorse umane	(2,6)	(2,8)
Altri costi operativi	(12,5)	(13,2)
Accantonamenti per rischi	(0,2)	(0,1)
Costi operativi	(15,3)	(16,1)
Risultati di società in Joint-venture	2,4	0,9

Ammortamenti e svalutazioni	(20,6)	(20,5)
Risultato Operativo (EBIT)	21,4	15,6
Proventi (oneri) finanziari	(13,3)	(13,9)
Risultato ante imposte (EBT)	8,1	1,7
Imposte	(3,2)	(0,9)
Risultato Netto	4,9	0,8
Utile (Perdita) di competenza di terzi	(0,1)	(0,1)
Risultato Netto di Gruppo	5,0	0,9

Si riportano di seguito i principali dati patrimoniali del Gruppo al 31 dicembre 2017 e 2016.

Prospetto della Situazione Patrimoniale-Finanziaria			
<i>(valori in milioni di euro)</i>	31.12.2017	31.12.2016	Variazioni
<i>Immobilizzazioni Immateriali</i>	62,7	66,7	(4,0)
<i>Immobilizzazioni Materiali</i>	191,4	207,3	(15,9)
<i>Immobilizzazioni Finanziarie</i>	17,8	14,5	3,2
Immobilizzazioni	271,9	288,5	(16,6)
Altre attività e passività non finanziarie	12,3	8,3	4,0
CAPITALE INVESTITO NETTO	284,2	296,8	(12,7)
Patrimonio netto di Gruppo	111,8	105,6	6,2
Patrimonio netto di Terzi	2,6	2,6	(0,1)
Patrimonio Netto	114,4	108,2	6,1
Liquidità	43,3	35,0	8,4
Altre attività e passività finanziarie	(213,1)	(223,6)	10,5
Indebitamento finanziario contabile	(169,8)	(188,6)	18,8
PATRIMONIO NETTO + INDEBITAMENTO FINANZIARIO CONTABILE	284,2	296,8	(12,6)

Si riportano di seguito i principali dati di sintesi relativi ai flussi di cassa generati e assorbiti dalle attività operative, di investimento e di finanziamento del Gruppo al 31 dicembre 2017 e 2016.

Rendiconto Finanziario Consolidato		
<i>(valori in migliaia di euro)</i>	31.12.2017	31.12.2016
A. Flussi finanziari dell'attività operativa		
Utile (perdita) dell'esercizio attribuibile a:		
Soci della Controllante	4.952	915

Interessenze di pertinenze di terzi	(84)	(141)
Rettifiche per:		
Ammortamenti e svalutazioni	20.594	20.448
(Proventi) / Oneri finanziari e da partecipazioni	13.302	13.910
Imposte correnti dell'esercizio	2.604	1.974
Variazione delle <i>joint venture</i> valutate con il metodo del patrimonio netto	(2.444)	(910)
Incremento (decremento) fondo trattamento di fine rapporto	18	(90)
Incremento (decremento) fondo rischi ed oneri	196	341
Incremento (decremento) imposte differite	675	(1.061)
Totale flussi finanziari da gestione corrente	39.813	35.386
(Incremento) decremento dei crediti commerciali ed altre attività	(4.173)	(43)
Incremento (decremento) dei debiti commerciali ed altre passività	(3.089)	(3.272)
Imposte sul reddito corrisposte	(1.343)	(589)
Totale flussi finanziari da variazione circolante	(8.605)	(3.904)
Totale flussi finanziari da attività operativa	31.208	31.482
B. Flussi finanziari da attività di investimento		
(Investimenti) disinvestimenti in immobilizzazioni immateriali	-	(406)
(Investimenti) disinvestimenti in immobilizzazioni materiali	(531)	(468)
(Investimenti) disinvestimenti in partecipazioni	-	105
Totale flussi finanziari da attività di investimento	(531)	(769)
C. Flussi finanziari da attività di finanziamento		
Variazione netta dei debiti/crediti finanziari	754	793
Incremento (decremento) debiti vs. banche	(8.738)	(8.520)
Acquisto di Azioni Proprie	-	(1.016)
Dividendi corrisposti	(1.926)	(1.935)
Oneri finanziari corrisposti	(12.475)	(13.204)
Totale flussi finanziari da attività di finanziamento	(22.385)	(23.882)
D. Flussi finanziari dell'esercizio (A+B+C)	8.292	6.831
E. Disponibilità liquide all'inizio dell'esercizio	35.007	28.176
F. Disponibilità liquide alla fine dell'esercizio (D+E)	43.299	35.007

Si riporta di seguito l'analisi dell'indebitamento finanziario netto del Gruppo al 31 dicembre 2017 e 2016.

<i>(valori in migliaia di euro)</i>	31.12.2017	31.12.2016
Cassa e altre disponibilità liquide equivalenti		
- Disponibilità liquide	43.299	35.007
Totale cassa e altre disponibilità liquide equivalenti	43.299	35.007
Crediti finanziari e altre attività finanziarie correnti	45	538
- Debito corrente per finanziamenti	(41.866)	(78.840)
- Debito corrente verso Obbligazionisti	(6.902)	(6.902)
- Debiti correnti per strumenti derivati	(3.126)	(3.520)
Totale passività finanziarie correnti	(51.894)	(89.262)
INDEBITAMENTO FINANZIARIO CORRENTE	(8.550)	(53.717)
- Debito verso altri finanziatori	(2.056)	(1.996)
- Debito verso banche per finanziamenti	(28.429)	-
- Debito verso Obbligazionisti	(127.453)	(126.931)
- Debiti non correnti per strumenti derivati	(7.645)	(10.429)
INDEBITAMENTO FINANZIARIO NON CORRENTE	(165.583)	(139.356)
INDEBITAMENTO FINANZIARIO COME DA COMUNICAZIONE CONSOB N. DEM/6064293/2006	(174.133)	(193.073)

3.3 Indicatori alternativi di *performance*

L'Emittente utilizza alcuni Indicatori Alternativi di *Performance*, per (i) monitorare l'andamento economico e finanziario del Gruppo, (ii) anticipare eventuali tendenze del *business* per poter intraprendere tempestivamente le eventuali azioni correttive e (iii) definire le strategie di investimento e gestionali e la più efficace allocazione delle risorse. La Società ritiene che gli Indicatori Alternativi di *Performance* siano un ulteriore importante parametro per la valutazione della *performance* del Gruppo, in quanto permettono di monitorare più analiticamente l'andamento economico e finanziario dello stesso.

Ai fini di una corretta lettura degli Indicatori Alternativi di *Performance* di seguito riportati, si segnala che:

- la determinazione degli Indicatori Alternativi di *Performance* utilizzati dall'Emittente non è disciplinata dagli IFRS e non devono essere considerati come misure alternative a quelle fornite dai prospetti di bilancio del Gruppo per la valutazione dell'andamento economico del Gruppo e della relativa posizione finanziaria;

- gli Indicatori Alternativi di *Performance* devono essere letti congiuntamente alle informazioni finanziarie contenute nel Capitolo XIII del Documento di Registrazione;
- gli Indicatori Alternativi di *Performance* sono determinati sulla base dei (o ricavati dai) dati storici del Gruppo, risultanti dai Bilanci, dalla contabilità generale e gestionale, e di elaborazioni effettuate dal *management* della Società, in accordo con quanto previsto dalle raccomandazioni contenute nel documento predisposto dall'ESMA, n. 1415 del 2015, così come recepite dalla Comunicazione CONSOB n. 0092543 del 3 dicembre 2015;
- gli Indicatori Alternativi di *Performance* non sono stati assoggettati ad alcuna attività di revisione e non devono essere interpretati come indicatori dell'andamento futuro della Società;
- la modalità di determinazione degli Indicatori Alternativi di *Performance*, come precedentemente indicato, non è disciplinata dai principi contabili di riferimento per la predisposizione dei bilanci, e quindi il criterio applicato dall'Emittente per la relativa determinazione potrebbe non essere omogeneo con quello adottato da altri gruppi; pertanto gli IAP rappresentati dall'Emittente potrebbero non essere comparabili con quelli eventualmente presentati da altri gruppi;
- gli Indicatori Alternativi di *Performance* utilizzati dal Gruppo risultano elaborati con continuità e omogeneità di definizione e rappresentazione per tutti i periodi per i quali sono incluse informazioni finanziarie nel Documento di Registrazione.

Si riporta di seguito una descrizione degli Indicatori Alternativi di *Performance* utilizzati dall'Emittente.

Margine operativo lordo (EBITDA): "EBITDA" è acronimo di *Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization*, ed è definito dall'Emittente come il risultato operativo al lordo degli ammortamenti e delle svalutazioni delle attività materiali e immateriali. L'EBITDA non è un indicatore di *performance* previsto nell'ambito degli IFRS e, pertanto, non deve essere considerato una misura alternativa all'utile operativo o agli utili consolidati come misura della *performance* operativa del Gruppo, dei flussi di cassa da attività operative, di investimento e di finanziamento, come misura della capacità del Gruppo di far fronte alle proprie necessità di liquidità e qualsiasi altra misura della performance ai sensi dei principi contabili generalmente accettati. Riteniamo che l'EBITDA sia un indicatore utile della capacità del Gruppo di sostenere e servire il proprio indebitamento e può costituire un utile strumento per gli analisti dei titoli, gli investitori e altre parti in fase di valutazione del Gruppo. L'EBITDA e misure simili sono utilizzati da molteplici società per scopi diversi e sono spesso calcolati secondo modalità che rispecchiano le circostanze che caratterizzano tali società. Pertanto, si raccomanda la massima prudenza nel confronto dell'EBITDA o di qualsiasi misura o dato simile riportati dal Gruppo rispetto alle misure riportate da altre società. L'EBITDA potrebbe non essere indicativo dei risultati operativi storici del Gruppo, né consente di prevedere potenziali risultati futuri.

La tabella riportata di seguito illustra il calcolo dell'EBITDA del Gruppo al 31 dicembre 2017 e 2016.

<i>(valori in migliaia di euro)</i>	31.12.2017	31.12.2016
Risultato Netto	4,9	0,8
Ammortamenti e svalutazioni	(20,6)	(20,5)
Proventi (oneri) finanziari	(13,3)	(13,9)
Imposte	(3,2)	(0,9)
MARGINE OPERATIVO LORDO (EBITDA)	42,0	36,1

L'indebitamento finanziario contabile è calcolato come somma delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti, delle attività finanziarie correnti e non correnti, delle passività finanziarie correnti e non correnti, del valore equo degli strumenti finanziari di copertura e della altre attività finanziarie non correnti, al netto dell'indebitamento finanziario risultante dalle attività destinate ad essere cedute. L'indebitamento finanziario contabile non è identificato come misura contabile nell'ambito degli IFRS. Il criterio di determinazione applicato dall'Emittente potrebbe non essere omogeneo con quello adottato da altri gruppi e, pertanto, il saldo ottenuto dall'Emittente potrebbe non essere comparabile con quello determinato da questi ultimi.

La tabella riportata di seguito illustra il calcolo dell'indebitamento finanziario contabile del Gruppo al 31 dicembre 2017 e 2016.

<i>(valori in milioni di Euro)</i>	31.12.2017	31.12.2016	Variazioni
Cassa e altre disponibilità liquide equivalenti	43,3	35,0	8,3
Crediti finanziari e altre attività finanziarie correnti	0,0	0,5	(0,5)
Debito corrente per finanziamenti	(41,9)	(78,9)	37,0
Debito corrente verso Obbligazionisti	(6,9)	(6,9)	(0,0)
Debiti correnti per strumenti derivati	(3,1)	(3,5)	0,4
Passività finanziarie correnti	(51,9)	(89,3)	37,4
INDEBITAMENTO FINANZIARIO CORRENTE	(8,6)	(53,8)	45,2
<i>Passività finanziarie non correnti</i>			
Debito verso altri finanziatori	(2,0)	(2,0)	0,0
Debito verso banche per finanziamenti	(28,4)	0,0	(28,4)
Debito verso Obbligazionisti	(127,5)	(126,9)	(0,6)
Debiti non correnti per strumenti derivati	(7,6)	(10,4)	2,8
INDEBITAMENTO FINANZIARIO NON CORRENTE	(165,5)	(139,3)	(26,2)
INDEBITAMENTO FINANZIARIO COME DA COMUNICAZIONE CONSOB N. DEM/6064293/2006	(174,1)	(193,1)	19,0
Crediti finanziari e altre attività finanziarie non correnti	4,3	4,5	(0,2)

INDEBITAMENTO FINANZIARIO CONTABILE	(169,8)	(188,6)	18,8
--	----------------	----------------	-------------

Il capitale investito netto è calcolato come somma algebrica delle Immobilizzazioni e delle Attività e Passività non finanziarie.

La tabella riportata di seguito illustra il calcolo del Capitale Investito Netto del Gruppo al 31 dicembre 2017 e 2016.

<i>(valori in milioni di Euro)</i>	31.12.2017	31.12.2016	Variazioni
Immobilizzazioni Immateriali	<i>62,7</i>	<i>66,7</i>	<i>(4,0)</i>
Immobilizzazioni Materiali	<i>191,4</i>	<i>207,3</i>	<i>(15,9)</i>
Immobilizzazioni Finanziarie	<i>17,8</i>	<i>14,5</i>	<i>3,3</i>
Immobilizzazioni	271,9	288,5	(16,6)
Altre attività e passività non finanziarie	12,3	8,3	4,0
CAPITALE INVESTITO NETTO	284,2	296,8	(12,6)

IV. FATTORI DI RISCHIO

Il presente Capitolo del Documento di Registrazione descrive gli elementi di rischio relativi all'Emittente e al Gruppo nonché al settore di attività in cui essi operano.

I fattori di rischio descritti di seguito devono essere letti congiuntamente alle informazioni contenute nel Documento di Registrazione.

I rinvii a Sezioni, Capitoli e Paragrafi si riferiscono alle Sezioni, ai Capitoli e ai Paragrafi del Documento di Registrazione.

A. FATTORI DI RISCHIO RELATIVI ALL'EMITTENTE E AL GRUPPO**A.1 Rischi connessi all'indebitamento del Gruppo**

In data 6 aprile 2018, l'Assemblea di Alerion ha approvato l'Aumento di Capitale inscindibile e a pagamento per un importo complessivo pari ad Euro 24.799.999,25, con esclusione del diritto di opzione, ai sensi dell'art. 2441, comma 4, primo periodo, cod. civ., con emissione di n. 7.630.769 nuove azioni ordinarie, al prezzo unitario di Euro 3,25, con godimento regolare e aventi le medesime caratteristiche di quelle già in circolazione alla data di emissione, da liberarsi, entro il termine del 30 giugno 2018, mediante il conferimento in natura (eseguito in data 11 aprile 2018), da parte di FGP e di Pro-Invest, dell'intero capitale sociale delle SPV Conferite, ciascuna titolare della autorizzazione per la costruzione di un Parco Eolico in fase di realizzazione. Alla Data del Documento di Registrazione, gli investimenti per la realizzazione dei Parchi Eolici i cui diritti di autorizzazione sono detenuti dalle SPV Conferite sono stimati in circa Euro 120,2 milioni, che la Società prevede di finanziare per circa l'80% mediante *project financing* e per il 20% mediante mezzi propri.

La capacità di Alerion di rispettare gli impegni finanziari assunti in relazione al proprio indebitamento dipende in misura determinante dall'efficienza produttiva dei propri impianti eolici. Si evidenzia che l'indebitamento finanziario lordo del Gruppo Alerion è atteso peggiorare significativamente nell'ipotesi di sottoscrizione del Prestito Obbligazionario 2018-2024 per un ammontare eccedente quello da destinare al rimborso del Prestito Obbligazionario 2015-2022 e ad esito dell'assunzione di ulteriore indebitamento per la realizzazione dei Parchi Eolici i cui diritti di autorizzazione sono detenuti dalle SPV Conferite.

Alla luce di quanto precede, la completa realizzazione dei Parchi Eolici i cui diritti di autorizzazione sono detenuti dalle SPV Conferite comporterebbe un incremento dell'indebitamento finanziario del Gruppo e pertanto, fermo restando l'incremento dei ricavi generati dalla messa in esercizio dei nuovi Parchi Eolici, il Gruppo potrebbe incontrare difficoltà nel sostenere gli impegni finanziari nascenti dalla propria struttura di indebitamento e nel rispettare gli impegni finanziari che l'Emittente assumerà in relazione al Prestito Obbligazionario 2018-2024 non garantito. Al contrario, in caso di non completa realizzazione degli investimenti programmati, pur a fronte di un minore incremento dell'indebitamento finanziario, il Gruppo potrebbe non essere in grado di generare flussi di cassa in linea con le attese, con conseguenti difficoltà per il Gruppo di rispettare gli impegni finanziari nascenti dalla propria struttura di indebitamento e pertanto di rispettare gli impegni finanziari che l'Emittente assumerà in relazione al Prestito Obbligazionario 2018-2024, anche in considerazione della progressiva scadenza delle tariffe incentivanti di cui godono gli impianti in proprietà del Gruppo.

FATTORI DI RISCHIO

Alla Data del Documento di Registrazione, l'indebitamento del Gruppo è costituito principalmente dal "*Prestito Obbligazionario Alerion Clean Power S.p.A. 2015-2022*" emesso da Alerion con scadenza al 2022, costituito da n. 130.000 obbligazioni del valore nominale di Euro 1.000,00, per un importo complessivo di Euro 130.000.000,00, quotate sul MOT con cedola del 6% (il "**Prestito Obbligazionario 2015-2022**") e dai contratti di finanziamento di cui le società del Gruppo sono parte, ed in particolare i finanziamenti in *project financing*.

Inoltre, nell'ambito delle azioni volte a ridurre i costi e a migliorare l'efficienza operativa e finanziaria del Gruppo, il Consiglio di Amministrazione del 10 maggio 2018 ha deliberato, ai sensi degli articoli 2410 e seguenti del codice civile, l'emissione di minime n. 130.000.000 (il "**Quantitativo Offerto Minimo**") e massime n. 160.000.000 (il "**Quantitativo Offerto Massimo**") obbligazioni, rivenienti dal "*Prestito Obbligazionario Alerion Clean Power S.p.A. 2018-2024*", ciascuna del valore nominale di Euro 1,00 per un controvalore nominale minimo pari a Euro 130.000.000 e massimo pari a Euro 160.000.000. La durata del Prestito Obbligazionario 2018-2024 è pari a 6 anni e 6 mesi, a decorrere dalla data di emissione delle Obbligazioni. L'efficacia dell'offerta delle obbligazioni derivanti dal Prestito Obbligazionario 2018-2024 è condizionata al raggiungimento del Quantitativo Offerto Minimo (pari a Euro 130 milioni), necessario quest'ultimo per poter procedere al rimborso anticipato volontario integrale del "*Prestito Obbligazionario Alerion Clean Power S.p.A. 2015-2022*" (detta condizione non è rinunciabile da parte dell'Emittente).

Le SPV Conferite hanno concordato con due primari istituti di credito europei i principali termini contrattuali dei finanziamenti in *project financing* che si prevede saranno sottoscritti entro la fine dell'esercizio 2018 (*cf.* Capitolo V, Paragrafo 5.2, del Documento di Registrazione).

Tuttavia, sussiste il rischio che le SPV Conferite non siano in grado di ottenere tali finanziamenti a condizioni favorevoli ovvero con tempistiche adeguate a rispettare il termine per il completamento degli impianti, determinando rallentamenti nella messa in esercizio dei Parchi Eolici e/o una riduzione della produttività potenziale degli stessi e pertanto, potrebbero non riuscire a generare flussi di cassa in linea con le attese (*cf.* Capitolo VI, Paragrafo 6.1.3, del Documento di Registrazione). Sebbene l'Emittente preveda - a partire dall'entrata in esercizio dei parchi eolici delle SPV conferite attesa tra aprile e luglio 2019 - un contributo positivo ai ricavi e alla redditività del Gruppo, non vi è certezza che i flussi di cassa derivanti dalla gestione operativa del Gruppo Alerion ad esito della realizzazione dei Parchi Eolici in oggetto siano congrui e coerenti temporalmente rispetto ai flussi di cassa in uscita legati all'indebitamento del Gruppo, tenuto altresì conto del previsto peggioramento dello stesso e conseguentemente dell'incremento dei connessi esborsi finanziari. Pertanto la capacità dell'Emittente di rispettare gli impegni finanziari che assumerà in relazione al Prestito Obbligazionario 2018-2024 (per la corresponsione degli interessi e il rimborso del debito a scadenza) potrebbe essere pregiudicata.

Al 31 dicembre 2017 l'indebitamento finanziario lordo del Gruppo era pari a 217,5 milioni, di cui circa Euro 127,5 milioni relativi al Prestito Obbligazionario 2015-2022 e circa Euro 70,3 milioni relativi ai finanziamenti in *project financing* delle società consolidate integralmente del Gruppo e la rimanente parte relativa a (i) debiti per strumenti derivati per Euro 10,7 milioni, (ii) finanziamenti verso terzi concessi dai soci di minoranza in relazione allo sviluppo dei Parchi Eolici per Euro 2,1 milioni e (iii) debiti per gli interessi maturati sul Prestito Obbligazionario 2015-2022 per Euro 6,9 milioni. Inoltre,

FATTORI DI RISCHIO

l'indebitamento finanziario lordo delle SPV in *joint venture* consolidate con il metodo del patrimonio netto secondo il principio IFRS 11 è pari a Euro 34,5 milioni al 31 dicembre 2017 e non è assistito da garanzie personali prestate da Alerion o da società del Gruppo; tale indebitamento si riferisce per Euro 27,4 milioni a finanziamenti in *project financing* caratterizzati da clausole che comportano limiti all'utilizzo delle risorse finanziarie, per Euro 3,3 milioni a debiti per strumenti derivati e per Euro 3,8 milioni a debiti verso soci. Per tutte le SPV del Gruppo non consolidate integralmente e non consolidate con il metodo del patrimonio netto secondo il principio IFRS 11, non sono presenti debiti finanziari (*cfr.* Capitolo VII, Paragrafo 7.1, del Documento di Registrazione).

Il Prestito Obbligazionario 2015–2022 e i contratti di *project financing* sono caratterizzati da clausole che comportano limiti all'utilizzo delle risorse finanziarie, il mancato rispetto delle quali può condurre alla decadenza dal beneficio del termine e pertanto comportare effetti negativi sull'indebitamento finanziario del Gruppo, con conseguenti difficoltà per la Società di rispettare gli impegni finanziari che l'Emittente assumerà in relazione al Prestito Obbligazionario 2018–2024.

Al 31 marzo 2018, l'indebitamento finanziario lordo del Gruppo era pari a Euro 210,1 milioni, di cui Euro 79,5 milioni riferibili alle SPV del Gruppo. Si segnala che l'indebitamento riferibile alle SPV, incluse le SPV non consolidate, non è assistito da garanzie personali concesse da Alerion o da alcuna società del Gruppo Alerion.

La seguente tabella evidenzia la composizione dell'indebitamento finanziario netto del Gruppo al 31 dicembre 2017 e 2016.

<i>(valori in migliaia di euro)</i>	31.12.2017	31.12.2016
<i>Cassa e altre disponibilità liquide equivalenti</i>		
– Disponibilità liquide	43.299	35.007
Totale cassa e altre disponibilità liquide equivalenti	43.299	35.007
Crediti finanziari e altre attività finanziarie correnti	45	538
– Debito corrente per finanziamenti	(41.866)	(78.840)
– Debito corrente verso Obbligazionisti	(6.902)	(6.902)
– Debiti correnti per strumenti derivati	(3.126)	(3.520)
Totale passività finanziarie correnti	(51.894)	(89.262)
INDEBITAMENTO FINANZIARIO CORRENTE	(8.550)	(53.717)
– Debito verso altri finanziatori	(2.056)	(1.996)
– Debito verso banche per finanziamenti	(28.429)	–
– Debito verso Obbligazionisti	(127.453)	(126.931)
– Debiti non correnti per strumenti derivati	(7.645)	(10.429)
INDEBITAMENTO FINANZIARIO NON CORRENTE	(165.583)	(139.356)

FATTORI DI RISCHIO

INDEBITAMENTO FINANZIARIO COME DA COMUNICAZIONE CONSOB N. DEM/6064293/2006	(174.133)	(193.073)
--	-----------	-----------

L'indebitamento finanziario netto al 31 dicembre 2017 è pari a Euro 174,1 milioni, con un miglioramento di Euro 19 milioni rispetto al 31 dicembre 2016 riconducibile prevalentemente al miglioramento del margine operativo del 2017 che ha generato complessivamente un flusso finanziario netto dell'esercizio 2017 pari a Euro 8,3 milioni dopo il rimborso delle quote dei finanziamenti in *project financing* scadute nell'esercizio 2017 per circa Euro 8,7 milioni.

Si segnala che l'indebitamento finanziario lordo proforma del Gruppo al 31 dicembre 2017, determinato prendendo in considerazione l'Aumento di Capitale, l'Acquisto Crediti e la sottoscrizione dell'importo massimo del Prestito Obbligazionario 2018-2024, è pari a Euro 240,4 milioni (*cf.* Capitolo XIII, Paragrafo 13.2.7, del Documento di Registrazione). L'indebitamento finanziario lordo del Gruppo Alerion al 31 dicembre 2017 è pari ad Euro 217,5 milioni.

La tabella che segue riporta la dinamica dei rapporti tra indebitamento finanziario netto e patrimonio netto e tra indebitamento finanziario netto e capitale investito netto al 31 dicembre 2017 e 2016.

<i>(valori in migliaia di Euro)</i>	31.12.2017	31.12.2016
Indebitamento Finanziario	174.133	193.073
Patrimonio Netto	114.356	108.250
RAPPORTO INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO/PATRIMONIO NETTO	1,52	1,78
Indebitamento Finanziario	174.133	193.073
Capitale Investito Netto	284.171	296.858
RAPPORTO INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO/CAPITALE INVESTITO NETTO	0,61	0,65

I debiti verso banche per finanziamenti e debiti per linee bancarie correnti e non correnti ammontavano complessivamente a Euro 70.295 migliaia al 31 dicembre 2017 (Euro 78.840 migliaia al 31 dicembre 2016). Tali importi erano interamente assistiti da garanzie reali sui beni della società debitrice. I debiti per strumenti derivati correnti e non correnti ammontavano complessivamente a Euro 10.771 migliaia al 31 dicembre 2017 (Euro 13.949 migliaia al 31 dicembre 2016).

Alla luce di quanto precede, a supporto degli impegni finanziari derivanti dal proprio indebitamento, il Gruppo prevede di poter fare ricorso ai flussi di cassa che saranno eventualmente generati dalle società a esso appartenenti. La generazione di tali flussi di cassa da parte delle società operative, tuttavia, è influenzata dalle condizioni climatiche e atmosferiche (in particolare del vento), dai sistemi di incentivazione, dalle leggi e dai regolamenti di volta in volta applicabili, dalla concorrenza con altri operatori. Alla Data del Documento di Registrazione sussiste il rischio che una diminuzione della capacità delle società controllate di produrre flussi di cassa non consenta all'Emittente di adempiere alle proprie obbligazioni, ivi incluse le obbligazioni nascenti dal Prestito Obbligazionario 2018-2024 (*cf.* Capitolo IV, Rischi B.1, B.2 e B.4, del Documento di Registrazione).

Per ulteriori informazioni si rimanda ai Capitoli III e XIII del Documento di Registrazione.

A.2 Rischi connessi al fabbisogno finanziario netto per i 12 mesi successivi alla Data del Documento di Registrazione

La stima del fabbisogno finanziario netto complessivo del Gruppo per i 12 mesi successivi alla Data del Documento di Registrazione (determinata considerando il capitale circolante netto del Gruppo alla Data del Documento di Registrazione – ottenuto come differenza tra Attivo Corrente e Passivo Corrente – e la stima del fabbisogno finanziario netto del Gruppo per i 12 mesi successivi alla Data del Documento di Registrazione) è negativa per Euro 69 milioni, prevalentemente riferibile al fabbisogno finanziario per la realizzazione dei Parchi Eolici i cui diritti di autorizzazione sono detenuti dalle SPV Conferite.

In particolare si evidenzia che dell'investimento previsto per la realizzazione dei Parchi Eolici i cui diritti di autorizzazione sono detenuti dalle SPV Conferite per un ammontare complessivo di circa Euro 132 milioni (Euro 120,2 milioni, oltre IVA stimata per circa Euro 12 milioni), una parte di tale investimento è stata già effettuata per circa Euro 13 milioni utilizzando i finanziamenti erogati da Fri-El in favore delle SPV Conferite e il cui credito è stato successivamente acquistato dall'Emittente, e per circa Euro 15 milioni mediante finanziamenti erogati da Alerion in favore delle SPV Conferite, nel periodo compreso tra la data del conferimento e la Data del Documento di Registrazione. Pertanto la spesa residua per l'investimento ricompresa nel fabbisogno finanziario netto dei successivi 12 mesi dalla Data del Documento di Registrazione ammonta a circa Euro 104 milioni.

Ai fini del suddetto fabbisogno finanziario netto si evidenzia di seguito la stima dei flussi finanziari per i 12 mesi successivi alla Data del Documento di Registrazione:

- (i) un apporto positivo dei flussi di cassa relativi alla gestione operativa, per circa Euro 31 milioni;
- (ii) un fabbisogno dell'attività di investimento complessivo pari a circa Euro 104 milioni comprensivo dei maggiori crediti IVA, che rappresenta il corrispettivo residuo riferibile agli investimenti nei tre Parchi Eolici i cui diritti di autorizzazione sono detenuti dalle SPV Conferite;
- (iii) un flusso di cassa relativo alla gestione finanziaria negativo per circa Euro 23 milioni, relativo principalmente al pagamento degli interessi passivi e delle quote capitale dei finanziamenti in *project financing* e degli interessi passivi sul Prestito Obbligazionario 2015–2022 alla Data del Documento di Registrazione.

Il Gruppo Alerion prevede quindi di coprire il suddetto fabbisogno finanziario netto complessivo nei 12 mesi successivi alla Data del Documento di Registrazione, pari a Euro 69 milioni, (tenuto conto del capitale circolante netto alla Data del Documento di Registrazione, positivo per Euro 27 milioni) tramite il ricorso a finanziamenti in *project financing*, per un importo pari a circa Euro 108 milioni, al netto di costi accessori complessivi per l'ottenimento dei finanziamenti stimati in circa Euro 1,4 milioni. Sebbene le SPV Conferite abbiano concordato con due primari istituti di credito europei i principali termini contrattuali dei finanziamenti in *project financing* che si prevede saranno sottoscritti entro la fine dell'esercizio 2018 (*cf.* Capitolo V, Paragrafo 5.2, del Documento di Registrazione) tuttavia sussiste il rischio che le SPV Conferite non siano in grado di ottenere tali finanziamenti a condizioni favorevoli ovvero con tempistiche adeguate a rispettare il termine per il completamento degli impianti (*cf.* Capitolo

V, Paragrafo 5.2, e Capitolo VI, Paragrafo 6.1.3, del Documento di Registrazione). In tale ipotesi, qualora l'importo complessivo del Prestito Obbligazionario 2018–2024 ad esito dell'offerta al pubblico sia superiore all'importo minimo di Euro 130 milioni, l'eventuale importo residuo dei proventi derivanti dal Prestito Obbligazionario 2018–2024 (pari a massimi Euro 30 milioni) sarà utilizzato per contribuire a finanziare la realizzazione dei Parchi Eolici i cui diritti di autorizzazione sono detenuti dalle SPV Conferite e, in via residuale, per la realizzazione e lo sviluppo di nuovi investimenti che, alla Data del Documento di Registrazione, Alerion non ha ancora identificato, con l'obiettivo di aumentare la potenza installata del portafoglio impianti del Gruppo (*cf.* Capitolo VI, Paragrafo 6.1.4, del Documento di Registrazione).

Ove le SPV Conferite non fossero in grado di ottenere, a copertura del fabbisogno finanziario per la realizzazione dei Parchi Eolici, i finanziamenti in *project financing* programmati – pur destinando alla copertura del suddetto fabbisogno tutte le risorse eccedenti quelle da destinare al rimborso del Prestito Obbligazionario 2015–2022 (nel caso di sottoscrizione del Prestito Obbligazionario 2018–2024 per il quantitativo offerto massimo pari a Euro 160 milioni) – l'Emittente non sarebbe in grado di completare gli investimenti programmati. Tale circostanza produrrebbe effetti negativi sulla generazione dei flussi di cassa, anche in considerazione della progressiva scadenza delle tariffe incentivanti di cui godono gli impianti del Gruppo. Conseguentemente, pur in presenza di un minor incremento dell'indebitamento finanziario (causato dall'eventuale mancato ottenimento dei finanziamenti in *project financing*), la capacità dell'Emittente di rispettare gli impegni finanziari connessi al Prestito Obbligazionario 2018–2024 potrebbe essere pregiudicata.

A.3 Rischi connessi al prestito obbligazionario e ai finanziamenti in essere

Il regolamento del Prestito Obbligazionario 2015–2022 e i contratti di finanziamento di cui le società del Gruppo sono parte, ed in particolare i finanziamenti in *project financing*, contengono una serie di clausole abituali per tali tipologie di documenti, quali obblighi di fare e di non fare, clausole di c.d. *negative pledge*, restrizioni alla distribuzione di dividendi, relazioni sui risultati e bilanci, obblighi di mantenimento di *ratio* finanziari soggetti a verifica periodica, ipotesi di inadempimento (cc.dd. eventi di *default*). La violazione delle suddette clausole potrebbe comportare il sorgere del diritto degli obbligazionisti ovvero delle banche finanziatrici, a seconda dei casi, a richiedere il rimborso anticipato del prestito obbligazionario sottoscritto ovvero del finanziamento erogato, con conseguenti rilevanti effetti negativi sui risultati, sulle prospettive, nonché sulla situazione patrimoniale, economica e finanziaria del Gruppo. Al riguardo, si segnala che la capacità di Alerion di rispettare gli impegni finanziari assunti dipende in misura determinante dall'efficienza produttiva dei propri impianti eolici. In caso di violazione delle clausole relative ai finanziamenti in *project financing*, cui segua una richiesta di rimborso anticipato del finanziamento, i costi saranno sopportati dalla SPV finanziata; qualora la relativa SPV non sia in grado di far fronte agli impegni di pagamento, la banca potrà escutere le garanzie reali in proprio favore previste dal finanziamento, che includono, tra l'altro, un privilegio speciale su tutti i beni mobili destinati all'esercizio dell'impresa e un pegno sull'intero capitale sociale della SPV finanziata. Il mancato rispetto delle suddette clausole condurrebbe alla decadenza dal beneficio del termine dei suddetti contratti e ciò potrebbe incidere negativamente sul rispetto da parte dell'Emittente degli impegni finanziari che l'Emittente assumerà in relazione al Prestito Obbligazionario 2018–2024.

FATTORI DI RISCHIO

L'indebitamento finanziario lordo di Alerion al 31 marzo 2018 ammonta complessivamente a Euro 210,1 milioni, di cui circa Euro 79,5 milioni relativi a finanziamenti in *project financing* caratterizzati da clausole che comportano limiti all'utilizzo delle risorse finanziarie da parte del Gruppo. Al 31 dicembre 2017 l'indebitamento finanziario lordo del Gruppo è pari a circa Euro 217,5 milioni, di cui circa Euro 127,5 milioni relativi al Prestito Obbligazionario 2015–2022, circa Euro 70,3 milioni relativi ai finanziamenti in *project financing* delle società consolidate integralmente del Gruppo i cui importi complessivi sono caratterizzati da clausole che comportano limiti all'utilizzo delle risorse finanziarie e la rimanente parte relativa a (i) debiti per strumenti derivati per Euro 10,7 milioni, (ii) finanziamenti verso terzi concessi dai soci di minoranza in relazione allo sviluppo dei Parchi Eolici per Euro 2,1 milioni e (iii) debiti per gli interessi maturati sul Prestito Obbligazionario 2015–2022 per Euro 6,9 milioni. Inoltre, l'indebitamento finanziario lordo delle SPV in *joint venture* consolidate con il metodo del patrimonio netto secondo il principio IFRS 11 è pari a Euro 34,5 milioni al 31 dicembre 2017 e non è assistito da garanzie personali prestate da Alerion o da società del Gruppo; tale indebitamento si riferisce per Euro 27,4 milioni a finanziamenti in *project financing* caratterizzati da clausole che comportano limiti all'utilizzo delle risorse finanziarie, per Euro 3,3 milioni a debiti per strumenti derivati e per Euro 3,8 milioni a debiti verso soci. Per tutte le SPV del Gruppo non consolidate integralmente e non consolidate con il metodo del patrimonio netto secondo il principio IFRS 11, non sono presenti debiti finanziari (*cf.* Capitolo VII, Paragrafo 7.1, del Documento di Registrazione).

I contratti di *project financing* prevedono, ad esempio, limitazioni alla possibilità di effettuare acquisizioni o investimenti, erogare prestiti o concedere crediti, indebitarsi ulteriormente o emettere azioni privilegiate, concedere ulteriori garanzie, vendere, concedere in locazione, trasferire o cedere attività, trasferire le attività del Gruppo o effettuare fusioni, integrazioni o altre operazioni straordinarie, costituire gravami sulle attività o sui beni del Gruppo. Si segnala che, fatto salvo quanto indicato di seguito con riferimento al finanziamento in *project financing* relativo ad Ordon Energia S.r.l., alla Data del Documento di Registrazione, tutte le clausole che comportano limitazioni, impegni ovvero obblighi per la società finanziata sono adeguatamente rispettate e non sussistono i presupposti per l'attivazione di clausole di *default* ovvero che possano comportare la decadenza dal beneficio del termine con riferimento ai contratti di finanziamento in essere stipulati sia dalle SPV consolidate integralmente, sia dalle SPV in *joint venture* consolidate secondo il metodo del patrimonio netto ai sensi del principio IFRS 11. Al 31 dicembre 2017 il parametro finanziario del DSCR relativo al finanziamento stipulato da Ordon Energia S.r.l. non risultava rispettato. Pertanto, nel gennaio 2018, Ordon Energia S.r.l. ha ricevuto da parte delle banche finanziatrici il *waiver* per il mancato rispetto del parametro del DSCR, risolutivamente condizionato all'effettuazione di distribuzioni di dividendi a favore del socio unico AER (società a sua volta interamente controllata da Alerion) da parte di Ordon Energia S.r.l. con riferimento all'esercizio 2018. In ragione del fatto che Alerion detiene indirettamente, tramite AER, l'intero capitale sociale di Ordon Energia S.r.l., tale evento ricade sotto il controllo del Consiglio di Amministrazione dell'Emittente.

Il tasso di copertura degli oneri finanziari del Gruppo (inteso come rapporto tra Oneri finanziari netti e Margine Operativo Lordo) era pari a 0,32 al 31 dicembre 2017 (0,39 al 31 dicembre 2016).

Inoltre si segnala che al 31 marzo 2018, l'importo complessivo delle linee di credito accordate all'Emittente è pari a Euro 13 milioni, di cui utilizzati Euro 2,4 milioni.

Prestito Obbligazionario 2015-2022

In data 11 febbraio 2015, Alerion ha emesso un prestito obbligazionario non convertibile e non subordinato, per un importo di Euro 130 milioni, con scadenza al 2022, costituito da n. 130.000 obbligazioni del valore nominale di Euro 1.000,00 quotate sul Mercato Telematico delle Obbligazioni e dei Titoli di Stato (il "**Prestito Obbligazionario 2015-2022**").

Il Prestito Obbligazionario 2015-2022 è garantito incondizionatamente e irrevocabilmente da AER, Renergy San Marco S.r.l. ("**Renergy San Marco**"), Parco Eolico Licodia Eubea S.r.l. ("**Licodia**"), Wind Power Sud S.r.l. ("**WPS**") e Minerva S.r.l. ("**Minerva**"). In particolare, le obbligazioni nascenti dalle garanzie personali concesse da Renergy San Marco, Licodia, WPS e Minerva sono limitate ad un ammontare massimo pari a:

- Euro 51,9 milioni, quanto a Renergy San Marco;
- Euro 25,7 milioni, quanto a Licodia;
- Euro 18,9 milioni, quanto a WPS;
- Euro 33,2 milioni, quanto a Minerva.

Le obbligazioni nascenti dalla garanzia personale concessa da AER sono limitate ad un ammontare massimo di Euro 129,7 milioni, pari all'ammontare totale delle garanzie personali concesse dagli altri Garanti.

Ai sensi del regolamento del Prestito Obbligazionario 2015-2022 l'Emittente è tenuto a rimborsare le obbligazioni per un importo pari all'intero ammontare dei proventi in denaro incassati dall'Emittente, da AER o da Renergy San Marco, Licodia, WPS e Minerva in relazione a qualsiasi cessione, vendita, trasferimento o altro atto di disposizione a favore di terzi, a qualsiasi titolo, effettuato direttamente o indirettamente, (esclusi, per chiarezza, l'affitto di azienda o di ramo di azienda e il comodato) (in ciascun caso, una "**Cessione**") di beni, al netto di eventuali costi, spese e imposte debitamente documentati e sostenuti al fine del perfezionamento della Cessione (i "**Proventi da Cessione**"), rimanendo inteso che sono escluse le Cessioni di beni effettuate esclusivamente a favore dell'Emittente o di altro Garante. Resta fermo che il rimborso anticipato obbligatorio non troverà applicazione nel caso di Cessioni di beni il cui valore contabile sia inferiore a un importo complessivo di Euro 500.000 in ciascun anno di durata del Prestito Obbligazionario 2015-2022 calcolato su tutte le società progetto (ovvero su Renergy San Marco, Licodia, WPS e Minerva).

Per tutta la durata del Prestito Obbligazionario 2015-2022 l'Emittente si è impegnata altresì a non concedere, e a far sì che i Garanti non concedano, pegni, ipoteche o altre garanzie reali sui propri beni presenti e futuri, materiali ed immateriali, sui propri crediti, sulle proprie partecipazioni, ovvero garanzie personali e impegni di ogni genere iscritti o iscrिवibili nei conti d'ordine che diano o possano dare luogo ad un esborso di denaro (le "**Garanzie Reali e Personali**"). Si segnala che per quanto attiene l'Emittente e AER, l'impegno che precede si applica solo con riferimento a pegni, ipoteche o altre garanzie reali su Renergy San Marco, Licodia, WPS e Minerva e sui Beni riferibili alle stesse, e non su altri beni dell'Emittente o di AER. Sono fatte salve:

FATTORI DI RISCHIO

- (a) le Garanzie Reali e Personali esistenti alla data di emissione del Prestito Obbligazionario 2015–2022;
- (b) le Garanzie Reali e Personali previste per legge o derivanti da sentenze o altri provvedimenti dell'autorità giudiziaria o amministrativa,
- (c) le Garanzie Reali e Personali necessarie ai fini dell'esercizio dell'ordinaria attività di impresa nel settore della produzione di energie da fonti rinnovabili ai sensi della normativa applicabile a tale settore e secondo la prassi contrattuale applicata ai fini del rilascio di concessioni o autorizzazioni, all'esercizio dell'impianto eolico o al rilascio di garanzie di esatto adempimento delle obbligazioni contrattuali assunte ai fini dell'esercizio della suddetta attività (*contractual bonds, bid bonds, performance bonds et similia*) e
- (d) le Garanzie Reali e Personali che siano concesse per debiti finanziari contratti successivamente alla data di godimento del prestito, a condizione che le medesime Garanzie Reali e Personali siano concesse *pari passu* a garanzia delle obbligazioni dell'Emittente o dei Garanti, a seconda dei casi, derivanti dal Prestito Obbligazionario 2015–2022. Inoltre, l'Emittente si impegna a far sì che Renergy San Marco, Licodia, WPS e Minerva non assumano indebitamento finanziario per un ammontare complessivo, riferito a ciascuna società, superiore ad Euro 250.000.

Ai sensi del Prestito Obbligazionario 2015–2022, l'Emittente non potrà distribuire dividendi o riserve di utili eccedenti un ammontare annuo pari al 50% dell'utile netto di gruppo risultante dal bilancio consolidato dell'Emittente approvato in ciascun esercizio nel corso della durata del Prestito Obbligazionario 2015–2022 (il "**Cap Annuale**"). Resta salva la facoltà dell'Emittente di distribuire ulteriori dividendi o riserve di utili fino all'importo massimo complessivo di Euro 14 milioni a valere sull'intera durata del Prestito Obbligazionario 2015–2022 (i) a condizione che risulti un miglioramento di Euro 2 milioni dell'indebitamento finanziario contabile al netto dei derivati rispetto all'esercizio precedente a quello in riferimento al quale l'Emittente intenda distribuire gli utili o le riserve di utili e (ii) nei limiti di un massimo di Euro 2 milioni per ciascun esercizio (il "**Cap Addizionale**").

Resta ferma la facoltà per l'Emittente di distribuire gli utili e le riserve eventualmente non distribuiti negli esercizi precedenti e che sarebbero stati distribuibili in quanto non eccedenti l'ammontare del *Cap Annuale* o del *Cap Addizionale*, in ciascun caso calcolato con riferimento a ciascun esercizio e, solo con riferimento al *Cap Annuale*, sottraendo eventuali perdite di esercizio occorse in esercizi successivi.

L'Emittente è tenuto al rimborso anticipato obbligatorio

- (i) in caso di inadempimento degli obblighi precedentemente descritti e
- (ii) nel caso in cui, al 31 dicembre di ciascun anno, il rapporto tra l'indebitamento finanziario contabile al netto dei derivati ed il patrimonio netto al netto dei derivati sia entro un valore superiore a 2,

qualora non sia posto rimedio all'inadempimento entro trenta giorni lavorativi a partire dalla prima tra la data di comunicazione al rappresentante comune relativa all'inadempimento e la data in cui il rappresentante comune venga a conoscenza dell'inadempimento stesso.

FATTORI DI RISCHIO

Al 31 dicembre 2017 gli obblighi di cui al precedente punto (i) e il parametro di cui al precedente punto (ii) risultavano rispettati.

Per ulteriori informazioni si rimanda al Capitolo XV, Paragrafo 15.2, del Documento di Registrazione.

Da ultimo si evidenzia che, diversamente dal Prestito Obbligazionario 2015–2022, il Prestito Obbligazionario 2018–2024 non è assistito da alcuna garanzia.

Si richiama l'attenzione dell'investitore sulla circostanza che l'Emittente non dispone di un valore di *credit spread* (inteso come differenza tra il rendimento di un'obbligazione *plain vanilla* di propria emissione e il tasso di *interest rate swap* di durata corrispondente). Pertanto non è disponibile un indicatore di mercato espressivo del rischio emittente.

Contratti di project financing

Il Gruppo ha storicamente fatto ricorso a finanziamenti di tipo *project financing* per i propri impianti. Tali contratti prevedono che i flussi di cassa generati dal progetto finanziato siano vincolati a servizio del rimborso dei finanziamenti e includono, generalmente, ulteriori garanzie (volte a tutelare il rimborso delle somme oggetto del finanziamento) sul capitale sociale o sui beni mobili e immobili della relativa società progetto o sui contratti di progetto. Per un dettaglio delle garanzie reali da cui sono assistiti i contratti di *project financing* si rinvia al Capitolo XV, Paragrafo 15.3, del Documento di Registrazione. Inoltre si segnala che i finanziamenti in *project financing* non sono assistiti da garanzie personali prestate dalla Società o dalle società del Gruppo Alerion.

La tabella che segue evidenzia l'importo residuo al 31 dicembre 2017 e l'importo originario dei finanziamenti in *project financing*.

(valori in migliaia di euro)	Importo residuo al 31.12.17	Importo originario complessivo
<i>Project financing</i> - Callari	28.169	63.000
<i>Project financing</i> - Ortona	37.307	69.000
<i>Project financing</i> relativo a Krupen	4.808	11.500
<i>Project financing</i> - New Green Molise(*)	23.870	46.700
<i>Project financing</i> - Ecoenergia Campania(*)	3.485	10.898

(*) società in *joint venture* consolidate con il metodo del patrimonio netto secondo il principio IFRS 11. Gli importi indicati si riferiscono al valore proquota di competenza del Gruppo.

I contratti di *project financing* sono generalmente stipulati dalla relativa banca finanziatrice all'esito di estese procedure di controllo legale, finanziario, tecnico e assicurativo, della preparazione di un *business plan* e di una valutazione di produzione, forniti da consulenti esterni, e includono una serie di obblighi, ivi inclusi quelli che prevedono in particolare limitazioni alla possibilità di:

- effettuare acquisizioni o investimenti;
- erogare prestiti o concedere crediti;

FATTORI DI RISCHIO

- indebitarsi ulteriormente o emettere azioni privilegiate;
- concedere ulteriori garanzie a terzi sui beni oggetto di finanziamento;
- vendere, concedere in locazione, trasferire o cedere attività;
- trasferire le attività del Gruppo o effettuare fusioni, integrazioni o altre operazioni straordinarie;
- apportare variazioni sostanziali alla natura delle attività del Gruppo;
- costituire gravami sulle attività o sui beni del Gruppo;
- pagare dividendi o effettuare altre distribuzioni da parte delle controllate del Gruppo;
- effettuare operazioni con società collegate; e
- esercitare determinate facoltà ai sensi di taluni contratti di progetto.

La violazione dei suddetti impegni costituisce un evento di *default* che comporta il sorgere del diritto delle rispettive banche finanziatrici a richiedere il rimborso dei relativi finanziamenti, con conseguenti rilevanti effetti negativi sulla situazione patrimoniale e/o finanziaria del Gruppo.

Sono altresì previste verifiche periodiche della gestione, strumentali all'adempimento dell'obbligo di predisposizione di relazioni di risultati e bilanci, verificati con cadenza regolare.

Inoltre, tali contratti impongono alle rispettive società progetto il rispetto di taluni *covenant* finanziari, come di seguito indicato.

Il finanziamento in *project financing* stipulato da Ordon Energia S.r.l. che gestisce il Parco Eolico di Ordon prevede il rispetto dei seguenti *covenant* finanziari, calcolati al 30 giugno e al 31 dicembre di ogni anno: (i) *Debt Service Coverage Ratio* Storico ("**DSCR Storico**") ossia il rapporto tra (a) i flussi di cassa da attività operative derivanti dal Parco Eolico di Ordon e (b) gli importi dovuti e in essere ai sensi del Finanziamento Ordon, l'indebitamento consentito e i contratti di copertura): inferiore o pari a 1,05; oppure (ii) *Loan Life Coverage Ratio* ("**LLCR**") ossia il rapporto tra (a) i flussi di cassa scontati (con un rapporto pari al tasso di interesse ai sensi del Finanziamento Ordon) derivanti da attività operative del Parco Eolico di Ordon e (b) gli importi prelevati ai sensi della Linea Base e non ancora rimborsati): inferiore o pari a 1,2.

Il finanziamento in *project financing* stipulato da Callari S.r.l. in relazione al Parco Eolico di Vizzini e Mineo prevede il rispetto dei seguenti *covenant* finanziari, calcolati al 30 giugno e al 31 dicembre di ogni anno: (i) *Debt Service Coverage Ratio* Storico ("**DSCR Storico**") ossia il rapporto tra (a) i flussi di cassa da attività operative derivanti dal Parco Eolico di Callari e (b) gli importi dovuti e in essere ai sensi del Finanziamento Callari, l'indebitamento consentito e i contratti di copertura) inferiore o pari a 1,05; oppure (ii) *Loan Life Coverage Ratio* ("**LLCR**") ossia il rapporto tra (a) i flussi di cassa scontati (con un rapporto pari al tasso di interesse ai sensi del Finanziamento Callari) derivanti da attività operative del Parco Eolico di Callari e (b) gli importi prelevati ai sensi della Linea Base Callari e non ancora rimborsati): inferiore o pari a 1,20.

FATTORI DI RISCHIO

Il finanziamento in *project financing* stipulato da Wind Energy EOOD, Wind Systems EOOD, Wind Stream EOOD e Wind Power 2 EOOD che gestiscono il Parco Eolico di Krupen, prevede il rispetto dei seguenti *covenant* finanziari, calcolati semestralmente: (i) rapporto capitale proprio/attività totali: non inferiore al 34%; (ii) DSCR Storico non inferiore a 1,1, e (iii) il *Debt Service Coverage Ratio Storico* con inclusione del *Debt Service Reserve Account* (ossia il rapporto tra (a) il flusso di cassa consolidato disponibile per il pagamento della quota capitale del debito più il saldo del *Debt Service Reserve Account* per il relativo periodo, come definito in ciascuno dei contratti di finanziamento relativi all'impianto sito in Krupen e (b) il debito consolidato della quota capitale dei finanziamenti, come definito in ciascuno dei contratti di finanziamento relativi all'impianto): non inferiore a 1,4.

Il finanziamento in *project financing* stipulato da New Green Molise S.r.l. in relazione al Parco Eolico di San Martino in Pensilis prevede il rispetto dei seguenti *covenant* finanziari, calcolati al 30 giugno e al 31 dicembre di ogni anno: (i) *Debt Service Coverage Ratio* ("DSCR" ossia il rapporto tra (a) i flussi di cassa derivanti dalle attività operative relative al Parco Eolico di San Martino in Pensilis e (b) gli importi dovuti ai sensi del Contratto di Finanziamento San Martino in Pensilis): inferiore a 1,1; oppure (ii) *Loan Life Coverage Ratio* ("LLCR," ossia il rapporto tra (a) i flussi di cassa scontati derivanti dalle attività operative relative al Parco Eolico e (b) gli importi prelevati ai sensi della Linea Base San Martino in Pensilis e non ancora rimborsati): inferiore a 1,1.

Il finanziamento in *project financing* stipulato da Ecoenergia Campania S.r.l. in relazione al Parco Eolico di Lacedonia prevede il rispetto dei seguenti *covenant* finanziari, calcolati al 30 giugno e al 31 dicembre di ogni anno: (i) *Debt Service Coverage Ratio Storico* ("DSCR Storico," ossia il rapporto tra (a) i flussi di cassa derivanti dalle attività operative relative al Parco Eolico di Lacedonia e (b) gli importi dovuti ai sensi dei Contratti di Finanziamento Lacedonia calcolati ogni 12 mesi precedenti alla relativa data di pagamento): inferiore a 1,05x; oppure (ii) *Loan Life Coverage Ratio* ("LLCR" ossia il rapporto tra (a) i flussi di cassa scontati derivanti dalle attività operative relative al Parco Eolico di Lacedonia e (b) gli importi dovuti ai sensi dei Finanziamenti Lacedonia): inferiore a 1,10x.

Al 31 dicembre 2017 per i finanziamenti dei contratti di *project financing* di New Green Molise S.r.l., Ecoenergia Campania S.r.l., Callari S.r.l. e di Krupen i parametri finanziari sopra indicati risultavano rispettati. Si segnala che al 31 dicembre 2017 il parametro finanziario del DSCR relativo al finanziamento stipulato da Ordon Energia S.r.l. non risultava rispettato. Pertanto, nel gennaio 2018 Ordon Energia S.r.l. ha ricevuto da parte delle banche finanziatrici il *waiver* per il mancato rispetto del parametro del DSCR, risolutivamente condizionato all'effettuazione di distribuzioni di dividendi a favore del socio unico AER (società a sua volta interamente controllata da Alerion) da parte di Ordon Energia S.r.l. con riferimento all'esercizio 2018. In ragione del fatto che Alerion detiene indirettamente, tramite AER, l'intero capitale sociale di Ordon Energia S.r.l., tale evento ricade sotto il controllo del Consiglio di Amministrazione dell'Emittente.

In caso di mancato rispetto dei predetti parametri finanziari, le banche finanziatrici potrebbero dichiarare la relativa società progetto decaduta dal beneficio del termine ovvero risolvere il, o recedere dal, contratto e, quindi, richiedere il rimborso anticipato del finanziamento alla società finanziata, con conseguenti rilevanti effetti negativi sulla situazione patrimoniale del Gruppo.

Inoltre, i contratti di *project financing* prevedono una serie di ipotesi di rimborso anticipato obbligatorio, tra le quali il c.d. *Cash Sweep*, come meglio descritto al Capitolo XV, Paragrafo 15.3, del Documento di Registrazione.

Inoltre, si segnala che i contratti di *project financing* prevedono una serie di eventi di *default*, al verificarsi dei quali le rispettive banche finanziatrici avranno il diritto di dichiarare la relativa società progetto decaduta dal beneficio del termine ovvero di risolvere il, o recedere dal, contratto, con conseguente obbligo di integrale rimborso del finanziamento entro il termine stabilito. Tra tali eventi, si segnalano in particolare le clausole di *cross-default*, che si azionano qualora:

- con riferimento ai Parchi Eolici di Ortona e Callari, (i) il pagamento di tutte le categorie di debito o di alcune di esse in capo alla parte finanziata venga interrotto da parte della parte finanziata, dall'Emittente e da AER; e (ii) qualsiasi indebitamento finanziario della parte finanziata venga dichiarato o diventi altrimenti esigibile prima della scadenza prevista.
- con riferimento al Parco Eolico di San Martino in Pensilis (i) qualsiasi indebitamento finanziario della parte finanziata non venga corrisposto alla scadenza né entro il periodo di tolleranza originariamente applicabile; (ii) qualsiasi indebitamento finanziario della parte finanziata venga dichiarato o diventi altrimenti esigibile prima della scadenza per esso specificata; (iii) venga inviata alla società progetto una richiesta di rimborso anticipato rispetto a qualsiasi indebitamento finanziario della parte finanziata; (iv) si verifichino le condizioni che consentirebbero la decadenza dal beneficio del termine, la risoluzione o la richiesta di rimborso anticipato rispetto a qualsiasi indebitamento finanziario della parte finanziata; o (v) qualsiasi impegno per qualsiasi indebitamento finanziario della parte finanziata venga cancellato o sospeso in conseguenza di un evento di inadempimento; e
- con riferimento al Parco Eolico di Lacedonia (i) l'importo in linea capitale di qualsiasi indebitamento finanziario della parte finanziata non venga pagato alla scadenza o (ii) qualsiasi indebitamento finanziario della parte finanziata diventi esigibile prima della relativa scadenza o divenga oggetto di messa in mora alla relativa scadenza.

Si segnala che, fatto salvo quanto indicato di seguito con riferimento al finanziamento in *project financing* relativo ad Ortona Energia S.r.l., alla Data del Documento di Registrazione, tutte le clausole che comportano limitazioni, impegni ovvero obblighi per la società finanziata sono adeguatamente rispettate e non sussistono i presupposti per l'attivazione di clausole di *default* ovvero che possano comportare la decadenza dal beneficio del termine con riferimento ai contratti di finanziamento in essere stipulati sia dalle SPV consolidate integralmente, sia dalle SPV in *joint venture* consolidate secondo il metodo del patrimonio netto ai sensi del principio IFRS 11. Al 31 dicembre 2017 il parametro finanziario del DSCR relativo al finanziamento stipulato da Ortona Energia S.r.l. non risultava rispettato. Pertanto, nel gennaio 2018 Ortona Energia S.r.l. ha ricevuto da parte delle banche finanziatrici il *waiver* per il mancato rispetto del parametro del DSCR, risolutivamente condizionato all'effettuazione di distribuzioni di dividendi a favore del socio unico AER (società a sua volta interamente controllata da Alerion) da parte di Ortona Energia S.r.l. con riferimento all'esercizio 2018. In ragione del fatto che Alerion detiene indirettamente, tramite AER, l'intero capitale sociale di Ortona Energia S.r.l., tale evento ricade sotto il controllo del Consiglio di Amministrazione dell'Emittente.

Inoltre si evidenzia che l'emissione del Prestito Obbligazionario 2018–2024 non comporta il mancato rispetto di alcuna delle clausole dei contratti di *project financing* di cui è parte il Gruppo.

Nel caso di mancato rispetto delle disposizioni sopra descritte, ove non venga posto rimedio entro i termini stabiliti, gli istituti finanziatori hanno il diritto di dichiarare la relativa società di progetto finanziata decaduta dal beneficio del termine e di risolvere il contratto, con conseguente obbligo di integrale rimborso entro il termine stabilito. Tale circostanza potrebbe avere un impatto negativo sui risultati, sulle prospettive, nonché sulla situazione patrimoniale, economica e finanziaria del Gruppo.

Per ulteriori informazioni si rimanda al Capitolo XV, Paragrafo 15.3, del Documento di Registrazione.

A.4 *Rischi connessi all'andamento reddituale del Gruppo*

I risultati reddituali dell'Emittente e del Gruppo possono variare in considerazione della produzione di elettricità, di eventuali cambiamenti nel sistema di incentivazione o dei prezzi di vendita dell'elettricità, nonché delle condizioni di mercato. In particolare, la capacità di Alerion di rispettare gli impegni finanziari assunti dipende in misura determinante dalla ventosità e, più in generale, dall'efficienza produttiva dei propri impianti eolici.

L'Emittente prevede che (i) dal momento dell'entrata in esercizio dei Parchi Eolici (attesa tra aprile e luglio 2019) i cui diritti di autorizzazione sono detenuti dalle SPV Conferite, il margine lordo delle SPV Conferite abbia un'incidenza significativa sulla redditività operativa lorda del Gruppo; in particolare, assumendo che la redditività operativa lorda del Gruppo sia pari a quella registrata nel 2017, l'Emittente prevede che l'incidenza della redditività operativa lorda delle SPV Conferite sia pari al 30% e (ii) il risultato netto delle SPV Conferite sia in crescita lungo i primi tre anni di entrata in esercizio dei Parchi Eolici per effetto della riduzione degli oneri finanziari derivante dal progressivo ammortamento del debito finanziario.

Sebbene la Società preveda che il contributo a regime delle SPV Conferite alla redditività prospettica del Gruppo sia positivo, tuttavia alla Data del Documento di Registrazione non vi è certezza circa il conseguimento di margini reddituali e flussi di cassa del Gruppo in misura adeguata e coerente temporalmente rispetto agli impegni finanziari che l'Emittente assumerà in relazione al Prestito Obbligazionario 2018–2024 in termini di corresponsione degli interessi e del pagamento del capitale a scadenza (per completezza informativa, si evidenzia che il risultato netto delle SPV Conferite al 31 dicembre 2017 ha evidenziato una perdita pari a Euro 0,1 milioni).

Inoltre, sebbene le SPV Conferite abbiano concordato i principali termini contrattuali dei finanziamenti di *project financing* con due primari istituti di credito europei, sussiste il rischio che le SPV Conferite non siano in grado di ottenere tali finanziamenti a condizioni favorevoli ovvero con tempistiche adeguate a rispettare il termine per il completamento degli impianti, determinando rallentamenti nella messa in esercizio dei Parchi Eolici e/o una riduzione della produttività potenziale degli stessi e pertanto, potrebbero non riuscire a generare flussi di cassa in linea con le attese (*cf.* Capitolo VI, Paragrafo 6.1.3, del Documento di Registrazione). Non vi è certezza quindi che Alerion sia in grado di generare e/o reperire risorse finanziarie che, per ammontare o per tempistica, siano adeguate a rispettare gli impegni finanziari assunti e, pertanto, alla Data del Documento di Registrazione, sussiste il rischio che l'Emittente e le società del Gruppo non siano in grado di corrispondere gli interessi e/o di rimborsare alla scadenza

FATTORI DI RISCHIO

i propri debiti finanziari, con conseguenti difficoltà per la Società di rispettare gli impegni finanziari che l’Emittente assumerà in relazione al Prestito Obbligazionario 2018–2024.

L’andamento economico gestionale dell’esercizio 2017 è stato caratterizzato da una produzione elettrica in diminuzione rispetto all’anno precedente, a causa di una ventosità inferiore a quella registrata nel 2016 che ha caratterizzato soprattutto i primi tre trimestri del 2017.

Con riferimento ai ricavi del Gruppo, la riduzione della produzione elettrica è stata più che compensata dall’aumento dei prezzi di vendita (sia per la tariffa incentivante sia per il prezzo dell’energia elettrica) rispetto all’esercizio precedente, con la conseguenza che al 31 dicembre 2017 il Gruppo ha registrato un incremento dei ricavi operativi rispetto al 2016.

La seguente tabella illustra i principali dati economici consolidati del Gruppo per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2017 e 2016.

Conto Economico		
<i>(valori in milioni di euro)</i>	31.12.2017	31.12.2016
Ricavi operativi	52,2	49,5
Altri ricavi	2,7	1,8
Ricavi	54,9	51,3
Costo delle risorse umane	(2,6)	(2,8)
Altri costi operative	(12,5)	(13,2)
Accantonamenti per rischi	(0,2)	(0,1)
Costi operative	(15,3)	(16,1)
Risultati di società in <i>Joint-venture</i>	2,4	0,9
Margine Operativo Lordo (EBITDA)	42,0	36,1
Ammortamenti e svalutazioni	(20,6)	(20,5)
Risultato Operativo (EBIT)	21,4	15,6
Proventi (oneri) finanziari	(13,3)	(13,9)
Risultato ante imposte (EBT)	8,1	1,7
Imposte	(3,2)	(0,9)
Risultato Netto	4,9	0,8
Utile (Perdita) di competenza di terzi	(0,1)	(0,1)
Risultato Netto di Gruppo	5,0	0,9

Il prezzo medio di cessione dell’energia elettrica e degli incentivi per gli impianti eolici italiani incentivati per il 2017 è stato pari a Euro 160,6 per MWh, rispetto a Euro 141,7 per MWh dell’anno precedente; in

FATTORI DI RISCHIO

particolare, come evidenziato nella tabella seguente, l'incremento dei ricavi operativi nel 2017 rispetto al 2016 (pari a Euro 2,7 milioni) è determinato da una componente incrementativa riferibile all'aumento dei prezzi (Euro 5,7 milioni) e ad una componente decrementativa (Euro 3 milioni) riferibile al calo della produzione registrato nel 2017.

<i>(valori in milioni di Euro)</i>	Variazione
Variazione Ricavi operativi 2017 vs 2016	2,7
di cui componente riferibile all'aumento dei prezzi	5,7
di cui componente riferibile alla diminuzione della produzione	(3,0)

La tabella che segue evidenzia l'evoluzione dei ricavi operativi negli esercizi 2016 e 2017.

	2017	2016	Variazione
Produzione (GWh) da impianti consolidati integralmente e in <i>joint venture</i>	413,6	428,2	(14,6)
Produzione (GWh) da impianti consolidati integralmente	342,1	362,9	(20,8)
<i>(valori in milioni di Euro)</i>			
Vendite energia elettrica (*)	19,2	16,4	2,8
Ricavi da tariffa incentivante (*)	32,9	33,1	(0,2)
Totale Ricavi Operativi (*)	52,2	49,5	2,7

Non si può escludere che nei prossimi esercizi si verifichino eventi od operazioni di natura straordinaria, anche legati all'andamento della ventosità, che potrebbero avere effetti negativi sui risultati del Gruppo. Tale circostanza potrebbe avere un impatto negativo sulla generazione dei ricavi da parte delle società che gestiscono i Parchi Eolici e quindi dei flussi operativi a sostegno dell'indebitamento del Gruppo, ivi inclusa la possibilità di rispettare gli impegni finanziari che l'Emittente assumerà in relazione al Prestito Obbligazionario 2018-2024. Tale ipotesi potrebbe altresì inficiare la possibilità di recuperare le imposte anticipate stanziate in bilancio (pari a Euro 15.745 migliaia al 31 dicembre 2017 ed Euro 17.209 migliaia al 31 dicembre 2016) che potrebbe essere ritardata rispetto a quanto preventivato, ovvero potrebbe non manifestarsi del tutto.

Per maggiori informazioni *cfr.* Capitolo III, Capitolo VI, Paragrafo 6.2.1, e Capitolo XIII, del Documento di Registrazione.

A.5 Rischi connessi alla mancata attuazione della strategia dell'Emittente

Alerion, in linea con i programmi elaborati dalla controllante FGP, intende focalizzarsi sullo sviluppo di nuovi impianti e sul perseguimento di mirate opportunità di crescita tramite operazioni di acquisizione. Parallelamente il Gruppo comincerà a valutare nuove opportunità di investimento in altri Paesi europei, sia relativamente a progetti in sviluppo che a impianti già operativi.

FATTORI DI RISCHIO

Al riguardo, si segnala che, alla Data del Documento di Registrazione, la pianificazione aziendale dell'Emittente si basa esclusivamente sugli impianti attualmente operativi e sui tre progetti in costruzione dei Parchi Eolici i cui diritti di autorizzazione sono detenuti dalle SPV Conferite; l'Emittente non ha predisposto, né è previsto che predisponga, un piano industriale pluriennale che rifletta le prospettive di sviluppo del Gruppo e pertanto, sebbene la Società abbia definito i criteri economico-finanziari di massima per l'identificazione di future opportunità di investimento, le suddette opportunità non sono state ancora concretamente individuate.

La realizzazione delle azioni previste è in ogni caso influenzata da eventi e circostanze, anche futuri, non prevedibili da parte dell'Emittente quali mutamenti dello scenario macroeconomico e dell'andamento del mercato che potrebbero comportare variazioni della strategia del Gruppo e limitarne la capacità di raggiungere gli obiettivi prefissati. Inoltre, il Gruppo potrebbe altresì non essere in grado di identificare opportunità di investimento rispondenti alle proprie strategie e/o di valorizzare eventuali investimenti effettuati.

L'Emittente potrebbe non riuscire a dare attuazione alle azioni previste con le modalità attese e/o con le tempistiche ipotizzate; tale circostanza potrebbe avere effetti negativi sulla capacità dell'Emittente di adempiere alle proprie obbligazioni, ivi incluse le obbligazioni nascenti dall'emissione del Prestito Obbligazionario 2018-2024.

Nell'ambito del predetto programma di crescita della capacità installata in Italia, in linea con i programmi elaborati dalla controllante FGP, si inserisce l'Aumento di Capitale con conferimento in natura da parte di FGP e Pro-Invest, di tre Parchi Eolici in costruzione con una potenza installata complessiva di circa 102,4 MW. In particolare i tre impianti sono siti in Morcone e Pontelandolfo (BN), 51,8 MW, Albareto e Tornolo (PR), 19,8 MW e Villacidro e S. Gavino Monreale (VS), 30,8 MW, per un investimento complessivo previsto pari a circa Euro 120,2 milioni, di cui (i) Euro 57,1 milioni per l'impianto sito in Morcone e Pontelandolfo (BN), (ii) Euro 27,2 milioni per l'impianto sito in Albareto e Tornolo (PR) e (iii) Euro 35,9 milioni per l'impianto sito in Villacidro e S.Gavino Monreale (VS).

Alla Data del Documento di Registrazione l'Emittente prevede che l'impianto di Morcone sarà completato entro luglio 2019 e gli altri due impianti, Albareto e Villacidro, entro aprile 2019, permettendo così ad Alerion di incrementare entro luglio 2019 la potenza consolidata degli impianti operativi di circa il 38%, rispetto alla potenza consolidata al 31 dicembre 2017 (269,5 MW). La maggior parte dell'investimento complessivo (pari a circa l'80%) sarà finanziato mediante *project financing*. Sebbene le SPV Conferite abbiano concordato i principali termini contrattuali dei finanziamenti di *project financing* con due primari istituti di credito, sussiste il rischio che le SPV Conferite non siano in grado di ottenere tali finanziamenti a condizioni favorevoli ovvero con tempistiche adeguate a rispettare il termine per il completamento degli impianti, determinando rallentamenti nella messa in esercizio dei Parchi Eolici e/o una riduzione della produttività potenziale degli stessi e pertanto, potrebbero non riuscire a generare flussi di cassa in linea con le attese (*cf.* Capitolo VI, Paragrafo 6.1.3, del Documento di Registrazione). In tale ipotesi, qualora l'importo complessivo del Prestito Obbligazionario 2018-2024 sia superiore all'importo minimo pari a Euro 130 milioni, l'eventuale importo residuo dei proventi derivanti dal Prestito Obbligazionario 2018-2024 (pari a massimi Euro 30 milioni) sarà utilizzato per finanziare la realizzazione dei Parchi Eolici i cui diritti di autorizzazione sono detenuti dalle SPV Conferite e, in via residuale, per la

FATTORI DI RISCHIO

realizzazione e lo sviluppo di nuovi investimenti, alla Data del Documento di Registrazione non ancora identificati, con l'obiettivo di aumentare la potenza installata del portafoglio impianti del Gruppo (*cf.* Capitolo VI, Paragrafo 6.1.4, del Documento di Registrazione).

In ragione del fatto che, a partire dal dicembre 2017, Alerion è soggetta all'attività di direzione e coordinamento da parte di FGP, nell'ambito dei propri programmi di sviluppo, il Gruppo Alerion ritiene che si possano realizzare sinergie sia di costo sia in termini di efficienza operativa nella gestione degli impianti nonché nella gestione amministrativa del Gruppo. In particolare, il Gruppo Alerion ritiene di potere beneficiare della struttura di O&M degli impianti operativi delle società del gruppo facente capo a FGP, esterne al Gruppo Alerion, nonché in generale, di poter trarre vantaggio dall'abilità sviluppata dal gruppo facente capo a FGP nel settore eolico. Al riguardo, sussiste il rischio che tali sinergie di costo e di efficienza operativa non siano realizzate nei modi e nei tempi ipotizzati dall'Emittente. Si segnalache la Società ritiene che non sussista un rapporto di dipendenza tra Alerion e le società del gruppo facente capo a FGP.

Si evidenzia che i rapporti tra la Società e le società del gruppo facente capo a FGP presentano profili di rischio connessi sia alla circostanza che FGP è parte correlata di Alerion in qualità di controllante e soggetto che esercita direzione e coordinamento sulla Società, sia alla circostanza che talune società del gruppo – esterne al Gruppo Alerion – facente capo a FGP operano nel settore eolico e, pertanto, nel medesimo settore di riferimento del Gruppo Alerion. Pertanto, le scelte strategiche di FGP, in qualità di capogruppo, potrebbero non essere orientate alla massimizzazione dell'esclusivo interesse di Alerion bensì a quella delle società del gruppo facente capo a FGP esterne al Gruppo Alerion, fermo restando il rispetto della disciplina in materia di operazioni con parti correlate e il perseguimento dell'interesse sociale dell'Emittente.

Sotto il profilo finanziario, tenuto conto dei tassi di interesse riconosciuti dal mercato per operazioni di debito alla Data del Documento di Registrazione, il rifinanziamento del Prestito Obbligazionario 2015-2022 permetterà di ridurre il costo dell'indebitamento finanziario e migliorare il profilo delle scadenze finanziarie del Gruppo (*cf.* Capitolo XV, Paragrafo 15.2, del Documento di Registrazione).

Con riferimento alle azioni descritte, non è possibile garantire che (i) le azioni del Gruppo generino i risultati economici e finanziari positivi previsti, (ii) la strategia del Gruppo possa essere attuata con successo e (iii) il Gruppo sia in grado di raggiungere gli obiettivi di ricavi e di utili definiti nella sua strategia entro i tempi previsti.

Con particolare riferimento all'acquisizione di Parchi di produzione di energia già in attività, il Gruppo potrebbe non essere in grado di trovare e completare opportunità che ne soddisfino i criteri di investimento e pertanto non essere in grado di acquisire ulteriori Parchi a condizioni economiche favorevoli allo sviluppo della propria attività.

Il mancato raggiungimento dei risultati di investimento previsti potrebbe altresì essere determinato da eventuali difficoltà legate all'integrazione o fidelizzazione di nuovo personale, all'incapacità di sviluppare le sinergie previste, nonché all'insorgere di eventuali passività impreviste o a questioni di natura legale, normativa, contrattuale, giuslavoristica e altre problematiche derivanti dalle acquisizioni, che potrebbero non essere, in tutto o in parte, indennizzate.

Il verificarsi di tali circostanze potrebbe comportare effetti negativi sull'attività e sulla situazione economica, patrimoniale e/o finanziaria della Società e del Gruppo.

Per maggiori informazioni si rinvia al Capitolo VI, Paragrafo 6.1.4, del Documento di Registrazione.

A.6 Rischi connessi alla realizzazione dei Parchi Eolici i cui diritti di autorizzazione sono detenuti dalle SPV le cui partecipazioni sono state conferite in Alerion mediante l'Aumento di Capitale

L'Assemblea degli Azionisti di Alerion, in data 6 aprile 2018, ha approvato l'Aumento di Capitale. Con particolare riferimento agli impianti nella titolarità delle SPV Conferite si evidenzia che tali impianti sono risultati aggiudicatari della Tariffa Incentivante FER, ad esito della procedura d'asta competitiva emanata dal D.M. 23 giugno 2016. È previsto che gli impianti eolici *onshore* inclusi nelle graduatorie debbano entrare in esercizio entro 31 mesi dalla comunicazione di esito positivo dell'asta (ovvero dal 22 dicembre 2016), al netto dei tempi di fermo nella realizzazione dell'impianto e delle opere connesse derivanti da eventi calamitosi che risultino attestati dall'autorità competente, e da altre cause di forza maggiore riscontrate dal GSE. Il mancato rispetto del termine per l'entrata in esercizio comporta, tra l'altro, il decadimento dal diritto all'accesso ai benefici concessi ai sensi del D.M. 23 giugno 2016. Al riguardo, alla Data del Documento di Registrazione Eolica PM S.r.l., Fri-El Albareto S.r.l. e Green Energy Sardegna S.r.l., hanno concordato i principali termini contrattuali (*termsheet*) dei finanziamenti in *project financing* con due primari istituti di credito europei (*cf.* Capitolo V, Paragrafo 5.2, del Documento di Registrazione).

Sebbene le SPV Conferite abbiano concordato i principali termini contrattuali dei finanziamenti di *project financing* con due primari istituti di credito europei, sussiste il rischio che le SPV Conferite non siano in grado di ottenere tali finanziamenti a condizioni favorevoli ovvero con tempistiche adeguate a rispettare il termine per il completamento degli impianti, determinando rallentamenti nella messa in esercizio dei Parchi Eolici e/o una riduzione della produttività potenziale degli stessi e pertanto, le SPV Conferite potrebbero non riuscire a generare flussi di cassa in linea con le attese (*cf.* Capitolo VI, Paragrafo 6.1.3, del Documento di Registrazione).

L'Emittente prevede (i) che dal momento dell'entrata in esercizio dei Parchi Eolici i cui diritti di autorizzazione sono detenuti dalle SPV Conferite, il margine lordo delle SPV Conferite abbia un'incidenza significativa sulla redditività operativa lorda del Gruppo; in particolare, assumendo che la redditività operativa lorda del Gruppo sia pari a quella registrata nel 2017, l'Emittente prevede che l'incidenza della redditività operativa lorda delle SPV Conferite sia pari al 30% e (ii) il risultato netto delle SPV Conferite sia in crescita lungo i primi tre anni di entrata in esercizio dei Parchi Eolici per effetto della riduzione degli oneri finanziari derivante dal progressivo ammortamento del debito finanziario. Sebbene la Società preveda che il contributo a regime delle SPV Conferite alla redditività prospettica del Gruppo sia positivo, tuttavia alla Data del Documento di Registrazione non vi è certezza circa il conseguimento di margini reddituali e flussi di cassa del Gruppo in misura adeguata e coerente temporalmente rispetto agli impegni finanziari che l'Emittente assumerà in relazione al Prestito Obbligazionario 2018-2024 in termini di corresponsione degli interessi e del rimborso del capitale a scadenza (per completezza informativa, si evidenzia che il risultato netto delle SPV Conferite, non ancora operative, al 31 dicembre 2017 ha evidenziato una perdita pari a Euro 0,1 milioni).

FATTORI DI RISCHIO

Per completezza si segnala inoltre che, con riferimento al Parco Eolico sito in Morcone e Pontelandolfo (BN), era pendente presso il TAR Campania un ricorso promosso da Eolica PM S.r.l. in relazione all'annullamento, previa sospensione cautelare degli effetti e tutela cautelare monocratica ai sensi dell'art. 56 c.p.a., dell'ordinanza di sospensione dei lavori del Comune di Morcone del 23 dicembre 2017 e di ogni altro atto presupposto, successivo connesso e/o conseguente. L'udienza per la trattazione di merito del ricorso si è svolta il 22 maggio 2018 e, ad esito della stessa, con sentenza del 5 giugno 2018, il TAR Campania ha accolto il ricorso promosso da Eolica PM S.r.l. e, per l'effetto, ha annullato i provvedimenti impugnati e condannato il Comune di Morcone al risarcimento dei danni e alla rifusione delle spese del giudizio nei confronti di Eolica PM S.r.l. Si segnala che il termine per l'impugnazione della predetta sentenza emessa dal TAR Campania è di 60 giorni a decorrere dalla notificazione della stessa ovvero, in difetto di notificazione della sentenza, di 6 mesi dalla data di pubblicazione della stessa. In caso di appello della sentenza e di esito negativo del giudizio di secondo grado, Eolica PM S.r.l. non potrebbe realizzare 6 dei complessivi 15 Aerogeneratori previsti entro il termine per la messa in esercizio previsto dal D.M. 23 giugno 2016. Ciò comporterebbe l'escussione parziale della fideiussione prestata da Eolica PM S.r.l. a favore del GSE, per un importo pari a circa Euro 2,5 milioni.

A seguito dell'approvazione da parte dell'Assemblea, in ottemperanza agli impegni sottoscritti il 21 febbraio 2018, in data 11 aprile 2018 Alerion da una parte, e FGP e Pro-Invest dall'altra, hanno sottoscritto un accordo quadro (l'"**Accordo Quadro**") attraverso il quale hanno inteso disciplinare le modalità, i termini e le condizioni, nonché i rispettivi diritti e obblighi, in relazione (i) alla sottoscrizione ed esecuzione dell'Aumento di Capitale da parte di FGP e Pro-Invest, ciascuna in misura proporzionale alla percentuale di capitale sociale rispettivamente detenuta nelle SPV Conferite e (ii) la contestuale cessione ad Alerion da parte di Fri-El, interamente controllata da FGP, dei crediti rivenienti da alcuni finanziamenti soci originariamente concessi dalla stessa Fri-El alle SPV Conferite in funzione delle necessità correlate all'esecuzione dei relativi progetti. I conferimenti sono stati effettuati da parte di FGP per un ammontare complessivo pari a circa Euro 23.325.000,00 e da parte di Pro-Invest per un ammontare complessivo pari a circa Euro 1.475.000,00.

Ai sensi dell'Accordo Quadro, FGP si è impegnata a conferire la partecipazione totalitaria detenuta in Eolica PM S.r.l., titolare del Parco Eolico da 51,8 MW sito in Morcone e Pontelandolfo (BN), e in Fri-El Albareto S.r.l., titolare del Parco Eolico da 19,8 MW sito in Albareto e Tornolo (PR), nonché la partecipazione pari al 75% del capitale sociale di Green Energy Sardegna S.r.l., titolare del Parco Eolico da 30,8 MW sito in Villacidro e S. Gavino Monreale (VS). Pro-Invest, a sua volta, si è impegnata a conferire la partecipazione pari al residuo 25% del capitale sociale di Green Energy Sardegna S.r.l. Si segnala che l'intera partecipazione in Eolica PM S.r.l. è soggetta ad un pegno costituito in favore degli alienanti originari, a garanzia del pagamento dell'importo residuo del corrispettivo per l'acquisizione che condizionato all'avveramento di talune condizioni (*cf.* Capitolo XV, Paragrafo 15.1, del Documento di Registrazione). L'escussione di tale pegno da parte dei creditori pignorati - subordinatamente all'avveramento delle relative condizioni di pagamento e alla mancata corresponsione del corrispettivo - potrebbe comportare una riduzione dei flussi di cassa, con conseguenti effetti negativi sulla capacità dell'Emittente di adempiere alle proprie obbligazioni di pagamento, ivi incluse le obbligazioni nascenti dal Prestito Obbligazionario 2018-2024.

FATTORI DI RISCHIO

L'atto di conferimento avente ad oggetto le partecipazioni rispettivamente detenute da FGP e Pro-Invest nelle SPV Conferite è stato stipulato in data 11 aprile 2018. Inoltre, contestualmente all'esecuzione del conferimento delle SPV Conferite, Alerion – nella propria qualità di socio unico delle SPV Conferite e *sponsor* dei relativi progetti – ha acquistato da Fri-El in data 11 aprile 2018, con efficacia in pari data, i crediti per finanziamenti soci vantati dalla medesima Fri-El nei confronti delle SPV Conferite; tali crediti, secondo la prassi per operazioni similari, rappresentano la modalità con cui il socio e *sponsor* di una società di nuova costituzione mette a disposizione della stessa le risorse necessarie a (i) finanziare l'avvio dei lavori fino a che non vengano sottoscritti i contratti di finanziamento e non maturino le condizioni per l'erogazione e (ii) coprire la parte di investimento (normalmente pari a circa il 20%) che deve essere in ogni caso rappresentata da mezzi propri dello *sponsor*.

Il corrispettivo per l'acquisto del credito è stato pari a Euro 13.192 migliaia, che rappresenta la somma (i) del valore nominale dei suddetti crediti alla data di sottoscrizione dell'Accordo Quadro e (ii) dell'ammontare degli interessi maturati sino a tale data e non ancora corrisposti dalle società debtrici. In particolare i crediti per finanziamenti soci oggetto di cessione sono stati i seguenti: Euro 3.515.110,81 relativamente a Fri-El Albareto S.r.l., Euro 1.719.082,13 relativamente a Eolica PM S.r.l. ed Euro 7.957.378,60 relativamente a Green Energy Sardegna S.r.l. il corrispettivo è stato pagato da Alerion con mezzi propri. Nel contesto della cessione Fri-El ha dichiarato e garantito ad Alerion che i crediti oggetto di cessione verranno rimborsati dai debitori ceduti alle relative scadenze.

Si segnala che, tra la data del conferimento e la Data del Documento di Registrazione, Alerion ha continuato a mettere a disposizione delle SPV Conferite ulteriori risorse mediante finanziamento soci per un importo pari a circa Euro 15 milioni. Tale ulteriore finanziamento soci rappresenta un'operazione con parti correlate esente dall'applicazione del Regolamento Parti Correlate e dalla Procedura Parti Correlate della Società in quanto compiuta con società controllate integralmente da Alerion.

Si segnala che tali crediti sono rimborsabili in qualsiasi momento dietro richiesta di Alerion con un preavviso di almeno sessanta giorni. Inoltre, ai sensi dei contratti di cessione dei crediti rivenienti dai finanziamenti soci prestati da Fri-El, la quale, in qualità di cedente, ha garantito, tra l'altro, ad Alerion il pagamento da parte dei debitori ceduti alla relativa scadenza (c.d. cessione *pro solvendo*).

Si segnala che l'Aumento di Capitale e l'Acquisto Crediti non hanno impatti sui contratti di finanziamento in *project financing* delle SPV del Gruppo.

Ai sensi del Regolamento Parti Correlate e della Procedura Parti Correlate di Alerion, l'Aumento di Capitale, l'Acquisto Crediti e l'Accordo Quadro si qualificano come "operazione con parti correlate di maggiore rilevanza". Per tale ragione, la proposta di Aumento di Capitale deliberata dal Consiglio di Amministrazione del 23 febbraio 2018 è stata assunta con il parere favorevole del Comitato per le Operazioni con Parti Correlate dell'Emittente, con il supporto di EY S.p.A. quale *advisor* finanziario di primario *standing* e indipendente, in data 23 febbraio 2018, sull'interesse della Società alla realizzazione dell'Aumento di Capitale nonché sulla convenienza e sulla correttezza sostanziale delle relative condizioni (*cf.* Capitolo V, Paragrafo 5.1, del Documento di Registrazione).

Al riguardo si evidenzia che l'Accordo Quadro rappresenta un atto esecutivo di quanto previsto nella relazione illustrativa predisposta dal Consiglio di Amministrazione alla proposta di Aumento di Capitale

FATTORI DI RISCHIO

del 23 febbraio 2018 e nel parere rilasciato dal Comitato per le Operazioni con Parti Correlate dell'Emittente, senza mutarne i termini economici né modificarne il rationale o la finalità (per maggiori informazioni sul contenuto dell'Accordo Quadro si rinvia al Capitolo XV, Paragrafo 15.1, del Documento di Registrazione). Conseguentemente, la sottoscrizione dell'Accordo Quadro, i cui contenuti sono stati oggetto di confronto con il Comitato per le Operazioni con Parti Correlate dell'Emittente per i profili di competenza, non è stata oggetto di una nuova valutazione del medesimo Comitato in ordine alla sussistenza dell'interesse della Società al compimento dell'Aumento di Capitale e alla convenienza e la correttezza sostanziale delle relative condizioni e, pertanto, il Comitato non ha proceduto alla redazione di un nuovo parere né di un aggiornamento del parere. Il Comitato per le Operazioni con Parti Correlate è stato coinvolto nella fase di redazione e negoziazione dell'Accordo Quadro, con possibilità di richiedere chiarimenti ai soggetti incaricati della negoziazione del documento e di formulare osservazioni e proposte di modifica e, in data 10 aprile 2018, ha approvato la versione finale dell'Accordo Quadro, elaborata anche tenuto conto degli esiti dell'attività istruttoria svolta da uno dei suoi componenti e del confronto con la Società e il proprio *advisor* legale, ritenendola coerente con le previsioni del proprio parere. Tutti i componenti del Comitato per le Operazioni con Parti Correlate dell'Emittente hanno partecipato alle riunioni nel corso delle quali sono stati esaminati i contenuti dell'Accordo Quadro.

Ai sensi dell'Accordo Quadro ciascuna delle conferenti ha prestato in favore di Alerion un *set* di dichiarazioni e garanzie inerenti alle conferenti medesime e alle partecipazioni oggetto di conferimento, per una descrizione delle quali si rinvia al Capitolo XV, Paragrafo 15.1, del Documento di Registrazione.

L'Accordo Quadro contiene inoltre usuali clausole in materia di diritto al risarcimento del danno (con relativi limiti, franchigie e obblighi di indennizzo), per ulteriori informazioni sui quali si rinvia al Capitolo XV, Paragrafo 15.1, del Documento di Registrazione. Per quanto concerne gli obblighi di indennizzo, l'Accordo Quadro prevede un impegno generale dei conferenti a indennizzare Alerion in relazione a qualsiasi perdita o danno emergente diretto *ex art.* 1223 del cod. civ. (ivi compresi tra l'altro i relativi interessi moratori, sanzioni, costi, incluse le spese legali ragionevoli e documentate), effettivamente sostenuto o sofferto da Alerion e che non sarebbe stato sostenuto o sofferto qualora le dichiarazioni rese e le garanzie da esse prestate a fossero state corrette, complete e conformi al vero. Come da prassi, l'Accordo Quadro prevede che il danno indennizzabile sarà calcolato al netto (*aa*) dell'ammontare di eventuali somme rimborsate, a titolo di indennizzo, risarcimento ovvero a qualsiasi titolo alla Società e/o all'acquirente, da assicurazioni o da terzi, (*bb*) dell'ammontare dei fondi specificamente accantonati nei bilanci 2017 in relazione a tale danno, e (*cc*) dell'ammontare del risparmio fiscale effettivamente conseguito (nell'esercizio in cui si è verificata la passività Indennizzabile) da Alerion e/o dalle SPV Conferite (a seconda dei casi) in conformità alle norme di legge applicabili ed in conseguenza del pagamento di ciascuna passività indennizzabile.

Fermo tutto quanto precede, gli obblighi di indennizzo a carico dei conferenti sono soggetti ai seguenti limiti di natura quantitativa:

- un tetto massimo (*Cap*) pari al valore delle partecipazioni oggetto di conferimento, e pertanto pari:
 - (a) quanto a Eolica PM S.r.l., all'importo complessivo massimo di Euro 15.800.000,00;
 - (b) quanto a Fri-El Albareto S.r.l. all'importo complessivo massimo di Euro 3.100.000,00;

(c) quanto a Green Energy Sardegna S.r.l. all'importo complessivo massimo di Euro 4.425.000,00;

- una franchigia relativa pari ad Euro 10.000,

e al limite di durata di 24 mesi successivi all'esecuzione dell'Aumento di Capitale, fermo restando che tale termine non si applicherà alle richieste di indennizzo derivanti dalla non veridicità e/o completezza delle dichiarazioni e garanzie concernenti la titolarità delle partecipazioni oggetto di conferimento, le garanzie afferenti ai profili lavoristici e fiscali, in relazione alle quali troverà applicazione il maggior termine di prescrizione o decadenza previsto per legge. A tal riguardo, si evidenzia che, essendo state pattuite espresse limitazioni agli obblighi di indennizzo assunti da FGP e Pro-Invest nei confronti di Alerion, eventuali pretese risarcitorie vantate da Alerion potrebbero non essere soddisfatte in tutto o in parte.

Alla luce di quanto precede, qualora la messa in esercizio dei Parchi Eolici i cui diritti di autorizzazione sono detenuti dalle SPV Conferite subisca ritardi ovvero i flussi di cassa generati dalle SPV Conferite non siano in linea con i risultati attesi, Alerion potrebbe non essere in grado di generare e/o reperire risorse finanziarie adeguate a rispettare gli impegni finanziari assunti e, pertanto, alla Data del Documento di Registrazione, sussiste il rischio che l'Emittente e le società del Gruppo non siano in grado di corrispondere gli interessi e/o di rimborsare alla scadenza i propri debiti finanziari, con conseguenti difficoltà per la Società di rispettare gli impegni finanziari che l'Emittente assumerà in relazione al Prestito Obbligazionario 2018-2024.

Per maggiori informazioni *cf.* Capitolo V, Paragrafo 5.1, Capitolo VI, Paragrafo 6.1.3, e Capitolo XV, Paragrafo 15.1, del Documento di Registrazione.

A.7 Rischi connessi ad eventuali nuove acquisizioni in Paesi esteri

È intenzione del Gruppo valutare nuove opportunità di investimento in altri Paesi europei, sia relativamente a progetti in sviluppo che a impianti già operativi. Pertanto, il Gruppo potrebbe effettuare acquisizioni in nuovi mercati soggetti a normative di vari governi e autorità di regolamentazione esteri e all'applicazione di leggi straniere.

Tali leggi o normative potrebbero non prevedere lo stesso tipo di certezza giuridica e di diritti (in termini contrattuali) riconosciuti al Gruppo, il che potrebbe ripercuotersi negativamente sulla capacità del Gruppo di conseguire ricavi o di far valere i propri diritti. Inoltre, le leggi di alcuni Paesi potrebbero limitare la capacità del Gruppo di detenere una partecipazione di maggioranza in alcuni Parchi Eolici, limitando così la capacità del Gruppo di controllarne lo sviluppo, la costruzione e la gestione.

Eventuali nuove operazioni in Paesi esteri potrebbero inoltre essere soggette a rischi politici, economici e finanziari, che variano a seconda del Paese, e possono includere:

- mutamenti del sistema degli incentivi alla produzione di energia da fonti rinnovabili;
- modifiche alle politiche pubbliche;
- cambiamenti delle condizioni economiche;

FATTORI DI RISCHIO

- vincoli sul trasferimento o sulla convertibilità di valuta;
- mutamenti nelle relazioni industriali;
- instabilità politica e disordini civili;
- mutamenti normativi o di altra natura nel mercato locale dell'elettricità e/o nel regime degli incentivi; e
- violazione di, o recesso da, impegni contrattuali da parte di enti governativi, esproprio e confisca di attività e strutture, per un valore inferiore al loro valore di mercato.

In conseguenza dei rischi descritti, non è possibile garantire che i benefici previsti da investimenti in Paesi esteri siano effettivamente conseguiti o che non comportino oneri maggiori del previsto, riducendo o ritardando così eventuali sinergie attese. Per tali ragioni Alerion potrebbe non essere in grado di generare e/o reperire risorse finanziarie adeguate a rispettare gli impegni finanziari assunti e, pertanto, alla Data del Documento di Registrazione, sussiste il rischio che l'Emittente e le società del Gruppo non siano in grado di corrispondere gli interessi e/o di rimborsare alla scadenza i propri debiti finanziari, con conseguenti difficoltà per la Società di rispettare gli impegni finanziari che l'Emittente assumerà in relazione al Prestito Obbligazionario 2018–2024, nonché effetti negativi sui risultati, sulle prospettive, nonché sulla situazione patrimoniale, economica e finanziaria dell'Emittente e del Gruppo.

Per maggiori informazioni si rinvia al Capitolo VI, Paragrafo 6.1.4, del Documento di Registrazione.

A.8 Rischi connessi alle variazioni dei tassi di interesse

Le oscillazioni dei tassi di interesse possono influenzare negativamente il costo delle passività o il rendimento delle attività finanziarie e, in ultima analisi, gli oneri finanziari netti del Gruppo.

L'indebitamento finanziario lordo al 31 marzo 2018 era pari a Euro 210,1 milioni. Al 31 dicembre 2017, l'indebitamento finanziario lordo del Gruppo era pari a Euro 217,5 milioni. Di tale importo, l'indebitamento finanziario a tasso fisso era pari a Euro 204,7 milioni (Euro 213,2 milioni al 31 dicembre 2016), di cui Euro 65,5 milioni oggetto di copertura (Euro 73 milioni al 31 dicembre 2016). Al 31 dicembre 2017 l'indebitamento finanziario corrente era pari Euro 8,6 milioni (Euro 53,7 milioni al 31 dicembre 2016) mentre l'indebitamento finanziario non corrente era pari a Euro 165,6 milioni (Euro 139,4 milioni al 31 dicembre 2016). La quota parte dell'indebitamento riferibile alle SPV al 31 dicembre 2017 era pari a Euro 59,7 milioni (74,9 milioni al 31 dicembre 2016).

Al 31 dicembre 2017, il Gruppo presenta debiti verso banche per finanziamenti e debiti per linee bancarie pari a Euro 70,3 milioni, interamente assoggettati contrattualmente ad un tasso di interesse variabile. Il tasso medio degli oneri finanziari (inteso come rapporto tra indebitamento finanziario lordo e oneri finanziari) al 31 dicembre 2017 era pari al 6%; il tasso medio degli oneri finanziari dei contratti di *project financing* al 31 dicembre 2017 era pari al 6,51%.

Pertanto, il Gruppo è esposto al rischio finanziario derivante da variazioni dei tassi di interesse, originato prevalentemente dai debiti finanziari a tasso variabile derivanti dai contratti di *project financing*, che espongono il Gruppo ad un rischio di *cash flow* legato alla volatilità della curva Euribor. Il Gruppo limita la propria esposizione a tali rischi attraverso l'utilizzo di strumenti derivati stipulati con controparti terze

FATTORI DI RISCHIO

("Interest Rate Swap" o "IRS"). Alla Data del Documento di Registrazione, il Gruppo, per ognuno dei finanziamenti in *project financing* relativi ai Parchi Eolici situati in Italia, ha in essere un contratto di *interest rate swap*, rispettivamente con ciascuno degli istituti finanziari che compongono il *pool* di banche che ha concesso il relativo finanziamento. I termini e le condizioni dei contratti derivati stipulati dal Gruppo sono *standard* per operazioni di questo tipo (per maggiori informazioni in merito, si veda il Capitolo XV, Paragrafo 15.3, del Documento di Registrazione).

Al 31 dicembre 2017, l'ammontare nozionale totale dei contratti derivati di copertura di *project financing* delle società consolidate integralmente era pari a circa Euro 64,7 milioni (Euro 73,6 milioni al 31 dicembre 2016); il *fair value* di tali contratti di copertura al 31 dicembre 2017, era stimato in circa Euro 10,8 milioni (Euro 13,9 al 31 dicembre 2016). Al 31 dicembre 2017, l'ammontare nozionale totale dei contratti derivati di copertura di *project financing* delle società in *joint venture* consolidate ai sensi dell'IFRS 11 era pari a circa Euro 25,5 milioni (Euro 28,7 milioni al 31 dicembre 2016); il *fair value* di tali contratti di copertura al 31 dicembre 2017, era stimato in circa Euro 3,3 milioni (Euro 4,3 milioni al 31 dicembre 2016).

Ad un eventuale abbassamento dei tassi di interesse corrisponde un incremento dei debiti per strumenti derivati e pertanto la variazione dei tassi di interesse può influenzare negativamente il livello di indebitamento del Gruppo, con conseguenti difficoltà per la Società di rispettare gli impegni finanziari che l'Emittente assumerà in relazione al Prestito Obbligazionario 2018-2024, nonché possibili effetti negativi sulla situazione patrimoniale e finanziaria della Società e del Gruppo.

La tabella che segue illustra la composizione del portafoglio derivati del Gruppo al 31 dicembre 2017.

Controparte (Società) (valori in migliaia di euro)	Project financing oggetto di		Fair value strumenti derivati al			Fair value strumenti derivati al
	Copertura con IRS	Nozionale Derivato	31 dicembre 2017	Quota a PN	Quota a CE	31 dicembre 2016
GE Capital (Ortona)	37.307	37.738	(6.388)	1.589	117	(8.094)
Monte dei Paschi di Siena (Callari)	28.169	26.942	(4.383)	1.473	(1)	(5.855)
Strumenti Derivati riconducibili a partecipazioni consolidate integralmente	65.476	64.680	(10.771)	3.062	116	(13.949)
<i>relativo effetto fiscale</i>			<i>2.586</i>	<i>(735)</i>	<i>(28)</i>	<i>3.349</i>
Strumenti derivati riconducibili a partecipazioni consolidate integralmente al netto del relativo effetto fiscale			(8.185)	2.327	88	(10.600)
BBVA (Ecoenergia Campania)*	3.485	1.978	(182)	131	-	(313)
B.I.I.S. (New Green Molise)*	23.870	23.555	(3.124)	902	-	(4.026)
Strumenti Derivati riconducibile a partecipazioni in Joint ventures	27.355	25.533	(3.306)	1.033	-	(4.339)
<i>relativo effetto fiscale</i>			<i>794</i>	<i>(248)</i>		<i>1.042</i>
Strumenti derivati riconducibili a partecipazioni in Joint ventures al netto dell'effetto fiscale			(2.512)	785	-	(3.297)

() partecipazioni in Joint ventures valutate in accordo con l'IFRS 11.*

Nonostante il Gruppo adotti le predette misure volte a minimizzare il rischio di oscillazione dei tassi di interesse, qualora in futuro il Gruppo incrementasse il ricorso a risorse finanziarie esterne a tasso variabile senza porre in essere idonee coperture, eventuali aumenti dei tassi di interesse potrebbero comportare un aumento degli oneri finanziari a carico del Gruppo, con conseguenti difficoltà per la Società di rispettare gli impegni finanziari che l'Emittente assumerà in relazione al Prestito Obbligazionario 2018–2024, nonché possibili effetti negativi sulla situazione patrimoniale, economica e/o finanziaria della Società e del Gruppo.

Per maggiori informazioni si rinvia ai Capitoli III, XIII e XV del Documento di Registrazione.

A.9 Rischi connessi ai diritti d'uso e godimento dei terreni relativi ai Parchi Eolici

Il Gruppo non ha la proprietà dei terreni su cui sono collocati i propri Parchi Eolici e occupa tali terreni in base a contratti di servitù/superficie e di locazione a lungo termine. La scadenza media dei contratti di servitù e di superficie è pari a circa 29 anni e quella dei contratti di locazione a circa 29 anni. In particolare, alla Data del Documento di Registrazione, la durata media residua dei contratti di servitù/superficie e di locazione relativi ai terreni su cui sono collocati i Parchi Eolici è pari a circa 20 anni. Si segnala che i costi sostenuti dal Gruppo per il pagamento dei corrispettivi in relazione ai diritti di uso e godimento di tali terreni erano pari a Euro 0,7 milioni al 31 dicembre 2017 e Euro 0,6 milioni al 31 dicembre 2016.

Nel caso in cui il Gruppo non riesca a rinnovare i contratti di locazione e/o i diritti di servitù e di superficie con i rispettivi proprietari dei fondi nelle scadenze previste, potrebbe dover rinegoziare tali diritti, il che comporterebbe un esborso da parte del Gruppo non stimabile alla Data del Documento di Registrazione, con possibili effetti negativi sui risultati, sulle prospettive, nonché sulla situazione patrimoniale, economica e finanziaria del Gruppo. Inoltre, nel caso in cui il Gruppo non riesca a rinnovare i contratti di locazione e/o i diritti di servitù e di superficie con i rispettivi proprietari dei fondi alle scadenze previste, potrebbe dover attivare la procedura di esproprio o di costituzione di servitù coattiva sulla base della pubblica utilità degli impianti da fonte rinnovabile con la regione di competenza; al riguardo si segnala che i provvedimenti adottati nell'ambito dei procedimenti di esproprio potrebbero essere soggetti ad impugnazione o contestazioni da parte di soggetti che dimostrassero di averne un interesse concreto e attuale, ovvero di provvedimenti di annullamento in autotutela in caso di vizi dei relativi procedimenti. Inoltre, l'invalidità, l'inadempimento o la risoluzione di qualsiasi di tali servitù e locazioni potrebbe interferire con la capacità del Gruppo di vendere in tutto o in parte i propri Parchi, con possibili effetti negativi sui risultati, sulle prospettive, nonché sulla situazione patrimoniale, economica e finanziaria del Gruppo. Si segnala che, alla Data del Documento di Registrazione, il Gruppo non ha in essere controversie significative che possano influire sui diritti di uso e godimento dei terreni su cui insistono i Parchi Eolici. Si segnala tuttavia che, alla Data del Documento di Registrazione, sono pendenti vertenze di minore entità per le quali la Società, in linea con le indicazioni fornite dai principi contabili di riferimento, ha appostato i fondi necessari. Tali contenziosi sono riferibili principalmente alle richieste da parte di proprietari terrieri che lamentano la presenza dei Parchi in prossimità delle loro proprietà, nonché alle

richieste di pagamento dei canoni convenzionali da parte dei Comuni (*cf.* Capitolo XIII, Paragrafo 13.4, del Documento di Registrazione).

Sebbene il Gruppo svolga ricerche sulla titolarità dei diritti immobiliari e ottenga una garanzia sui titoli immobiliari relativi ai propri impianti, al fine di tutelarsi contro alcuni di tali rischi, tali misure potrebbero, tuttavia, essere inadeguate per tutelare il Gruppo contro tutti i rischi di perdita dei propri diritti di utilizzare il terreno su cui si trovano i propri impianti, il che potrebbe avere effetti negativi sui risultati, sulle prospettive, nonché sulla situazione patrimoniale, economica e finanziaria del Gruppo.

Per maggiori informazioni, si rinvia al Capitolo VI del Documento di Registrazione.

A.10 Rischi connessi al mantenimento delle autorizzazioni, delle concessioni e dei permessi necessari per l'operatività dei Parchi Eolici

Il mancato rispetto da parte dell'Emittente o di alcune società del Gruppo dei requisiti normativi necessari per il mantenimento delle autorizzazioni, delle concessioni e dei permessi, nonché eventuali profili di inefficacia delle autorizzazioni o dei permessi o difformità dello stato attuale degli impianti rispetto ai progetti autorizzati, ovvero inadempimenti degli obblighi previsti dalle autorizzazioni e/o concessioni in essere e/o dalla normativa nazionale e regionale applicabile potrebbero comportare contestazioni, diffide, obblighi di adeguamento, potrebbero comportare sanzioni, procedure di restituzione coatta di quanto ricevuto e/o la non idoneità a ricevere ulteriori incentivi, a seconda delle circostanze, con conseguenti effetti negativi sui risultati, sulle prospettive, nonché sulla situazione patrimoniale, economica e finanziaria del Gruppo.

Inoltre, il Gruppo potrebbe doversi adeguare ad eventuali modifiche della normativa applicabile al fine di garantire la corretta operatività dei Parchi Eolici; il mancato rispetto dei requisiti richiesti da parte delle società del Gruppo potrebbe avere effetti negativi sui risultati, sulle prospettive, nonché sulla situazione patrimoniale, economica e finanziaria del Gruppo.

Si segnala altresì che qualsiasi autorizzazione, licenza o permesso rilasciati dalle autorità nazionali o locali richiesti per costruire o gestire i Parchi Eolici del Gruppo potrebbe essere soggetto a contestazione (entro i termini applicabili previsti dalla legge) da parte di soggetti che dimostrassero di avere un interesse concreto e attuale nel farlo, o revocato dall'autorità stessa nel caso in cui ciò sia ritenuto necessario per l'interesse pubblico. Al riguardo si segnala che nel corso degli esercizi chiusi al 31 dicembre 2017 e 2016 e fino alla Data del Documento di Registrazione non si sono verificate contestazioni o revoche delle autorizzazioni, licenze o permessi in capo al Gruppo. Inoltre, si segnala che, alla Data del Documento di Registrazione non sono pendenti procedimenti di autorizzazione degli impianti in esercizio ovvero altre procedure di controllo o verifica da parte delle autorità di settore.

Con particolare riferimento ai Parchi Eolici i cui diritti di autorizzazione sono detenuti dalle SPV Conferite, le relative autorizzazioni prescrivono specifici termini per l'inizio e la fine dei lavori, decorsi i quali, salvo espressa proroga da parte degli enti competenti, le stesse si intenderanno decadute. Pertanto, nel caso in cui i relativi lavori non dovessero essere conclusi nei termini ivi previsti, si renderebbe necessario ottenerne la proroga. In assenza di completamento entro i termini o di proroga della validità delle stesse, gli enti competenti potrebbero ordinare la rimessione in pristino dello stato originario dei luoghi,

escutando le fidejussioni rilasciate a garanzia della realizzazione degli interventi in caso di mancato adempimento.

In aggiunta a quanto precede, eventuali profili di inefficacia delle autorizzazioni o dei permessi o difformità dello stato attuale degli impianti rispetto ai progetti autorizzati o inadempimenti degli obblighi previsti dalle autorizzazioni e/o concessioni in essere potrebbero comportare contestazioni, diffide, sanzioni, procedure di restituzione coatta di quanto ricevuto e/o la non idoneità a ricevere ulteriori incentivi, a seconda delle circostanze, con conseguenti effetti negativi sui risultati, sulle prospettive, nonché sulla situazione patrimoniale, economica e finanziaria del Gruppo.

Infine si segnala che lo sviluppo di Parchi Eolici è stato e potrebbe continuare ad essere soggetto a opposizioni politiche a livello locale in alcune aree dove il Gruppo intende costruire e gestire Parchi Eolici, che potrebbero risultare in (i) una notevole riduzione del terreno disponibile, (ii) una limitazione imprevista del numero, delle dimensioni e del posizionamento di Turbine Eoliche, o (iii) la sospensione o la revoca di permessi o licenze esistenti o di progetti attualmente in via di sviluppo o di costruzione. Il verificarsi di uno qualsiasi di tali eventi potrebbe avere effetti negativi sui risultati, sulle prospettive, nonché sulla situazione patrimoniale, economica e finanziaria del Gruppo.

Per maggiori informazioni, si rinvia al Capitolo VI, Paragrafi 6.1.2 e 6.2.2, del Documento di Registrazione.

A.11 Rischi connessi ai rapporti con i soci delle joint venture di cui è parte il Gruppo

Il Gruppo svolge la propria attività di gestione di Parchi Eolici anche attraverso società in *joint venture*. In particolare, tramite la controllata AER, il Gruppo ha sottoscritto degli accordi parasociali che regolano, tra l'altro, la *governance* delle *joint venture* e includono alcune restrizioni alla vendita delle quote possedute dai rispettivi soci. Alla Data del Documento di Registrazione il Gruppo ha stipulato patti parasociali con riferimento ai Parchi Eolici di Krupen, Lacedonia e San Martino in Pensilis, rispettivamente da 12MW, 15MW e 58MW lordi, rispetto al totale lordo del Gruppo pari a circa 306 MW. Per l'esercizio 2017, i ricavi dei Parchi in *joint venture* erano pari a Euro 22,4 milioni (18,1 milioni per l'esercizio 2016); i risultati di tali società sono consolidati secondo il metodo del patrimonio netto in accordo con il principio IFRS 11.

La partecipazione ad accordi con *partner* è soggetta alla possibilità che il sorgere di divergenze tra i soci sulla gestione degli stessi e/o sugli obiettivi strategici e operativi perseguiti ne comprometta l'efficienza o la continuazione. Nel caso in cui i rapporti con tali *partner* si deteriorino e il coinvolgimento degli stessi in progetti in corso o futuri venga limitato o venga meno, il Gruppo potrebbe incontrare difficoltà nella ricerca di altri *partner* con caratteristiche idonee a portare avanti determinati progetti in via di sviluppo o costruzione ovvero per avviare nuovi progetti. In particolare, l'eventuale uscita dei *partner* dai predetti accordi potrebbe determinare la rinegoziazione con soggetti terzi degli eventuali contratti stipulati dalla *joint venture* medesima che contengano clausole di risoluzione del contratto in caso di *change of control*.

Inoltre, alcune decisioni fondamentali richiedono l'approvazione unanime del consiglio di amministrazione o dell'assemblea, mentre alcune decisioni specifiche devono essere approvate tramite il voto favorevole di almeno un amministratore per parte. In particolare, qualora le *joint venture*

dovessero trovarsi in situazioni di stallo decisionale dovute all'eventuale disaccordo tra i soci sulle delibere da assumere, ciò potrebbe comportare problemi di gestione delle stesse e rallentamento nella loro operatività.

Il deteriorarsi e/o il venire meno del rapporto di *partnership* relativo alle società sopra indicate potrebbe determinare la vendita delle partecipazioni che il Gruppo detiene in tali società e, dunque, l'impossibilità del Gruppo di continuare ad operare nei rispettivi Parchi Eolici. In caso, invece, di obbligo di acquisto da parte del Gruppo dell'intera partecipazione detenuta in tali *joint venture*, ciò determinerebbe un esborso da parte del Gruppo non stimabile alla Data del Documento di Registrazione; a tale riguardo si segnala che la possibilità di procedere all'acquisto dell'intero capitale sociale delle *joint venture* rappresenta una modalità di risoluzione dello stallo decisionale ai sensi del patto parasociale relativo al Parco Eolico di Lacedonia (per una descrizione del patto parasociale relativo al Parco Eolico di Lacedonia si rinvia al Capitolo VI, Paragrafo 6.1.2, del Documento di Registrazione).

Il verificarsi di tali eventi potrebbe determinare effetti negativi sull'attività e sulla situazione economica, patrimoniale e/o finanziaria della Società e/o del Gruppo.

Per ulteriori informazioni si rimanda al Capitolo VI, Paragrafo 6.1.2, del Documento di Registrazione.

A.12 Rischi connessi ai procedimenti giudiziari in essere

In caso di soccombenza nei contenziosi di cui è parte, il Gruppo è esposto al rischio che il fondo contenzioso legale si possa rivelare insufficiente ovvero la Società possa subire un danno di immagine e reputazionale. Alla Data del Documento di Registrazione il *petitum* complessivo dei contenziosi in essere è pari a Euro 16,9 milioni.

Alla Data del Documento di Registrazione, il Gruppo Alerion è parte in procedimenti civili, fiscali e amministrativi e in azioni legali connessi al normale svolgimento della propria attività.

Al 31 dicembre 2017, il fondo rischi del Gruppo ammontava a circa Euro 7.940 migliaia.

Inoltre, il Gruppo è parte di contenziosi in relazione ai quali ritiene che l'ipotesi di soccombenza sulla base della valutazione del Gruppo stesso sia possibile o remota e pertanto non ha accantonato alcun fondo a bilancio a fronte delle eventuali passività dagli stessi derivanti, in accordo ai principi contabili di riferimento.

Quanto ai contenziosi più significativi illustrati in dettaglio nel Capitolo XIII, Paragrafo 13.4, del Documento di Registrazione, si evidenzia quanto segue.

Procedimenti dell'Emittente

Consorzio Census

Nell'ambito di un giudizio per adempimento contrattuale, promosso dal Consorzio Census (nel quale l'allora Fincasa 44, e quindi, alla Data del Documento di Registrazione, Alerion, detiene una quota del 10% circa) contro il Comune di Roma, il Tribunale di Roma ha accolto una delle domande riconvenzionali formulate dal Comune di Roma, condannando il Consorzio al pagamento della somma di circa Euro 4,4

milioni oltre interessi in merito all'esecuzione di alcuni lavori svolti da Fintecna S.p.A. ed Engie Servizi S.p.A., titolari rispettivamente di una quota di partecipazione del 12% e 30% del Consorzio. Le conseguenze economiche della sentenza graverebbero – nell'ambito dei rapporti interni tra consorziati – esclusivamente sui soggetti responsabili dei lavori eseguiti, salva l'ipotesi della loro insolvenza, nel qual caso dovrebbero essere chiamati a rispondere in ragione delle rispettive quote di partecipazione gli altri consorziati.

Il Consorzio, che è risultato soccombente nei primi due gradi di giudizio, ha presentato ricorso in Cassazione per il rigetto della sentenza della Corte d'Appello con la richiesta di sospensiva degli effetti della stessa. In merito al pagamento della somma di cui alle domande riconvenzionali, il consiglio direttivo del Consorzio Census in data 13 febbraio 2018, ha valutato la responsabilità di un eventuale pagamento in capo ai predetti consorziati in qualità di esecutori dei lavori oggetto della suddetta richiesta di pagamento. Tale valutazione è stata poi riflessa nel bilancio al 31 dicembre 2017 del Consorzio che ha ripartito, con l'approvazione del bilancio avvenuta in data 27 febbraio 2018, le eventuali soccombenze in capo ai soli Consorziati esecutori dei lavori. La delibera non è stata impugnata nei termini di legge rendendo definitiva tale ripartizione in merito ai pagamenti richiesti dal Comune di Roma. Ne consegue che non sussiste alcun rischio di soccombenza in capo ad Alerion.

Contenzioso fiscale relativo all'IMU delle società operative

Nell'anno 2016 le società operative del Gruppo hanno presentato gli atti di aggiornamento catastale degli aerogeneratori ai sensi dei commi 21 e 22 dell'art. 1 della L. 208/2015 (legge di stabilità 2016). A decorrere dall'esercizio 2016, l'IMU è stata pertanto calcolata sulla base della nuova rendita rideterminata.

Nei primi mesi del 2017 sono stati, però, notificati ad alcune società del Gruppo gli avvisi di accertamento catastale, in merito ai quali le società hanno proposto ricorso e sono in attesa dell'esito. L'importo oggetto di contestazione da parte dell'Agenzia delle Entrate è pari ad Euro 896,7 migliaia (di cui Euro 424,3 migliaia relativi al tributo accertato e la parte rimanente relativa ad interessi e sanzioni).

Procedimenti promossi dall'Agenzia delle Entrate

L'Agenzia delle Entrate di Agrigento ha emesso nei confronti di Wind Power Sud S.r.l. ("WPS") quattro distinti avvisi di accertamento per un totale di Euro 1,3 milioni, oltre interessi e sanzioni relativi agli anni 2008, 2009, 2010 e 2011 aventi ad oggetto un vantaggio fiscale costituito dalla deducibilità degli interessi passivi maturati sul finanziamento contratto a seguito di un'operazione di riorganizzazione societaria secondo lo schema del MLBO (*Merger Leveraged Buy Out*).

I ricorsi presentati da WPS avverso i predetti accertamenti sono stati respinti in primo grado dalla Commissione Tributaria Provinciale di Agrigento e in secondo grado dalla Commissione Tributaria Regionale di Palermo.

La Direzione Provinciale di Agrigento con un provvedimento in autotutela ha rideterminato gli importi accertati, a titolo di imposte e sanzioni che risulta pari a Euro 0,7 milioni, oltre a sanzioni e interessi legali, in riduzione rispetto all'importo originario di Euro 1,3 milioni, oltre a sanzioni e interessi.

WPS, nonostante il provvedimento in autotutela che ha accolto solo parzialmente le motivazioni economiche sottese all'operazione di *Leveraged Buy Out*, ha deciso di presentare ricorso in Cassazione. Alla Data del Documento di Registrazione, la relativa udienza non è stata fissata.

Contenzioso fiscale relativo alle aliquote di ammortamento delle società operative

Si segnala che nel corso dei primi mesi del 2017 l'Agenzia delle Entrate ha contestato a carico delle società Renergy San Marco S.r.l., Minerva S.r.l., Callari S.r.l., Ordon Energie S.r.l. e Parco Eolico Licodia Eubea S.r.l., per il periodo di imposta 2013, un'aliquota di ammortamento fiscale per gli impianti eolici superiore a quella ritenuta corretta dall'Agenzia, pari al 4%. Nel corso dell'esercizio, poi, l'Agenzia delle Entrate ha notificato alle cinque società degli avvisi di accertamento disconoscendo la quota di ammortamento (eccedente l'aliquota del 4%) portata in deduzione ai fini IRES ed IRAP nell'anno 2013 e poi nell'esercizio 2014 e, limitatamente a Ordon Energie S.r.l. e a Parco Eolico Licodia Eubea S.r.l., nel 2015.

All'esito della udienza del 29 gennaio 2018, la Commissione Tributaria Provinciale di Milano, XIII sezione, ha annullato gli accertamenti IRES e IRAP relativi al 2013 ed alcuni accertamenti relativi al 2014. Tutti gli altri ricorsi sono stati discussi nel 2017 e, alla Data del Documento di Registrazione, sono ancora in corso di definizione.

Le Società, basandosi sulla valutazione dei fiscalisti che le assistono e confortata dalla prima sentenza resa tra le parti, continuano ad applicare aliquote fiscali mediamente superiori al 4%. Essendo stata giudicata solo possibile, ma non probabile, l'eventualità di soccombenza in caso di giudizio finale, non sono stati accantonati fondi a bilancio.

Per ulteriori informazioni si rimanda al Capitolo XIII, Paragrafo 13.4, del Documento di Registrazione.

A.13 Rischi connessi alle operazioni con parti correlate

Il Gruppo ha intrattenuto e intrattiene rapporti di natura commerciale e finanziaria con alcune società del gruppo FGP, con le altre società appartenenti al Gruppo nonché con altre parti correlate come individuate ai sensi del principio contabile internazionale IAS 24. In particolare, le operazioni con parti correlate poste in essere con le società del gruppo facente capo a FGP presentano profili di rischio connessi sia alla circostanza che FGP controlla ed esercita attività di direzione e coordinamento su Alerion, sia alla circostanza che talune società del gruppo facente capo a FGP – esterne al Gruppo Alerion – operano, tra l'altro, nel settore eolico e, pertanto, nel medesimo settore di riferimento del Gruppo Alerion. Pertanto, le scelte strategiche di FGP, in qualità di capogruppo, potrebbero non essere orientate alla massimizzazione dell'esclusivo interesse di Alerion bensì a quella delle società del gruppo facente capo a FGP esterne al Gruppo Alerion, fermo restando il riconoscimento dei vantaggi compensativi, ove applicabili.

Inoltre l'Emittente, nell'ambito della propria attività di *holding*, svolge nei confronti delle imprese del Gruppo il ruolo di coordinamento delle attività amministrative, gestionali, commerciali e di ottimizzazione delle risorse finanziarie. Nell'ambito di queste attività vengono poste in essere con le imprese controllate e collegate operazioni di prestazione di servizi. Esistono, inoltre, rapporti finanziari fra le società del Gruppo, per le quali si rimanda al Capitolo XV, Paragrafo 15.4, del Documento di

FATTORI DI RISCHIO

Registrazione. A parere dell'Emittente tali operazioni sono poste in essere nel rispetto del Regolamento Parti Correlate e della procedura relativa alle operazioni con parti correlate adottata dalla Società (la "Procedura Parti Correlate") (cfr. Capitolo XI, Paragrafo 11.1.3, del Documento di Registrazione).

L'incidenza percentuale dei rapporti con parti correlate sui ricavi e sui costi del Gruppo era pari rispettivamente a 0,80% al 31 dicembre 2017 (0,81% al 31 dicembre 2016) e 0,62% al 31 dicembre 2017 (0,42% al 31 dicembre 2016). L'ammontare dei finanziamenti infragruppo al 31 dicembre 2017 era pari a Euro 207,1 milioni di cui Euro 203,3 milioni verso società consolidate integralmente (cfr. Capitolo XV, Paragrafo 15.5, del Documento di Registrazione).

Si segnala che, a seguito dell'Aumento di Capitale le attività e passività conferite sono state iscritte nella situazione patrimoniale-finanziaria consolidata pro-forma allocando la differenza tra l'Aumento di Capitale (pari ad Euro 24.800 migliaia) ed il valore delle attività nette acquisite (pari ad Euro 1.352 migliaia) alla voce "Diritti e concessioni" fra le attività immateriali a vita utile definita, sulla base dei *fair value* relativi misurati alla data di conferimento e senza rilevare alcun avviamento (per maggiori informazioni, cfr. Capitolo XIII, Paragrafo 13.2.3, del Documento di Registrazione). In particolare l'incidenza percentuale dei rapporti con parti correlate sul totale attivo della situazione patrimoniale finanziaria pro-forma nel caso di sottoscrizione del quantitativo minimo e massimo del Prestito Obbligazionario risulta pari rispettivamente al 6,2% ed al 5,8%.

Con riferimento all'evoluzione del perimetro delle parti correlate della Società negli esercizi 2016 e 2017 si segnala quanto segue:

- (i) a seguito dell'offerta pubblica di acquisto volontaria parziale promossa da FGPA ai sensi e per gli effetti dell'art. 102 del TUF, avente ad oggetto massime n. 13.030.123 azioni ordinarie Alerion, pari al 29,90% del capitale sociale dell'Emittente, nonché alla luce degli acquisti effettuati al di fuori della stessa, FGP, attraverso la società controllata FGPA, è divenuta titolare di una partecipazione pari al 29,36% del capitale sociale di Alerion;
- (ii) in data 30 gennaio 2017 l'Assemblea dell'Emittente, convocata su richiesta del socio FGPA, ha nominato il Consiglio di Amministrazione della Società la cui maggioranza è stata tratta dalla lista presentata da FGPA e
- (iii) a seguito dell'offerta pubblica volontaria totalitaria promossa da FGP ai sensi dell'art. 102 del TUF sulle n. 30.782.275 azioni Alerion pari al 70,64% del capitale sociale dell'Emittente, FGP è divenuta titolare di una partecipazione pari all'84% del capitale sociale di Alerion. Per maggiori informazioni si rinvia al Capitolo V, Paragrafo 5.1, e al Capitolo X, Paragrafo 10.1, del Documento di Registrazione.

Per tali ragioni, ai sensi del Regolamento Parti Correlate e della Procedura Parti Correlate, FGP nonché il Presidente e Amministratore Delegato Josef Gostner, il Vicepresidente e Amministratore Delegato Georg Vaja e il Consigliere e Amministratore Delegato Patrick Pircher sono qualificabili come parti correlate di Alerion.

Infine, a seguito dell'approvazione dell'Aumento di Capitale da parte dell'assemblea di Alerion del 6 aprile 2018, in data 11 aprile 2018, FGP ha conferito la partecipazione totalitaria detenuta in Eolica PM

FATTORI DI RISCHIO

S.r.l., titolare del Parco Eolico sito in Morcone e Pontelandolfo (BN), e in Fri-El Albareto S.r.l., titolare del Parco Eolico sito in Albareto e Tornolo (PR), nonché la partecipazione pari al 75% del capitale sociale di Green Energy Sardegna S.r.l., titolare del Parco Eolico sito in Villacidro e S. Gavino Monreale (VS) e pertanto, FGP è divenuta titolare di una partecipazione complessiva nel capitale sociale della Società pari all'85,5%. Ai sensi del Regolamento Parti Correlate e della Procedura Parti Correlate di Alerion, l'Aumento di Capitale, l'Acquisto Crediti e l'Accordo Quadro si qualificano come "operazione con parti correlate di maggiore rilevanza". Per tale ragione, la proposta di Aumento di Capitale deliberata dal Consiglio di Amministrazione del 23 febbraio 2018 è stata assunta con il parere favorevole del Comitato per le Operazioni con Parti Correlate dell'Emittente, con il supporto di EY S.p.A. quale *advisor* finanziario di primario *standing* e indipendente, in data 23 febbraio 2018, sull'interesse della Società alla realizzazione dell'Aumento di Capitale nonché sulla convenienza e sulla correttezza sostanziale delle relative condizioni (*cf.* Capitolo V, Paragrafo 5.1, del Documento di Registrazione).

Al riguardo si evidenzia che l'Accordo Quadro rappresenta un atto esecutivo di quanto previsto nella relazione illustrativa predisposta dal Consiglio di Amministrazione alla proposta di Aumento di Capitale del 23 febbraio 2018 e nel parere rilasciato dal Comitato per le Operazioni con Parti Correlate dell'Emittente, senza mutarne i termini economici né modificarne il rationale o la finalità. Conseguentemente, la redazione dell'Accordo Quadro, i cui contenuti sono stati oggetto di confronto con il Comitato per le Operazioni con Parti Correlate dell'Emittente per i profili di competenza, non è stato oggetto di una nuova valutazione del medesimo Comitato in ordine alla sussistenza dell'interesse della Società al compimento dell'Aumento di Capitale e alla convenienza e la correttezza sostanziale delle relative condizioni e, pertanto, il Comitato non ha proceduto alla redazione di un nuovo parere né di un aggiornamento del parere. Tutti i componenti del Comitato per le Operazioni con Parti Correlate dell'Emittente hanno partecipato alle riunioni nel corso delle quali sono stati esaminati i contenuti dell'Accordo Quadro.

Le operazioni poste in essere con parti correlate rientrano nella normale gestione d'impresa, nell'ambito dell'attività tipica di ciascun soggetto interessato, e sono concluse a condizioni di mercato, tenuto conto della natura dei servizi prestati. Per ulteriori informazioni si rinvia al Capitolo XIII, Paragrafo 13.1, del Documento di Registrazione, nonché al bilancio consolidato del Gruppo chiuso al 31 dicembre 2017, a disposizione del pubblico presso la sede sociale e sul sito *internet* dell'Emittente, www.alerion.it, nella sezione "*Investors/Documenti Finanziari*".

Sebbene l'Emittente ritenga che le operazioni con parti correlate concluse alla Data del Documento di Registrazione, ivi incluse l'Aumento di Capitale e l'Acquisto Crediti, siano state effettuate a condizioni di mercato, non vi è garanzia che, ove tali operazioni fossero state concluse con parti terze, le stesse sarebbero state negoziate e/o realizzate ai medesimi termini e condizioni.

Cfr. Capitolo XI, Paragrafo 11.1.3, Capitolo XIII, Paragrafo 13.1, e Capitolo XV, Paragrafo 15.4, del Documento di Registrazione.

A.14 Rischi connessi ai conflitti di interesse dei membri del Consiglio di Amministrazione

Il Gruppo è esposto al rischio che si verifichino situazioni di potenziale conflitto di interesse tra i membri del Consiglio di Amministrazione e la Società, in ragione delle partecipazioni dagli stessi detenute in via

FATTORI DI RISCHIO

diretta o indiretta nel capitale della Società. Al riguardo si segnala che alla Data del Documento di Registrazione, taluni membri del Consiglio di Amministrazione dell'Emittente sono portatori di interessi propri o per conto di terzi che detengono, direttamente o indirettamente, partecipazioni nel capitale sociale della Società.

In particolare, alla Data del Documento di Registrazione, il Presidente del Consiglio di Amministrazione e Amministratore Delegato di Alerion è socio di FGP che detiene, direttamente e indirettamente, tramite la società interamente controllata FGPA, circa l'85% del capitale sociale di Alerion. Si ricorda altresì che il Presidente del Consiglio di Amministrazione e Amministratore Delegato di Alerion, Josef Gostner, riveste la carica di Amministratore Delegato di FGP e che il Vicepresidente e Amministratore Delegato di Alerion Georg Vaja e il Consigliere e Amministratore Delegato Patrick Pircher sono dirigenti di FGP. Inoltre, si ricorda che l'Aumento di Capitale era riservato a FGP e Pro-Invest, le quali lo hanno interamente sottoscritto e liberato mediante conferimento in natura dell'intero capitale sociale di Eolica PM S.r.l., Fri-El Albareto S.r.l. e Green Energy Sardegna S.r.l.

Infine, si segnala che (i) la società Heliopolis Energia S.p.A., di cui il Consigliere Paolo Signoretti è amministratore delegato e *chief executive officer*, ha prestato attività di consulenza al Gruppo Alerion nel 2017 e fino alla Data del Documento di Registrazione per un importo complessivo pari a Euro 20 migliaia, (ii) lo studio legale Bonelli Errede di cui il consigliere Vittoria Giustiniani è socio, ha prestato attività di consulenza nel corso del 2016 a società del gruppo facente capo a FGP per un importo pari a Euro 71,4 migliaia e (iii) lo studio "La Torre Morgese Cesàro Rio" di cui il consigliere Elmar Zwick è *senior associate* ha prestato attività di consulenza nel corso del 2016 a società del gruppo facente capo a FGP per un importo pari a Euro 20 migliaia, e nel corso del 2017 al Gruppo Alerion per un importo pari a Euro 7,9 migliaia.

In data 16 novembre 2017, FGP ha presentato ricorso al TAR Lazio per l'annullamento della delibera n. 20023 del 5 giugno 2017 con la quale Consob ha disposto la sospensione dell'offerta pubblica di scambio volontaria totalitaria avente quale corrispettivo n. 1 strumento partecipativo di natura obbligazionaria di nuova emissione del valore nominale di Euro 3,00 per ciascuna azione Alerion portata in adesione dell'offerta di scambio promossa da FGP (la "**Delibera 20023**") e della delibera n. 20117 del 18 settembre 2017 con la quale Consob ha, tra l'altro, accertato l'esistenza di un patto parasociale tra FGP e Stafil S.p.A. e il superamento congiunto da parte di FGP e Stafil S.p.A. della soglia rilevante del 30% del capitale sociale di Alerion e imposto a FGP e Stafil S.p.A., ai sensi dell'art. 110, comma 1-*bis*, del TUF, di promuovere l'offerta obbligatoria sulle azioni Alerion non detenute dalle società medesime (la "**Delibera 20117**") lamentando, tra l'altro, l'erronea interpretazione degli elementi fattuali posti alla base dell'asserita esistenza di un patto parasociale tra FGP e Stafil S.p.A. ai sensi dell'art. 122, commi 1 e 5, del TUF, e dell'asserito concorso tra le stesse ai sensi dell'art. 101-*bis*, comma 4, e 109, comma 1, del TUF, da cui discenderebbe, secondo la Consob, il superamento della soglia del 30% del capitale sociale di Alerion. La Delibera 20117 è stata impugnata al TAR Lazio anche da Stafil S.p.A. I suddetti giudizi amministrativi sono tutt'ora pendenti (*cf.* Capitolo V, Paragrafo 5.1, del Documento di Registrazione).

Successivamente, in data 14 marzo 2018, la Consob ha avviato un procedimento sanzionatorio, tutt'ora in corso, ai sensi dell'art. 195, comma 1, del TUF, nei confronti di FGP e dei Signori Josef Gostner, Thomas Gostner e Ernst Gostner (quest'ultimi in qualità di esponenti aziendali di FGP ai sensi degli artt. 192,

comma 2-*bis*, e 193, comma 2.2, del TUF), contestando l'asserita violazione degli artt. 122, commi 1 e 5, del TUF, degli artt. 106, comma 1, e 109, comma 1, del TUF, degli artt. 102, comma 1, del TUF e 37 del Regolamento Emittenti e degli artt. 110, comma 1, e 122, comma 4, del TUF. Si segnala che Alerion non è parte del procedimento sanzionatorio avviato da Consob.

Cfr. Capitolo VII, Paragrafo 7.1, e Capitolo X, Paragrafo 10.2, del Documento di Registrazione.

A.15 Rischi connessi alla natura di holding dell'Emittente e di AER

L'Emittente e AER sono, rispettivamente, la *holding* e la *sub-holding* del Gruppo, e, in ragione della loro natura, forniscono nei confronti delle imprese del Gruppo servizi di consulenza e di altra natura quali attività amministrative, gestionali, commerciali e di ottimizzazione delle risorse finanziarie. Pertanto, l'andamento economico dell'Emittente e di AER è legato a circostanze che, per loro natura, hanno carattere periodico e/o indipendente dallo stesso. Ne consegue che la capacità del Gruppo di effettuare rimborsi in relazione al proprio indebitamento e di soddisfare le proprie obbligazioni è legata alla capacità delle controllate di generare liquidità, nonché alla capacità delle medesime controllate di distribuire liquidità al Gruppo sotto forma di dividendi, commissioni, interessi e rimborsi di prestiti infragruppo.

Pertanto, in ragione della circostanza che l'andamento reddituale del Gruppo risente dell'andamento reddituale delle società controllate, non si può escludere che, in ragione di eventuali situazioni di difficoltà che le società del Gruppo possano trovarsi ad affrontare, l'andamento dei risultati di Alerion e AER in differenti esercizi possa risultare discostante e/o negativamente influenzato dai risultati delle proprie controllate.

In particolare, la capacità di distribuzione di liquidità all'Emittente, direttamente o per il tramite di AER, da parte delle società che gestiscono i Parchi Eolici del Gruppo sono, per lo più, soggette alle limitazioni derivanti dai finanziamenti in *project financing* in essere alla Data del Documento di Registrazione.

Inoltre, il pagamento dei dividendi o l'erogazione di prestiti, anticipi o altri pagamenti possono essere soggetti a limitazioni contrattuali, legali e normative, che limitano l'importo degli utili portati a nuovo che potrebbero essere distribuiti al Gruppo sotto forma di dividendi. Si segnala altresì che qualsiasi diritto sugli *asset* o sui beni delle società controllate che siano eventualmente soggette a liquidazione volontaria o giudiziaria, scioglimento, procedure concorsuali, bancarotta, insolvenza o procedimenti simili è subordinata alle rivendicazioni dei creditori di tale controllata (ivi compresi i creditori commerciali e le banche finanziatrici di tale società controllata).

Pertanto, qualora le società del Gruppo non dovessero mantenere il volume di ricavi storicamente realizzato, l'Emittente e AER potrebbero non essere in grado di adempiere alle rispettive obbligazioni, con conseguenti impatti negativi sulla situazione economica, patrimoniale e/o finanziaria della Società e del Gruppo.

Per ulteriori informazioni si rimanda al Capitolo VI, Paragrafo 6.1.7, del Documento di Registrazione.

A.16 *Rischi connessi alla copertura assicurativa*

L'attività del Gruppo è esposta a rischi nella costruzione e nella gestione di impianti di produzione di energia eolica, quali guasti, incidenti, difetti produttivi che potrebbero causare incidenti a cose o persone, disastri naturali, danni, attacchi terroristici e sabotaggi; inoltre, il Gruppo è esposto ai rischi ambientali. Pertanto, il Gruppo ha stipulato polizze relative (i) a danni materiali e diretti (c.d. polizza *all risks*, comprensiva di una copertura per mancato profitto derivante da interruzioni dell'attività), (ii) alla responsabilità civile generale, (iii) alla responsabilità del datore di lavoro e (iv) alla responsabilità sul prodotto. In particolare, le SPV hanno stipulato apposite polizze assicurative a copertura dei rischi di montaggio quali coperture *all risks* che prevedono la copertura di tutti i rischi di montaggio e *advanced loss of profit* che prevedono la copertura per la perdita anticipata di profitto, collegata alla polizza montaggio nella tipologia dei "danni indiretti". A parere dell'Emittente le polizze stipulate dal Gruppo risultano adeguate ai predetti rischi.

Le predette polizze presentano condizioni, massimali e franchigie in linea con la *best practice* di mercato e sono prevalentemente soggette a rinnovo tacito annuale. Al 31 dicembre 2017 e 2016 la somma dei massimali per tali polizze è pari a circa Euro 305,3 milioni e circa Euro 348,4 milioni a fronte di un valore contabile degli impianti del Gruppo pari rispettivamente a circa Euro 190,9 milioni e circa Euro 206,7 milioni. Inoltre, al 31 dicembre 2017 e 2016, il Gruppo ha sopportato costi per le polizze assicurative pari rispettivamente a circa Euro 0,9 milioni e circa Euro 1,0 milioni e ha rilevato a conto economico indennizzi da parte delle compagnie di assicurazione per circa Euro 0,6 milioni e circa Euro 0,7 milioni. Si segnala che, con riferimento agli esercizi 2017 e 2016, l'Emittente non ha ricevuto richieste di risarcimento per danni ambientali.

Le polizze stipulate dal Gruppo sono periodicamente soggette a revisione da parte degli assicuratori del Gruppo e potrebbero non essere rinnovate alle medesime condizioni ovvero non essere rinnovate affatto. Si segnala altresì che un aumento dei premi assicurativi potrebbe avere ripercussioni negative sulla situazione economica e finanziaria del Gruppo.

Sebbene l'Emittente ritenga che le polizze stipulate dal Gruppo siano adeguate alla copertura dei rischi cui Alerion e il Gruppo sono esposte, non è possibile escludere che si possano verificare danni non coperti dalla polizza stipulata ovvero che la quantificazione dei danni causati possa eccedere i limiti coperti dalla polizza. In tali casi il Gruppo potrebbe inoltre essere sottoposto a indagini ovvero essere tenuto al risanamento del sito o essere convenuto in azioni legali che asseriscono pretese per danni sostanziali, costi di bonifica ambientale, lesioni personali, danni a risorse naturali e sanzioni. Il verificarsi di tali circostanze potrebbe avere conseguenti effetti negativi sulla situazione patrimoniale, economica e finanziaria della Società e del Gruppo.

Per ulteriori informazioni si rimanda al Capitolo VI, Paragrafo 6.1.6, del Documento di Registrazione.

A.17 *Rischi connessi a eventuali svalutazioni delle attività immateriali e materiali*

Lo IAS 36 richiede di valutare l'esistenza di perdite di valore (c.d. *impairment test*) delle immobilizzazioni materiali ed immateriali in presenza di indicatori che facciano ritenere che tale problematica possa sussistere. Con riferimento ai saldi contabili del Gruppo, la recuperabilità dei valori iscritti assume

particolare rilevanza con riferimento alle immobilizzazioni immateriali. Tale recuperabilità è verificata confrontando il valore contabile iscritto in bilancio con il maggiore tra il prezzo netto di vendita, qualora esista un mercato attivo, e il valore d'uso del bene.

Al 31 dicembre 2017, le immobilizzazioni immateriali erano pari ad Euro 62,7 milioni (Euro 66,7 milioni al 31 dicembre 2016) e rappresentavano il 17,3% del totale dell'attivo consolidato del Gruppo (18,2% al 31 dicembre 2016) e includevano "diritti e concessioni" per Euro 57,6 milioni, attinenti a progetti operativi. Al 31 dicembre 2017 le immobilizzazioni materiali erano pari a Euro 191,4 milioni (Euro 207,3 milioni al 31 dicembre 2016) e rappresentavano il 52,8% del totale dell'attivo consolidato del Gruppo (56,4% al 31 dicembre 2016).

Il valore d'uso è definito sulla base dell'attualizzazione dei flussi di cassa attesi dall'utilizzo del bene, o da un'aggregazione di beni (c.d. *cash generating unit*), nonché dal valore che ci si attende dalla sua dismissione al termine della sua vita utile. Le *cash generating unit* sono state individuate coerentemente alla struttura organizzativa e di *business* del Gruppo, come aggregazioni omogenee che generano flussi di cassa in entrata autonomi, derivanti dall'utilizzo continuativo delle attività ad esse imputabili.

L'*impairment test* viene effettuato annualmente ad ogni chiusura di bilancio, per l'effettuazione di un'analisi di congruità ai fini della rilevazione di eventuali perdite di valore o, più frequentemente, ogni qualvolta vi sia un'indicazione che l'attività possa aver subito una perdita di valore. Eventuali mutamenti sulla stima dei flussi di cassa delle *cash generating unit*, sulle principali assunzioni adottate o dei tassi di attualizzazione dei flussi di cassa attesi dalle *cash generating unit*, conseguenza di eventuali diminuzioni dei ricavi causati da (i) una riduzione nella produzione di elettricità, (ii) cambiamenti nel sistema di incentivazione o (iii) una riduzione dei prezzi di vendita dell'elettricità, potrebbero avere effetti negativi, anche significativi, sui risultati, sulle prospettive, nonché sulla situazione patrimoniale, economica e finanziaria del Gruppo.

Per ulteriori informazioni *cf.* Capitoli III e XIII del Documento di Registrazione.

A.18 Rischi connessi alla dipendenza da personale chiave

Alla Data del Documento di Registrazione il Gruppo dipende in misura rilevante dall'apporto professionale e dall'esperienza di determinate figure dirigenziali, e in particolare, del Presidente e Amministratore Delegato Josef Gostner, del Vicepresidente e Amministratore Delegato Georg Vaja e del Consigliere e Amministratore Delegato Patrick Pircher, nonché dei Dirigenti con responsabilità strategiche. Si segnala che il Consiglio di Amministrazione di Alerion in carica alla Data del Documento di Registrazione non ha ritenuto di adottare un piano di successione degli amministratori esecutivi.

Inoltre il Gruppo dipende in misura rilevante dal personale tecnico, determinante per la proficua gestione degli impianti esistenti e dei nuovi impianti in ragione delle proprie specifiche competenze e professionalità connesse all'attività del Gruppo. Pertanto il Gruppo dipende dalla propria capacità di fidelizzare e motivare i dipendenti chiave e attirare nuovi dipendenti qualificati.

La perdita delle figure dirigenziali e/o del personale tecnico potrebbe ripercuotersi negativamente sui risultati e sulle prospettive del Gruppo. In particolare, l'interruzione del rapporto con una delle figure chiave, l'incapacità di attrarre e mantenere personale qualificato e personale dirigenziale competente

ovvero di integrare la struttura organizzativa con figure parimenti adeguate potrebbe determinare in futuro ulteriori effetti negativi sull'attività, sulle prospettive e sulla situazione economica, patrimoniale e/o finanziaria della Società e del Gruppo.

Per ulteriori informazioni al riguardo si rimanda al Capitolo VI e al Capitolo X del Documento di Registrazione.

A.19 Rischi connessi alle limitazioni rivenienti dalla normativa fiscale sulla deducibilità degli interessi passivi, inclusi quelli relativi alle Obbligazioni

L'art. 96 del DPR n. 917 del 22 dicembre 1986, come modificato e integrato, delinea in generale le norme in materia di deducibilità degli interessi passivi ai fini dell'imposta sui redditi delle società. In particolare, la norma consente la deducibilità fiscale degli interessi passivi sostenuti da una società in ogni anno fiscale fino a concorrenza degli interessi attivi dello stesso periodo d'imposta; l'eccedenza è deducibile nei limiti del 30% del margine operativo lordo della società (ovvero il "risultato operativo lordo della gestione caratteristica" o "ROL"), come risultante dal conto economico di tale società. La quantità di ROL non utilizzata per la deduzione degli interessi passivi, può essere riportata a nuovo, aumentando la quantità di ROL per i successivi periodi di imposta. Le eccedenze di interessi passivi non dedotte in un determinato periodo d'imposta possono essere riportate a nuovo negli esercizi successivi ed essere dedotte a condizione e nei limiti in cui, in tali periodi di imposta, risulti ROL capiente, ulteriore rispetto a quello necessario per dedurre gli interessi passivi di periodo. Norme speciali si applicano alle società che partecipano ad un consolidato fiscale; tali norme consentono, in una certa misura e con alcune limitazioni, di compensare le eccedenze di interessi passivi non dedotte da una società italiana appartenente al consolidato fiscale con il 30% del ROL di altre società incluse nel medesimo consolidato fiscale (*cf.* art. 96, commi 7 e 8, del DPR n. 917/1986), nei limiti in cui tale ROL non sia stato utilizzato direttamente dalle società che lo hanno generato per dedurre i propri interessi passivi.

Ai fini IRAP gli interessi passivi non sono deducibili dalle società diverse dalle *holding* e dalle società finanziarie. Le *holding* industriali possono invece dedurre gli interessi passivi ai fini IRAP in misura pari al 96% degli stessi.

Sulla base del vigente regime fiscale sopra descritto, l'Emittente potrebbe non essere in grado di dedurre tutti gli interessi passivi sostenuti in ciascun periodo d'imposta in Italia, anche in relazione alle obbligazioni nascenti dall'emissione del Prestito Obbligazionario 2018-2024 e ad altri debiti, pur potendo riportare a nuovo nel corso degli esercizi successivi le somme indeducibili in un determinato esercizio fiscale. Inoltre, qualsiasi eventuale variazione futura della normativa fiscale, o delle sue interpretazioni, applicabile all'Emittente e in vigore alla Data del Documento di Registrazione e ai sensi della quale è realizzata l'offerta delle obbligazioni relative al Prestito Obbligazionario 2018-2024, potrebbe avere un impatto negativo sulla deducibilità degli interessi passivi, che, a sua volta, potrebbe influenzare negativamente la situazione finanziaria e i risultati operativi dell'Emittente.

Cfr. Capitoli VI e XIII del Documento di Registrazione.

A.20 *Rischi connessi alla salute, sicurezza e ambiente*

Il Gruppo è esposto al rischio di poter incorrere in sanzioni derivanti dal mancato rispetto della normativa in materia di salute, sicurezza e ambiente.

In particolare, il Gruppo Alerion è tenuto all'osservanza di leggi e regolamenti (a titolo esemplificativo, il D.Lgs. n. 106 del 3 agosto 2009 e il D. Lgs. n. 81 del 9 aprile 2008) relativi alla salute e alla sicurezza sul luogo di lavoro, in quanto le attività svolte dal Gruppo sono soggette al possibile verificarsi di incidenti che possono avere ripercussioni sul personale impiegato e/o sull'ambiente.

In particolare, Alerion opera in conformità al sistema di gestione definito dalla norma BS OHSAS 18001:2007 e ha ottenuto la certificazione n° 9192.ALLEN il 23 dicembre 2009, rimesa il 18 dicembre 2015 con scadenza 21 dicembre 2018, in relazione alla "*Progettazione e gestione delle attività di costruzione e di esercizio di impianti per la produzione e distribuzione di energia elettrica da fonti rinnovabili*" (cfr. Capitolo XI, Paragrafo 11.1.4, del Documento di Registrazione).

Alla Data del Documento di Registrazione, Alerion non è a conoscenza di problematiche di sicurezza, salute e ambiente relative all'attività svolta dal Gruppo. Inoltre si segnala che, nel corso degli esercizi 2016 e 2017 e fino alla Data del Documento di Registrazione, non si sono verificati eventi infortunistici sul lavoro sia del personale del Gruppo Alerion che dei lavoratori dei fornitori che svolgono attività manutentive per il Gruppo Alerion, né eventi pregiudizievoli relativi al rispetto della salute e sicurezza degli stessi ovvero al rispetto dell'ambiente.

Nonostante l'Emittente adotti tali misure preventive e verifichi la rispondenza delle stesse ai requisiti di legge, non può escludersi il rischio che nel corso dell'ordinaria attività di Alerion e del Gruppo si verifichino eventi pregiudizievoli per la salute del personale impiegato e/o per l'ambiente.

Eventuali situazioni di contaminazione e/o inquinamento delle aree su cui sono siti gli impianti comporterebbero un obbligo di segnalazione alle autorità competenti, nonché, in determinati casi, l'avvio dei conseguenti interventi di bonifica o messa in sicurezza delle stesse ed il sostenimento dei relativi costi. Non si può escludere che tali procedimenti potrebbero anche avere ripercussioni sulla regolare gestione degli impianti.

In relazione ai Parchi Eolici oggetto di conferimento, si segnala che eventuali situazioni di inquinamento ambientale potrebbero inoltre ritardare la realizzazione degli interventi, avere un impatto sulle relative procedure autorizzative, nonché comportare un rischio di contenziosi e/o procedimenti amministrativi o penali idonei ad incidere negativamente sui costi e tempi delle costruzioni. Il verificarsi dei predetti incidenti ovvero il mancato rispetto della normativa in materia di salute e di sicurezza sul lavoro, potrebbero determinare, nonostante le coperture assicurative in essere, effetti negativi sull'attività e sulla situazione economica, patrimoniale e/o finanziaria della Società e/o del Gruppo.

Per ulteriori informazioni si rimanda al Capitolo VI del Documento di Registrazione.

A.21 *Rischi connessi al modello di organizzazione e gestione ex D.Lgs. 231/2001*

In attuazione di quanto previsto dal D.Lgs. 231/2001, come successivamente integrato e modificato, il Consiglio di Amministrazione di Alerion ha adottato un modello di organizzazione e gestione (il “**Modello Organizzativo**”) con lo scopo di (i) individuare specifiche aree sensibili con riferimento alle diverse tipologie di reato previste dal D.Lgs. 231/2001, individuare i rischi e associare gli strumenti di controllo adatti per la prevenzione; (ii) indicare regole e principi di comportamento indirizzati ai destinatari del Modello Organizzativo; (iii) fornire all’Organismo di Vigilanza e alle altre funzioni di controllo gli strumenti per esercitare le attività di monitoraggio, controllo e verifica; (iv) definire le modalità per il tempestivo aggiornamento del Modello Organizzativo stesso nell’ipotesi in cui la normativa applicabile prevede ulteriori fattispecie penali ritenute rilevanti in relazione all’attività svolta.

Inoltre, il Consiglio di Amministrazione dell’Emittente ha adottato un codice etico in linea con le migliori prassi internazionali e ha nominato l’Organismo di Vigilanza dell’Emittente con il compito di vigilare sul funzionamento e sull’effettiva adozione del Modello Organizzativo. Al fine di svolgere il proprio compito, l’Organismo di Vigilanza ha facoltà di avvalersi del supporto del responsabile della funzione di *internal audit*, delle figure dei responsabili delle altre funzioni aziendali e/o di consulenti esterni per le proprie attività di verifica.

Infine, si segnala che ciascuna società direttamente e indirettamente controllata da Alerion, nonché le società in *joint venture* partecipate dalla Società, hanno adottato il proprio modello di organizzazione, gestione e controllo e ha nominato il proprio organismo di vigilanza a composizione monocratica o collegiale, e sono tenute all’osservanza del codice etico del Gruppo.

Tra le specifiche aree sensibili individuate dal Modello Organizzativo si segnala in particolare il rispetto delle leggi anti corruzione e anti concussione e altri reati con la pubblica amministrazione, abuso di mercato, delitti di criminalità organizzata e di induzione a non rendere dichiarazioni o a rendere dichiarazioni mendaci all’autorità giudiziaria, delitti con finalità di terrorismo o di eversione dell’ordine democratico.

L’attività del Gruppo infatti dipende in misura rilevante dalla propria capacità di ottenere e mantenere approvazioni, autorizzazioni, licenze e permessi per lo sviluppo, la costruzione e la gestione dei propri impianti di produzione dell’energia elettrica, con possibili rischi associati a frode, concussione e corruzione.

Con riferimento agli esercizi 2016 e 2017 si evidenzia che non vi sono stati procedimenti che possono dar luogo alla responsabilità dell’Emittente ex D.Lgs. 231/2001.

Sebbene l’Emittente curi che gli esponenti aziendali, i dipendenti e i collaboratori del Gruppo si attengano alle prescrizioni dettate dal D.Lgs. 231/2001 e non sia mai stato soggetto ad incriminazioni, condanne o sanzioni in relazione a frode, concussione o corruzione, il Gruppo potrebbe non essere in grado di rilevare o prevenire ogni caso di frode, concussione e corruzione che coinvolga suoi dipendenti e/o esponenti aziendali in futuro. Inoltre, nonostante l’adozione delle predette misure, non si può escludere che il modello organizzativo di gestione e controllo e il codice etico adottati dalla Società non siano considerati adeguati dall’autorità giudiziaria eventualmente chiamata alla verifica di fattispecie

contemplate nella citata normativa; tali circostanze potrebbero avere effetti negativi sulla situazione patrimoniale e sui risultati economico-finanziari del Gruppo.

Pertanto non si può escludere che il Gruppo possa essere soggetto a sanzioni civili o amministrative, incluse le sanzioni previste ai sensi del D.Lgs. 231/2001 e che, in conseguenza di ciò, il Gruppo veda sospese o revocate le proprie approvazioni, autorizzazioni, licenze e permessi. Il verificarsi di tali circostanze comporterebbe il fermo della produzione del Parco Eolico e pertanto la società titolare del Parco non riuscirebbe a contribuire alla generazione di ricavi del Gruppo, con conseguenti effetti negativi sulla situazione patrimoniale, economica e finanziaria nonché sull'immagine e sulla reputazione della Società e del Gruppo.

Per ulteriori informazioni si rimanda al Capitolo IV, Rischio B.2, al Capitolo VI e al Capitolo XI, Paragrafo 11.1.4, del Documento di Registrazione.

A.22 Rischi connessi agli indicatori alternativi di performance

Il Documento di Registrazione contiene Indicatori Alternativi di *Performance* che non sono identificati come misure contabili nell'ambito degli IFRS e che pertanto potrebbero non essere comparabili con quelli eventualmente presentati da altri gruppi.

Il Documento di Registrazione contiene alcuni indicatori economici e finanziari utilizzati dall'Emittente per monitorare l'andamento economico e finanziario del Gruppo per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2017 e 2016.

Tali indicatori sono estratti dai bilanci consolidati del Gruppo nonché da elaborazioni della Società effettuate sulla base delle risultanze della contabilità generale e gestionale e rappresentati, laddove applicabile, in accordo con quanto previsto dalle linee guida contenute nel documento ESMA/2015/1415 del 5 ottobre 2015 (così come recepite dalla Comunicazione CONSOB n. 0092543 del 3 dicembre 2015) e nel punto 100 delle FAQ ESMA/2016/1133 del 15 luglio 2016, che trovano applicazione a partire dal 3 luglio 2016.

Gli Indicatori Alternativi di *Performance* rappresentati non sono identificati come misure contabili nell'ambito degli IFRS e, pertanto, non devono essere considerate misure alternative a quelle fornite dagli schemi di bilancio per la valutazione dell'andamento economico del Gruppo e della relativa posizione finanziaria.

Gli Indicatori Alternativi di *Performance* devono essere letti congiuntamente alle informazioni finanziarie tratte dai bilanci consolidati chiusi al 31 dicembre 2017 e 2016.

L'Emittente ritiene che gli Indicatori Alternativi di *Performance* riportati nel Documento di Registrazione siano un ulteriore importante parametro per la valutazione della *performance* del Gruppo, in quanto permettono di monitorare più analiticamente l'andamento economico e finanziario dello stesso. Poiché tali indicatori non sono misure la cui determinazione è regolamentata dai principi contabili di riferimento per la predisposizione dei bilanci consolidati, e non sono soggetti a revisione contabile, il criterio applicato dall'Emittente per la relativa determinazione potrebbe non essere omogeneo con quello

adottato da altri gruppi e pertanto tali dati potrebbero non essere comparabili con quelli eventualmente presentati da tali gruppi.

L'Emittente risulta, dunque, esposto al rischio di scostamento nella definizione degli Indicatori Alternativi di *Performance* rispetto a quanto determinato da altri gruppi.

Per ulteriori informazioni, *cfr.* Capitolo III, Paragrafo 3.3, del Documento di Registrazione.

A.23 Rischi connessi alla predisposizione di dati contabili pro-forma

Il Documento di Registrazione contiene dati contabili pro-forma costruiti per riflettere retroattivamente gli effetti significativi di operazioni successive e che pertanto sono esposti ai limiti connessi alla natura stessa dei dati pro-forma.

Il Documento di Registrazione contiene la situazione patrimoniale-finanziaria consolidata pro-forma, il conto economico consolidato pro-forma e il rendiconto finanziario consolidato pro-forma per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2017 (i "**Prospetti Consolidati Pro-Forma**") e le note esplicative, predisposti unicamente per riflettere retroattivamente gli effetti significativi (i) dell'Aumento di Capitale, (ii) dell'Acquisto Crediti da parte di Alerion dei crediti per finanziamento soci vantati da Fri-El nei confronti delle SPV Conferite; (iii) dell'offerta pubblica di sottoscrizione del Prestito Obbligazionario 2018-2024 e (iv) del prospettato rimborso anticipato volontario del Prestito Obbligazionario 2015-2022.

I Prospetti Consolidati Pro-Forma sono stati predisposti al fine di simulare, secondo criteri di valutazione coerenti con i dati storici e conformi alla normativa di riferimento, i principali effetti delle predette operazioni sulla situazione economica, patrimoniale e sui flussi di cassa del Gruppo Alerion, come se tali operazioni fossero virtualmente avvenute in data 31 dicembre 2017 per la situazione patrimoniale-finanziaria consolidata pro-forma e in data 1° gennaio 2017 per il conto economico consolidato pro-forma e il rendiconto finanziario consolidato pro-forma, come previsto dalla comunicazione Consob n. DEM/1052803 del 5 luglio 2001.

I dati pro-forma devono essere letti congiuntamente alle informazioni finanziarie tratte dai bilanci consolidati chiusi al 31 dicembre 2017.

Le informazioni contenute nei Prospetti Consolidati Pro-Forma rappresentano una simulazione dei possibili effetti che sarebbero potuti derivare se l'Aumento di Capitale, l'Acquisto Crediti, l'offerta pubblica di sottoscrizione del Prestito Obbligazionario 2018-2024 e il prospettato rimborso anticipato volontario del Prestito Obbligazionario 2015-2022, si fossero realizzati alle predette date e sono fornite a soli fini illustrativi.

Le informazioni finanziarie pro-forma riguardano una situazione ipotetica e pertanto non rappresentano la situazione finanziaria o i risultati effettivi della Società. In particolare, poiché i Prospetti Consolidati Pro-Forma sono costruiti per riflettere retroattivamente gli effetti significativi di operazioni successive, nonostante il rispetto delle regole comunemente accettate e l'utilizzo di assunzioni ragionevoli, corredate delle necessarie attestazioni, vi sono dei limiti connessi alla natura stessa dei dati pro-forma. Pertanto, sussiste il rischio che, qualora le operazioni prese in considerazione fossero realmente avvenute alla data presa a riferimento per la predisposizione dei Prospetti Consolidati Pro-Forma, non

necessariamente si sarebbero ottenuti gli stessi risultati rappresentati nei Prospetti Consolidati Pro-Forma. Si evidenzia che i dati pro-forma non riflettono i dati prospettici; tali evidenze non intendono in alcun modo rappresentare una previsione dei futuri risultati del Gruppo e non devono pertanto essere utilizzati in tal senso.

Gli investitori sono quindi invitati a non fare esclusivo affidamento sugli stessi nell'assumere le proprie decisioni e a valutare il complessivo contenuto del Documento di Registrazione. Infine, in considerazione delle diverse finalità dei dati pro-forma rispetto ai dati storici e delle diverse modalità di calcolo degli effetti delle operazioni prese in considerazione con riferimento al conto economico consolidato pro-forma e al rendiconto finanziario consolidato pro-forma per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2017, questi ultimi devono essere letti ed interpretati a meri fini illustrativi e senza ricercare collegamenti contabili tra gli stessi.

I Prospetti Consolidati Pro-forma pubblicati nel Documento di Registrazione sono stati esaminati dalla Società di Revisione che ha emesso la propria relazione in data 7 giugno 2018.

Per ulteriori informazioni, *cfr.* Capitolo XIII, Paragrafo 13.2, del Documento di Registrazione.

B. FATTORI DI RISCHIO RELATIVI AL SETTORE IN CUI OPERANO L'EMITTENTE E IL GRUPPO

B.1 Rischi connessi ai programmi di incentivazione nazionale di cui beneficia il Gruppo

Le attività del Gruppo hanno beneficiato e beneficiano dei programmi di incentivazione nazionali a supporto della produzione di energia da fonti rinnovabili. In particolare si evidenzia che l'incidenza percentuale degli incentivi percepiti sui ricavi operativi del Gruppo è pari al 63,1% e al 66,8%, rispettivamente al 31 dicembre 2017 e al 31 dicembre 2016.

Tutti i Parchi Eolici italiani del Gruppo già in esercizio hanno beneficiato del regime di incentivazione dei c.d. "certificati verdi" che ha consentito loro di ottenere un numero di certificati verdi proporzionale all'elettricità generata, venduta poi al GSE ad un prezzo basato su una percentuale del prezzo di mercato dell'elettricità all'ingrosso sul mercato italiano. A seguito di una modifica legislativa approvata nel 2011 ai sensi del D.Lgs. n. 28/2011 e del relativo Decreto Ministeriale del 6 luglio 2012, il regime di incentivazione dei certificati verdi è terminato a partire dal 1° gennaio 2016. I Parchi Eolici che hanno beneficiato del regime di incentivazione dei certificati verdi sono passati, a seguito della stipula di apposita convenzione con il GSE, ad un sistema di tariffe incentivanti per il periodo di vita rimanente del Parco Eolico, compreso tra uno ed otto anni a seconda del Parco. Il modello della convenzione stipulata con il GSE per la conversione dei certificati verdi nelle nuove tariffe incentivanti è stata impugnata al TAR Lazio da numerosi operatori, tra cui le società del Gruppo, in quanto introduce nuovi obblighi in capo ai produttori e modifica i termini e le modalità di erogazione dell'incentivo. L'eventuale accoglimento dei ricorsi presentati innanzi al TAR Lazio rappresenterebbe per gli operatori un miglioramento delle condizioni contrattuali in merito al riconoscimento e liquidazione degli incentivi; al contrario, in ipotesi di rigetto, agli operatori continuerà ad applicarsi la convenzione in vigore alla Data del Documento di Registrazione (per maggiori informazioni circa l'impugnazione davanti al TAR Lazio, si rinvia al Capitolo XIII, Paragrafo 13.4, del Documento di Registrazione).

FATTORI DI RISCHIO

Inoltre, l'originario regime incentivante degli impianti ha subito una significativa modifica a seguito dell'entrata in vigore del D.L. 145 del 12 dicembre 2013, convertito in legge n. 9 del 21 febbraio 2014 (per maggiori dettagli *cf.* Capitolo VI, Paragrafo 6.2.2, del Documento di Registrazione).

Al fine di poter effettivamente beneficiare dell'incentivazione, i Parchi Eolici i cui diritti di autorizzazione sono detenuti dalle SPV Conferite dovranno entrare in esercizio entro 31 mesi dalla comunicazione di esito positivo dell'asta (ovvero dal 22 dicembre 2016), al netto dei tempi di fermo nella realizzazione dell'impianto e delle opere connesse derivanti da eventi calamitosi che risultino attestati dall'autorità competente, e da altre cause di forza maggiore riscontrate dal GSE; successivamente, per ciascuno di tali impianti, la società responsabile dovrà stipulare un'apposita convenzione con il GSE, che disciplinerà, nel dettaglio, le modalità di percezione degli incentivi e il loro esatto ammontare. In particolare, laddove il termine per l'entrata in esercizio degli impianti dovesse decorrere infruttuosamente, gli impianti decadrebbero dalla graduatoria e il GSE provvederà ad escutere la cauzione definitiva prestata all'esito della procedura di gara. Si segnala che, come precisato dalle procedure applicative del DM 23 giugno 2016, eventuali modifiche (i) sostanziali degli impianti intervenute successivamente alla data di iscrizione al registro o di presentazione della domanda partecipazione alla procedura d'asta, ovvero (ii) dei requisiti necessari per l'iscrizione al registro o alla procedura d'asta o rilevanti ai fini della formazione della graduatoria, anche se autorizzate, intervenute o riconosciute come non sostanziali successivamente alla data di iscrizione al registro o di presentazione della domanda partecipazione alla procedura d'asta, potrebbero comportare la decadenza dell'iscrizione al registro o della domanda di partecipazione ad asta.

Si segnala che, laddove dovessero verificarsi cause di esclusione/decadenza dalla graduatoria della procedura d'asta, gli impianti non potranno beneficiare della tariffa incentivante. In particolare, gli incentivi di cui beneficiano gli impianti potrebbero essere oggetto di un provvedimento di decadenza ovvero di decurtazione da parte del GSE qualora, nell'ambito dei controlli documentali o delle ispezioni presso gli impianti, siano accertate violazioni rilevanti ai fini dell'erogazione degli incentivi tra le quali figurano l'insussistenza dei requisiti per la qualificazione dell'impianto, per l'accesso agli incentivi ovvero dei requisiti autorizzativi e/o l'inefficacia del titolo autorizzativo per la costruzione ed esercizio dell'impianto, previste dall'Allegato 1 del D.M. 31 gennaio 2014, nonché ipotesi di contiguità con altri impianti e/o di artato frazionamento degli stessi al fine di accelerare le procedure autorizzative o di ottenere un regime incentivante di maggiore favore, così come il percepimento di incentivi pubblici incompatibili con quelli corrisposti dal GSE. In tali casi, il GSE disporrebbe inoltre il recupero delle somme già erogate e potrebbero anche essere irrogate sanzioni. Inoltre, nell'ambito delle attività di controllo previste dal D.M. 31 gennaio 2014 il GSE verifica anche che gli interventi di manutenzione e ammodernamento degli impianti incentivati siano effettuati e comunicati nel rispetto delle procedure previste dallo GSE per tali tipologie di interventi (*cf.* Capitolo VI, Paragrafo 6.2.2. del Documento di Registrazione).

Al riguardo, si segnala che la durata degli incentivi statali di cui godono i Parchi Eolici del Gruppo è pari a 15 anni a decorrere dall'entrata in esercizio della produzione del Parco, ad eccezione dell'incentivo di cui gode il Parco Eolico di Monte Petراسi la cui durata è pari a 12 anni; in particolare la durata media residua del periodo incentivante per i Parchi Eolici del Gruppo è di circa 6 anni dalla Data del Documento di Registrazione. Inoltre si segnala che la durata dell'incentivo per i Parchi Eolici i cui diritti di autorizzazione

FATTORI DI RISCHIO

sono detenuti dalle SPV Conferite sarà pari a 20 anni dalla messa in esercizio di ciascun Parco. Per maggiori informazioni sulla durata e la scadenza degli incentivi di cui godono i Parchi Eolici del Gruppo si rinvia al Capitolo VI, Paragrafi 6.1.2 e 6.1.3, del Documento di Registrazione.

Una riduzione considerevole degli incentivi comporterebbe una proporzionale riduzione dei ricavi del Gruppo, impedendo a quest'ultimo di servire il proprio indebitamento o attuare la propria strategia aziendale. Inoltre, poiché l'attività del Gruppo consiste principalmente nella vendita di elettricità generata tramite Parchi Eolici in Italia, l'ambiente recessivo e le ulteriori misure di *austerità* adottate dal governo italiano potrebbero potenzialmente comportare la riduzione degli incentivi o l'imposizione di contributi aggiuntivi. Se ciò si verificasse, potrebbero derivarne effetti negativi sui risultati, sulle prospettive, nonché sulla situazione patrimoniale, economica e finanziaria del Gruppo. Eventuali modifiche dei programmi di incentivazione nazionale di cui beneficiano i Parchi Eolici oggetto di conferimento ed eventuali abbassamenti delle tariffe o dei prezzi di vendita potrebbero rendere i progetti in sviluppo non profittevoli, con conseguente perdita del valore delle partecipazioni pari a Euro 24,8 milioni alla data di esecuzione dell'Aumento di Capitale e dell'Acquisto Crediti.

Inoltre si evidenzia che con delibera 419/2017/R/EE (la "**Delibera 419**"), l'Autorità ha dettato una regolazione "transitoria" relativamente alla valorizzazione degli sbilanciamenti effettivi in attesa della definizione di una soluzione organica di regime basata sull'utilizzo dei c.d. "Prezzi Nodali". In particolare, la Delibera 419 prevede che:

- a partire dal 1° luglio 2017, siano introdotti i "corrispettivi di non arbitraggio macrozonale" per le unità di consumo e per le unità di produzione non abilitate, al fine di eliminare le distorsioni derivanti dalla determinazione dei prezzi di Sbilanciamento a livello macrozonale in presenza di prezzi di mercato determinati a livello zonale;
- a decorrere dal 1° settembre 2017, sia applicata la nuova metodologia di calcolo del segno dello Sbilanciamento aggregato zonale proposta da Terna, basata sulla rilevazione degli scambi effettivi fra le diverse macrozone, utilizzabile sia per la stima preliminare del segno dello Sbilanciamento nel giorno successivo al giorno di consegna (D+1), sia come parametro rilevante per la determinazione definitiva del segno ai fini del *settlement* nel mese M+1;
- a partire dal 1° settembre 2017, sia ripristinato il meccanismo "*single pricing*" per tutte le unità non abilitate.

Al 31 dicembre 2017 gli impatti negativi sui risultati economici del Gruppo dovuto all'attuazione della Delibera 419 erano pari ad Euro 0,2 milioni.

Infine si segnala che, i contratti di finanziamento in *project financing* relativi ad Ordon Energia S.r.l., Callari S.r.l., New Green Molise S.r.l. e Ecoenergia Campania S.r.l. prevedono che, in caso di modifiche legislative che comportino una modifica del meccanismo di vendita degli incentivi tali da causare una diminuzione dei *ratio* di cui ai *covenant* dei rispettivi contratti, AER, in qualità di controllante diretta di tali società, sarà tenuta a fornire apporti di capitale o finanziamenti infragruppo, secondo le modalità previste nell'accordo sottoscritto con la banca agente, e la società progetto sarà chiamata a rimborsare anticipatamente il finanziamento per un ammontare necessario a ripristinare il livello minimo del *ratio*

in oggetto ai sensi del contratto di finanziamento stesso (*cf.* Capitolo XV, Paragrafo 15.3, del Documento di Registrazione). Non vi è certezza che il Gruppo sia in grado di generare e/o reperire risorse finanziarie adeguate a rispettare gli impegni finanziari assunti ai sensi dei contratti di finanziamento in *project financing* e, pertanto, alla Data del Documento di Registrazione, sussiste il rischio che l'Emittente e le società del Gruppo non siano in grado di corrispondere gli interessi e/o di rimborsare alla scadenza i propri debiti finanziari. L'importo complessivo dei finanziamenti in essere rappresenta l'esposizione massima debitoria del Gruppo nel caso in cui le SPV siano chiamate a rimborsare i finanziamenti in *project financing*. Si segnala che l'importo complessivo dell'indebitamento finanziario lordo del Gruppo al 31 dicembre 2017 era pari a Euro 217,5 milioni, di cui Euro 70,3 milioni riferibili ai *project financing* delle SPV consolidate integralmente. L'indebitamento finanziario lordo delle SPV consolidate con il metodo del patrimonio netto ai sensi del principio IFRS 11 al 31 dicembre 2017 era pari a Euro 34,5 milioni, di cui Euro 27,4 milioni relativi a finanziamenti in *project financing* caratterizzati da clausole che comportano limiti all'utilizzo delle risorse finanziarie, per Euro 3,3 milioni a debiti per strumenti derivati e per Euro 3,8 milioni a debiti verso soci.

Sebbene la transizione dal sistema dei certificati verdi verso il meccanismo delle tariffe incentivanti non abbia avuto effetti negativi sull'attività del Gruppo, l'Emittente ritiene che non può esservi certezza che ulteriori interventi normativi, anche con efficacia retroattiva, modificativi dei programmi di incentivazione esistenti o che comunque introducano nuovi oneri o modifichino quelli attuali, non abbiano un impatto sull'attività svolta dal Gruppo, con possibili effetti negativi sui risultati, sulle prospettive, nonché sulla situazione patrimoniale, economica e finanziaria del Gruppo e sulla capacità dell'Emittente di rispettare gli impegni finanziari che assumerà in relazione al Prestito Obbligazionario 2018-2024.

Per ulteriori informazioni si rimanda al Capitolo VI, Paragrafo 6.2.2, del Documento di Registrazione.

B.2 Rischi connessi al quadro normativo e regolamentare dei settori in cui opera il Gruppo

Il Gruppo opera in un settore altamente regolamentato e, pertanto, le società del Gruppo sono tenute al rispetto di un elevato numero di leggi e regolamenti.

In particolare, il Gruppo e gli impianti attraverso i quali opera sono sottoposti a normative nazionali e locali relative a molteplici aspetti dell'attività svolta, che interessano tutta la filiera della produzione dell'energia elettrica. Tale regolamentazione concerne, tra l'altro, sia la costruzione degli impianti (per quanto riguarda l'ottenimento dei permessi di costruzione e ulteriori autorizzazioni amministrative), sia il loro esercizio che la protezione dell'ambiente circostante, incidendo quindi sulle modalità di svolgimento delle attività del Gruppo.

L'emanazione di nuove disposizioni normative applicabili al Gruppo o all'attività di produzione dell'energia elettrica o eventuali modifiche del vigente quadro normativo italiano, ivi inclusa la normativa fiscale, potrebbero avere un impatto negativo sull'operatività di Alerion e del Gruppo. Inoltre, l'implementazione di tali modifiche potrebbe richiedere specifici e ulteriori oneri a carico del Gruppo.

In particolare, i costi per conformarsi ad eventuali modifiche delle disposizioni normative vigenti, ivi inclusi i costi di *compliance*, comprensivi dei costi di adeguamento alle disposizioni in materia di requisiti per l'esercizio delle attività, di licenze del personale e di sicurezza nel lavoro, potrebbero essere

particolarmente elevati. Similmente l'adeguamento alle modifiche della normativa sopra descritte può richiedere lunghi tempi di implementazione. Il verificarsi di tali eventi potrebbe avere effetti negativi sull'operatività e sulla situazione economica, patrimoniale e/o finanziaria di Alerion e del Gruppo.

Inoltre, l'elevato grado di complessità e di frammentarietà delle normative nazionali e locali del settore della produzione di energia da fonti rinnovabili, unita all'interpretazione non sempre uniforme delle medesime da parte delle competenti Autorità, potrebbe generare situazioni di incertezza e contenziosi giudiziari, con conseguenti possibili effetti negativi sull'attività e sulla situazione economica, patrimoniale e/o finanziaria dell'Emittente e del Gruppo e conseguentemente sulla capacità dell'Emittente di rispettare gli impegni finanziari che l'Emittente assumerà in relazione al Prestito Obbligazionario 2018-2024.

Per ulteriori informazioni si rimanda al Capitolo VI, Paragrafo 6.2.2, del Documento di Registrazione.

B.3 Rischi connessi al malfunzionamento e/o all'interruzione dell'operatività delle infrastrutture di rete e degli impianti

La produzione di energia elettrica è soggetta a rischi di malfunzionamento o limitazioni dell'operatività derivanti da eventi che esulano dal controllo del Gruppo, ad esempio calamità naturali, fulmini, formazione di ghiaccio sulle pale, terremoti attentati, atti di sabotaggio, provvedimenti dell'autorità giudiziaria e/o amministrativa, e che potrebbero comportare interruzioni totali o parziali delle attività svolte ovvero un incremento dei costi per lo svolgimento delle stesse.

La quantità di energia elettrica che il Gruppo è in grado di produrre e/o distribuire può dipendere anche da problemi operativi, come il degrado delle componenti delle Turbine dovuto all'usura o alle condizioni meteorologiche, o da limitazioni di potenza sulla rete di trasmissione elettrica. In tali circostanze, il Gruppo potrebbe essere obbligato a spegnere gli impianti rilevanti o le relative attrezzature e strutture e, di conseguenza, i livelli di produzione di elettricità e i ricavi del Gruppo potrebbero risultarne ridotti.

Con riferimento agli esercizi 2016 e 2017 si evidenzia che non si sono verificate interruzioni significative della produzione e dell'operatività degli impianti del Gruppo.

Sebbene il Gruppo sia assicurato contro molti di tali rischi e disponga di una struttura di O&M in grado di prestare tempestivi interventi di manutenzione degli impianti, non si può escludere che il verificarsi, in futuro, di tali circostanze possa avere effetti negativi sull'attività e sulla situazione economica, patrimoniale e/o finanziaria dell'Emittente e del Gruppo.

I malfunzionamenti dell'impianto o le interruzioni del servizio potrebbero inoltre dover comportare l'azionamento di garanzie contrattuali nei confronti dei singoli fornitori del Gruppo, che potrebbero rivelarsi lunghe e complesse. L'impossibilità di trovare una soluzione ad eventuali problemi che si dovessero verificare presso gli impianti del Gruppo potrebbe quindi avere un effetto negativo sui flussi di cassa e sulla liquidità a breve termine del Gruppo, e potrebbe, pertanto, avere effetti negativi sui risultati, sulle prospettive, nonché sulla situazione patrimoniale, economica e finanziaria del Gruppo.

Tali eventi potrebbero, altresì, esporre il Gruppo a procedimenti legali che, in caso di esito sfavorevole, potrebbero comportare l'obbligo di pagare un risarcimento dei danni. Inoltre, il ripristino della

produzione di elettricità dopo il verificarsi di tali eventi potrebbe comportare un aumento dei costi e l'insorgenza di perdite.

Per ulteriori informazioni si rimanda al Capitolo VI del Documento di Registrazione.

B.4 Rischi connessi alle condizioni climatiche

Il funzionamento degli impianti e la loro redditività sono strettamente connessi alle condizioni meteorologiche. In particolare, la produzione di energia elettrica nei Parchi Eolici è proporzionale alla ventosità, in ragione del fatto che il funzionamento delle Turbine è azionato al raggiungimento di una certa velocità del vento e si arresta quando tale velocità supera la soglia massima di carico delle Turbine, onde evitare danneggiamenti.

A tal riguardo si segnala che la produzione di energia elettrica degli impianti consolidati integralmente al 31 dicembre 2017 è stata pari a 342.128 MW, in riduzione del 5,7% rispetto alla produzione al 31 dicembre 2016, pari a 362.887 MW.

Al 31 dicembre 2017 e al 31 dicembre 2016 i ricavi derivanti dal settore operativo sono stati rispettivamente pari a Euro 52,2 milioni ed Euro 49,5 milioni.

Eventuali condizioni climatiche avverse e, in particolare, l'eventuale perdurare di una situazione di scarsa ventosità per gli impianti eolici potrebbero determinare la riduzione o l'interruzione delle attività degli impianti comportando una flessione dei volumi di energia elettrica prodotti, con conseguenti effetti negativi, anche significativi, sull'attività del Gruppo.

Sebbene l'Emittente monitori costantemente attraverso tecnologie avanzate le condizioni climatiche attese e diversifichi le aree su cui installare gli impianti, significativi mutamenti meteorologici avrebbero effetti negativi rilevanti sulla situazione patrimoniale, economica e finanziaria della Società e del Gruppo e, conseguentemente, sulla capacità dell'Emittente di rispettare gli impegni finanziari che l'Emittente assumerà in relazione al Prestito Obbligazionario 2018-2024.

Per ulteriori informazioni si rimanda al Capitolo VI del Documento di Registrazione.

B.5 Rischi connessi alla diminuzione dei prezzi di vendita dell'energia elettrica

I ricavi del Gruppo generati dalla vendita di energia elettrica prodotta dai propri impianti dipendono in maniera significativa dai prezzi a cui è possibile vendere l'energia elettrica. In particolare, i ricavi operativi del Gruppo si riferiscono ai ricavi generati dalle SPV e, al 31 dicembre 2017, erano pari a Euro 52,2 milioni (Euro 49,5 milioni al 31 dicembre 2016) e si riferivano a ricavi per vendita di energia elettrica per Euro 19,2 milioni (Euro 16,4 milioni al 31 dicembre 2016) e a ricavi da tariffa incentivante per Euro 32,9 milioni (Euro 33,1 milioni al 31 dicembre 2016) con un'incidenza pari al 63,1% sul totale dei ricavi operativi (66,8% al 31 dicembre 2016).

Il Gruppo realizza la vendita di energia elettrica prodotta da tutti i Parchi Eolici attraverso contratti bilaterali stipulati dalle SPV che detengono i Parchi Eolici produttori di energia elettrica, con primarie Società di *Trading*. Ai sensi di tali contratti, le SPV si obbligano a vendere l'energia prodotta esclusivamente alle predette Società di *Trading* a fronte di un corrispettivo calcolato sulla base del prezzo

di mercato; non è previsto che le Società di *Trading* corrispondano alcun corrispettivo minimo. Non vi sono pertanto garanzie che le tariffe regolate o i prezzi di mercato per l'energia elettrica rimangano a livelli tali da consentire al Gruppo di mantenere i propri margini reddituali ed il ritorno sugli investimenti effettuati.

Al riguardo, si segnala che il prezzo medio di cessione dell'energia elettrica e degli incentivi per i Parchi Eolici del Gruppo situati in Italia incentivati nel corso del 2017 è stato pari a Euro 160,6 per MW, rispetto a Euro 141,7 per MW del 2016. In particolare, nel 2017 il prezzo medio di cessione dell'energia elettrica degli impianti eolici situati in Italia è stato pari a Euro 53,3 per MW, rispetto a Euro 41,7 per MW dell'anno 2016, e il prezzo degli incentivi in Italia del 2017 è stato pari a Euro 107,34 per MW (Euro 100,08 per MW nel 2016).

Inoltre, decorso il periodo previsto dalla legge per il godimento degli incentivi statali i ricavi del Gruppo generati dalla vendita di energia elettrica dipenderanno esclusivamente dal prezzo di mercato della stessa. Al riguardo, si segnala che la durata degli incentivi statali di cui godono i Parchi Eolici del Gruppo è pari a 15 anni a decorrere dall'entrata in servizio della produzione del Parco, ad eccezione dell'incentivo di cui gode il Parco Eolico di Monte Petراسi la cui durata è pari a 12 anni; in particolare la durata media residua del periodo incentivante per i Parchi Eolici del Gruppo è di circa 6 anni dalla Data del Documento di Registrazione. Inoltre si segnala che la durata dell'incentivo per i Parchi Eolici i cui diritti di autorizzazione sono detenuti dalle SPV Conferite sarà pari a 20 anni dalla messa in esercizio di ciascun Parco (per maggiori informazioni circa la durata e la scadenza degli incentivi per ciascun Parco Eolico del Gruppo si rinvia al Capitolo VI, Paragrafi 6.1.2 e 6.1.3, del Documento di Registrazione).

L'eventuale abbassamento delle tariffe o prezzi di vendita potrebbe pertanto sortire effetti negativi sull'operatività e sulla situazione economica, patrimoniale e/o finanziaria del Gruppo.

Non è possibile prevedere i cambiamenti dei prezzi dell'energia, né è possibile adottare misure adeguate e tempestive volte a proteggere l'attività del Gruppo da tali fluttuazioni o cambiamenti normativi. L'impossibilità di rispondere adeguatamente alla fluttuazione dei prezzi dell'energia o a cambiamenti normativi riguardanti il regime incentivante o il prezzo dell'energia potrebbe avere effetti negativi sui risultati, sulle prospettive, nonché sulla situazione patrimoniale, economica e finanziaria del Gruppo. Inoltre, eventuali cambiamenti che incidano sul prezzo dell'energia elettrica potrebbero rendere i progetti in sviluppo non profittevoli e pertanto non realizzabili.

Un abbassamento dei prezzi di vendita potrebbe pertanto influenzare negativamente l'ammontare dell'incentivo corrisposto, con possibili effetti negativi sull'operatività e sulla situazione economica, patrimoniale e/o finanziaria del Gruppo.

Per ulteriori informazioni si rimanda al Capitolo VI del Documento di Registrazione.

B.6 Rischi connessi ai profili autorizzativi degli impianti

La progettazione, la costruzione e la gestione di impianti per la produzione di energia da fonti rinnovabili e delle relative opere di connessione alla rete elettrica sono attività altamente regolamentate (anche a livello regionale), che richiedono l'ottenimento di numerose approvazioni, pareri e permessi da parte di amministrazioni pubbliche, enti e Autorità, ciascuno responsabile della valutazione del progetto (anche

attraverso le procedure di valutazione di impatto ambientale) e del rilascio delle relative autorizzazioni, nulla osta, licenze e approvazioni comprese, a titolo esemplificativo, concessioni, autorizzazioni uniche per la costruzione e l'esercizio degli impianti, le autorizzazioni sismiche e, ove necessarie, autorizzazioni paesaggistiche. Si segnala che, alla Data del Documento di Registrazione non sono pendenti procedimenti di autorizzazione degli impianti in esercizio ovvero altre procedure di controllo o verifica da parte delle autorità di settore.

In ragione dell'*iter* amministrativo necessario per il rilascio dei titoli sopramenzionati, il Gruppo potrebbe non essere in grado di ottenere tutti i necessari provvedimenti ovvero potrebbe ottenerli sostenendo costi maggiori di quelli preventivati e/o impiegando tempi maggiori di quelli previsti, con possibili effetti negativi, anche significativi, sulla situazione patrimoniale, economica e finanziaria della Società e del Gruppo. Inoltre, il mancato ottenimento di tutti i titoli autorizzativi necessari per la costruzione e l'esercizio degli impianti potrebbe comportare la necessità di avviare apposite procedure di sanatoria, e/o conseguenze sull'operatività degli impianti, nonché sanzioni di natura amministrativa e/o penale. Peraltro, il ritardo nell'ottenimento dei titoli necessari alla costruzione e all'operatività degli impianti potrebbe non consentire l'entrata in esercizio dei medesimi in tempi utili ai fini della percezione degli incentivi statali (per ulteriori informazioni in merito ai rischi connessi ai programmi di incentivazione nazionale si rinvia al precedente Paragrafo B.1 del Documento di Registrazione).

Si segnala che, i titoli autorizzativi ottenuti per la realizzazione e l'esercizio degli impianti normalmente includono prescrizioni di varia natura, il cui mancato adempimento potrebbe comportare l'irrogazione di sanzioni pecuniarie da parte delle autorità pubbliche competenti o, in determinati casi predeterminati, la decadenza degli stessi titoli autorizzativi. Ai fini della realizzazione ed esercizio degli impianti generalmente vengono stipulate anche convenzioni con enti locali o altre pubbliche amministrazioni o soggetti istituzionali, dalle quali possono derivare oneri ed obblighi di vario genere in capo alla società. Infine, è previsto che al termine della validità dell'autorizzazione i titolari degli impianti debbano procedere alla dismissione degli stessi e al ripristino del sito in condizioni analoghe allo stato originario. A tal fine vengono solitamente rilasciate apposite fidejussioni a garanzia dell'effettiva dismissione e del ripristino del sito; nel caso in cui le garanzie rilasciate abbiano durata inferiore alla vita utile degli impianti, le stesse sono rinnovate alla scadenza.

Il mancato adempimento degli obblighi previsti in tali convenzioni potrebbe inoltre comportare un rischio di contestazioni da parte degli enti locali, eventualmente superabili con accordi transattivi, ovvero da risolvere in sede giurisdizionale.

Per ulteriori informazioni si rimanda al Capitolo VI del Documento di Registrazione.

B.7 Rischi connessi al reperimento di Turbine Eoliche e dei relativi componenti ed alla fluttuazione dei prezzi di mercato degli stessi

Sebbene alla Data del Documento di Registrazione il mercato delle Turbine sia caratterizzato da un eccesso di offerta, nel periodo compreso tra il 2006 e il 2009 si è registrato un incremento della domanda di Turbine Eoliche e dei relativi componenti rispetto all'offerta.

FATTORI DI RISCHIO

Nel caso in cui si verificassero nuovamente condizioni di mercato per le quali i fornitori di Turbine si trovassero ad avere difficoltà a soddisfare la domanda, potrebbero verificarsi ritardi nella fornitura delle Turbine, peggioramenti nelle condizioni di pagamento ovvero un aumento del prezzo. Tali condizioni di mercato potrebbero a loro volta comportare un ritardo nel completamento dei progetti in costruzione e dei progetti a breve termine del Gruppo. Al riguardo si segnala che tutti i Parchi Eolici del Gruppo hanno sottoscritto contratti per la fornitura di Turbine.

Si segnala che, con riferimento agli esercizi 2016 e 2017 la Società non ha sostenuto costi per il reperimento delle Turbine.

In aggiunta, i produttori di Turbine dipendono a loro volta dai fornitori di componenti come il moltiplicatore, generatori e unità di controllo, i cui arretrati sono aumentati non solo a causa dell'aumento della domanda, ma anche a causa del continuo incremento delle dimensioni e della potenza delle nuove Turbine Eoliche. Nel caso in cui si verifichi una carenza di uno o più di tali componenti, i fornitori di Turbine Eoliche potrebbero non essere in grado di rispettare tempestivamente i loro obblighi nei confronti del Gruppo, con possibili effetti negativi sui risultati, sulle prospettive, nonché sulla situazione patrimoniale, economica e finanziaria del Gruppo.

Nonostante il Gruppo disponga di un parco Turbine abbastanza differenziato tra i fornitori e che gli stessi siano primari operatori del mercato, in caso di malfunzionamenti nell'attività delle Turbine, l'interruzione delle attività da parte di uno dei fornitori di Turbine o l'interruzione del supporto sulle Turbine acquistate, potrebbe comportare ritardi nel ripristino dell'operatività del Parco Eolico ovvero costringere l'Emittente a stipulare contratti di fornitura a condizioni non egualmente vantaggiose, con conseguenti effetti negativi sull'operatività e sulla situazione economica, patrimoniale e/o finanziaria della Società e/o del Gruppo.

Per maggiori dettagli si rimanda al Capitolo VI del Documento di Registrazione.

B.8 Rischi connessi al mancato rinnovo dei contratti con i produttori di Turbine Eoliche relativamente alla gestione e alla manutenzione dei Parchi Eolici del Gruppo ed alle garanzie da essi derivanti.

Il Gruppo fa affidamento su produttori di Turbine Eoliche per gestire ed effettuare la manutenzione dei propri Parchi Eolici. A tal fine, il Gruppo stipula contratti di "Operation and Maintenance" con il produttore della Turbina Eolica al momento dell'acquisto delle Turbine. Ai sensi di tali contratti generalmente i produttori si impegnano ad effettuare (i) la manutenzione ordinaria e straordinaria delle Turbine, (ii) la riparazione o sostituzione dei componenti, e (iii) le procedure di conformità alla normativa, al fine di mantenere il rendimento dell'impianto entro le specifiche progettuali. Tali contratti di O&M sono fondamentali per la gestione continuativa di un Parco Eolico, e solitamente hanno una durata variabile tra cinque e quindici anni.

Ad eccezione del Parco Eolico di Albanella, per il quale la manutenzione viene effettuata sulla base di un contratto con un fornitore che interviene su richiesta di Eolo S.r.l. al manifestarsi di effettive necessità del Parco, per ciascuno dei propri Parchi Eolici il Gruppo ha stipulato un contratto di O&M. I contratti di O&M prevedono delle garanzie da parte dei fornitori in merito alla "disponibilità" dei singoli Parchi Eolici, calcolata generalmente sulla disponibilità media delle Turbine di un Parco Eolico a produrre energia

FATTORI DI RISCHIO

elettrica per un dato periodo. La tabella che segue riporta la disponibilità di Turbine garantita dal fornitore ai sensi dei contratti di O&M con riferimento ai Parchi Eolici di proprietà del Gruppo.

Disponibilità di Turbine garantite	%
Callari	97%
Ciorlano	95%
Lacedonia	95%
Krupen	95%
Castel di Lucio	97%
San Martino	97%
Ortona	96%
Licodia	95%
San Marco	96%
Agrigento	97%

Qualora la disponibilità media effettiva misurata al termine di un dato periodo sia inferiore alla disponibilità media garantita, il fornitore o l'appaltatore dovrà rimborsare la società che gestisce il Parco Eolico in conformità con i termini e le condizioni generalmente negoziati nei singoli casi, restando inteso che la differenza tra la disponibilità media garantita e il 100% non è assicurata. Il livello di produzione di energia elettrica coperto dalla disponibilità garantita è solitamente inferiore durante i primi dodici mesi di attività del Parco alla luce della circostanza che le Turbine entrano in funzione progressivamente. Inoltre, l'ammontare dei rimborsi da parte del fornitore in forza delle suddette garanzie è soggetto a un tetto massimo, il cui importo può essere pari o inferiore al prezzo annuale pagato per i servizi forniti ai sensi dei contratti O&M. Le perdite superiori a tali tetti saranno a carico del Gruppo.

Con riferimento agli esercizi 2016 e 2017 non sono occorsi mancati rimborsi da parte dei produttori di Turbine e il Gruppo non ha subito perdite eccedenti l'ammontare massimo rimborsabile da parte di tali produttori. Inoltre, si evidenzia che, il Gruppo ha sostenuto costi per le attività di O&M pari a Euro 5,1 milioni per l'esercizio 2017 e Euro 4,4 milioni di Euro per l'esercizio 2016.

L'attività, le prospettive, la condizione finanziaria, economica e patrimoniale e i risultati del Gruppo potrebbero subire sostanziali effetti negativi ove (i) un produttore di Turbine Eoliche non possa o non voglia rinnovare un contratto di O&M, oppure (ii) il Gruppo sia obbligato a rinnovare tale contratto a termini e condizioni che ne aumentino sensibilmente i costi operativi, o (iii) il Gruppo non riesca a rinnovare tale contratto tempestivamente, oppure (iv) il Gruppo non riesca a trovare un fornitore alternativo di servizi di manutenzione e gestione idoneo, oppure (v) il produttore di Turbine Eoliche divenga insolvente o si trovi in una situazione analoga all'insolvenza, ciò anche in considerazione del fatto che i contratti di *project financing* qualificano i succitati eventi come eventi di *default*, al verificarsi dei quali le rispettive banche finanziatrici avranno il diritto a dichiarare la relativa società progetto

decaduta dal beneficio del termine ovvero il diritto di risolvere il, o di recedere dal, contratto, con conseguente obbligo di integrale rimborso del finanziamento.

Inoltre, poiché il numero dei produttori di Turbine Eoliche o di altri fornitori in grado di svolgere tali attività è limitato, il Gruppo potrebbe avere difficoltà nel rinnovare tali contratti a termini e condizioni favorevoli, con possibili effetti negativi sui risultati, sulle prospettive, nonché sulla situazione patrimoniale, economica e finanziaria del Gruppo.

Per maggiori dettagli si rimanda al Capitolo VI del Documento di Registrazione.

B.9 Rischi connessi allo sviluppo tecnologico

Le tecnologie utilizzate nell'ambito della produzione di energia da fonti rinnovabili, con particolare riferimento a quelle relative all'energia eolica, sono in continua evoluzione e sono soggette a mutamenti rapidi e a un costante processo di miglioramento. Sebbene le tecnologie e i materiali utilizzati rappresentino il miglior stato dell'arte al momento della costruzione degli impianti e dei Parchi Eolici del Gruppo, non è possibile garantire che tali mezzi assicurino un funzionamento efficiente dell'impianto e/o del Parco Eolico per tutta la durata della vita utile degli stessi.

Al fine di mantenere competitivo il costo dell'energia prodotta e di sviluppare le proprie attività, il Gruppo potrebbe quindi essere costretto a sopportare i costi connessi alla sostituzione o al rinnovo di alcuni materiali e/o di nuove tecnologie. Inoltre, si segnala che, per continuare a beneficiare degli incentivi statali per la distribuzione dell'energia elettrica, le modifiche da effettuare sugli impianti già in opera devono essere conformi a quanto previsto nella normativa applicabile sulla base della quale l'impianto ha ottenuto il diritto all'incentivazione.

Qualora l'Emittente non fosse in grado di reperire sul mercato le tecnologie e gli *assets* necessari a migliorare le proprie prestazioni operative, il Gruppo potrebbe dover modificare o ridurre i propri obiettivi ovvero vedere ridotta l'efficienza dei propri impianti, con conseguenti effetti negativi sull'attività e sulla situazione economica, patrimoniale e/o finanziaria del Gruppo.

Per ulteriori informazioni si rimanda al Capitolo VI del Documento di Registrazione.

B.10 Rischi connessi all'allaccio degli impianti alla rete elettrica

L'energia elettrica prodotta dagli impianti del Gruppo è immessa nella rete di trasmissione e venduta sul mercato. Pertanto il Gruppo, nello svolgimento della propria attività, è condizionato dalla vicinanza dell'impianto alla rete elettrica, dalla stabilità e affidabilità della stessa e delle strutture che collegano gli impianti alla rete. Al riguardo si segnala che l'allaccio alla rete di trasmissione nazionale è essenziale per lo svolgimento dell'attività del Gruppo.

Il diritto di accesso alla rete è soggetto alle condizioni economiche previste dai relativi regolamenti emessi dall'Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente, che prevedono, in particolare, il pagamento di un corrispettivo di connessione da pagare *una tantum*, propedeutico alla firma del contratto stesso; al riguardo, nel corso degli esercizi 2016 e 2017 Alerion non ha richiesto l'allaccio di alcun impianto alla rete elettrica e pertanto non ha sopportato costi nei confronti di Terna S.p.A. Con

FATTORI DI RISCHIO

riferimento ai Parchi Eolici i cui diritti di autorizzazione sono detenuti dalle SPV Conferite, si segnala che, alla Data del Documento di Registrazione, sono stati sostenuti costi di allaccio alla rete elettrica per un importo complessivo pari a circa Euro 184 migliaia.

Il Gruppo ha stipulato accordi con il gestore della rete nazionale di trasmissione Terna S.p.A. competente per l'accesso alla rete che regola i reciproci obblighi tra le parti, ad eccezione del Parco Eolico di Albanella, che ha una potenza installata lorda inferiore a 10 MW (pari ad 8,5 MW) e, pertanto, immette l'energia elettrica attraverso un collegamento al sistema di distribuzione di proprietà di, e gestito da, Enel Distribuzione S.p.A. In particolare il Gruppo, con la firma dei contratti di connessione, assume l'impegno alla realizzazione dell'impianto secondo le caratteristiche tecniche indicate dal gestore di rete, impegnandosi, attraverso la sottoscrizione dei regolamenti di esercizio, a seguire precisi criteri di esercizio dell'impianto in assetto normale ed in situazioni di emergenza, oltreché a seguire precise procedure in caso di esecuzione di lavori, siano essi programmati o necessari a seguito di guasti o situazioni di pericolo.

I contratti di connessione alla rete elettrica non hanno una scadenza definita, in quanto hanno una durata pari a tutto il tempo in cui l'impianto rimane in esercizio.

Sebbene tali accordi garantiscano al Gruppo la corretta immissione dell'energia prodotta nella rete potrebbero in ogni caso verificarsi congestioni, incidenti o interruzioni delle operazioni dovuti a manutenzione oppure a guasti nel funzionamento delle strutture di trasmissione che potrebbero limitare la quantità di elettricità distribuita dal Gruppo. Si segnala che, nel corso degli esercizi 2016 e 2017 non si sono verificati congestioni, incidenti o interruzioni delle operazioni dovuti a manutenzione oppure a guasti nel funzionamento delle strutture di trasmissione.

Inoltre, al fine di accedere alla rete, gli impianti del Gruppo devono soddisfare e mantenere determinati requisiti tecnici ed economici imposti dall'autorità, da Terna S.p.A. o da Enel Distribuzione S.p.A., in caso contrario ne può essere disposta la disconnessione dalla rete o la sospensione dell'accesso (per maggiori informazioni in merito ai requisiti tecnici ed economici per l'accesso alla rete si rinvia al Capitolo VI, Paragrafo 6.2.2, del Documento di Registrazione). In particolare, Terna S.p.A., in qualità di responsabile del servizio di connessione e dispacciamento, rappresenta il soggetto che assicura la trasmissione e il dispacciamento dell'energia alla rete di trasmissione nazionale e con la quale tutte le SPV con potenza installata lorda superiore a 10 MW hanno sottoscritto il contratto di connessione e il regolamento di esercizio con i quali vengono disciplinate modalità, termini, condizioni e obblighi per la connessione e l'esercizio degli impianti e il trasporto dell'energia elettrica prodotta. Ai sensi del contratto di connessione stipulato fra le SPV e Terna S.p.A., quest'ultima in qualità di gestore della rete di trasmissione nazionale, al fine di garantire la sicurezza e la continuità del servizio elettrico, può imporre limitazioni di esercizio agli impianti del Gruppo. Nel corso degli esercizi 2016 e 2017, le società del Gruppo hanno subito azioni di rimodulazione e/o limitazioni da parte di Terna S.p.A., con impatti sui ricavi non significativi e limitati, anche per effetto dell'attivazione delle convenzioni per la valorizzazione della mancata produzione eolica ai sensi della delibera dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas ARG/elt 5/2010.

La sospensione dell'accesso non è disciplinata dal contratto di connessione alla rete elettrica, ma viene determinata, unitamente alla durata della stessa, a discrezione del gestore della rete, in base alla gravità

della violazione e alla possibilità che questa possa compromettere la continuità e la sicurezza del sistema elettrico.

L'eventuale disconnessione e/o sospensione dalla rete elettrica determina l'impossibilità per il Gruppo di produrre e dispacciare energia, con conseguenti impatti negativi sulla generazione dei ricavi e dei flussi operativi a sostegno dell'indebitamento del Gruppo, nonché sulla determinazione dei corrispettivi di Sbilanciamento (ovvero gli oneri per l'immissione in rete di elettricità in maniera discontinua e non prevedibile. Per maggiori informazioni *cf.* Capitolo VI, Paragrafo 6.2.2, del Documento di Registrazione), che possono dipendere dalla differenza, ora per ora, tra la misura dell'energia immessa nel sistema elettrico in un dato giorno e il programma finale di immissione di energia. Al riguardo si sottolinea che, ai sensi dei contratti stipulati con le Società di *Trading*, le Società di *Trading* hanno stipulato i contratti di dispacciamento con Terna S.p.A. e pertanto gli eventuali corrispettivi di Sbilanciamento sono sopportati esclusivamente dalle Società di *Trading* in qualità di utenti del dispacciamento.

Inoltre, non è possibile escludere che Terna S.p.A., Enel Distribuzione S.p.A. o le società di distribuzione locali non adempiano alle proprie obbligazioni contrattuali riguardanti la trasmissione o la distribuzione oppure che recedano dal relativo contratto.

Il verificarsi delle predette circostanze potrebbe determinare impatti negativi sulla situazione finanziaria, economica e patrimoniale della Società e del Gruppo.

Per ulteriori informazioni si rinvia al Capitolo VI, Paragrafo 6.1.5, del Documento di Registrazione.

B.11 Rischi connessi ai crediti per la vendita di energia elettrica

Con riferimento agli impianti che godono di una tariffa incentivante, le società del Gruppo ricevono periodicamente dal GSE l'ammontare totale dell'incentivo maturato nel periodo di riferimento per la vendita dell'energia elettrica prodotta e venduta sul mercato. Si segnala che, ad eccezione del Parco Eolico di Albanella, i cui incentivi sono venuti a scadenza nel febbraio 2016, tutti i Parchi Eolici del Gruppo godono della tariffa incentivante (*cf.* Capitolo VI, Paragrafo 6.1.2 del Documento di Registrazione).

In particolare, si segnala che gli impianti del Gruppo sono incentivati e pertanto il GSE è tenuto a corrispondere l'ammontare dell'incentivo dovuto entro l'ultimo giorno lavorativo del secondo trimestre successivo a quello di competenza. Al 31 dicembre 2017 i crediti del Gruppo nei confronti del GSE erano pari a circa Euro 16 milioni.

In caso di ritardato pagamento totale o parziale, sugli importi spettanti, il GSE è tenuto a versare gli interessi moratori per ogni giorno di effettivo ritardo, calcolati al tasso legale di interesse, fissato ai sensi dell'art. 1284 c.c.

Sebbene, alla Data del Documento di Registrazione, non si siano mai verificati ritardi ovvero mancati pagamenti degli importi spettanti da parte del GSE, il Gruppo è esposto al rischio che il GSE possa non onorare i crediti maturati dalle società del Gruppo; l'eventuale ritardato o mancato versamento degli importi da parte del GSE potrebbe avere effetti negativi sulla situazione economica, patrimoniale e/o finanziaria della Società e del Gruppo.

Inoltre, il Gruppo realizza la vendita di energia elettrica prodotta da tutti i Parchi Eolici attraverso contratti bilaterali di durata annuale, senza rinnovo automatico, stipulati dalle SPV che detengono i Parchi Eolici produttori di energia elettrica con primarie Società di *Trading*. Ai sensi di tali contratti, le SPV si obbligano a vendere l'energia prodotta esclusivamente alle predette Società di *Trading* a fronte di un corrispettivo calcolato sulla base del prezzo di mercato. Si segnala che al 31 dicembre 2017 i crediti del Gruppo nei confronti delle Società di *Trading* erano pari a circa Euro 2,7 milioni.

I contratti con le Società di *Trading* prevedono che il pagamento sia effettuato entro la fine del mese successivo a ciascun mese di fornitura e che le Società di *Trading* costituiscano garanzie autonome bancarie a prima richiesta in favore delle SPV a garanzia dell'esatto adempimento delle obbligazioni di pagamento. Inoltre, in caso di ritardo nell'esecuzione dei pagamenti sono previsti interessi di mora a carico delle Società di *Trading*.

Nel caso in cui i rapporti con le Società di *Trading* si dovessero deteriorare, il Gruppo potrebbe dover decidere di risolvere i contratti di vendita di energia elettrica in essere. In tale circostanza il Gruppo potrebbe incontrare difficoltà nell'individuazione di controparti con adeguato *standing* nonché nella negoziazione di termini e condizioni egualmente vantaggiosi rispetto agli accordi di cui è parte, con conseguenti effetti negativi sulla situazione economica, patrimoniale e/o finanziaria della Società e del Gruppo.

Per ulteriori informazioni si rimanda al Capitolo VI del Documento di Registrazione.

B.12 Rischi connessi al grado di competitività del settore

Il settore della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili è caratterizzato da forte competitività, sia in relazione alla ricerca dei siti idonei per la realizzazione degli impianti, sia con riferimento alle tecnologie utilizzate nella costruzione degli stessi. In particolare, con riferimento al settore eolico, sulla base di elaborazioni della Società sui dati del Rapporto ANEV 2017, il Gruppo Alerion è settimo in Italia per potenza installata.

In particolare, la capacità dei *competitor* del Gruppo di sviluppare nuove tecnologie ovvero di stringere accordi più vantaggiosi con i propri fornitori nonché la capacità degli stessi di reperire risorse finanziarie ad un costo meno elevato potrebbero limitare le possibilità del Gruppo di accrescere la propria quota di mercato ovvero indurre il Gruppo a modificare i propri obiettivi.

Inoltre, il Gruppo compete principalmente per un numero limitato di siti che sono disponibili per i Parchi Eolici, e per la fornitura di componenti e attrezzature chiave per i Parchi Eolici costruiti dal Gruppo.

Il verificarsi di tali circostanze potrebbe comportare effetti negativi, anche significativi, sull'attività e sulla situazione economica, patrimoniale e/o finanziaria del Gruppo.

Per ulteriori informazioni si rimanda al Capitolo VI, Paragrafo 6.2, del Documento di Registrazione.

B.13 Rischi correlati alla limitata disponibilità di siti idonei per la costruzione di Parchi Eolici

L'installazione di impianti per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili è soggetta a diversi vincoli, quali le condizioni orografiche e morfologiche del territorio, la possibilità e i limiti di connessione

FATTORI DI RISCHIO

degli impianti alle reti di distribuzione di energia elettrica locali e nazionali e i vincoli ambientali, anche di tipo paesaggistico, presenti nel territorio (come la vicinanza a centri abitati o a zone protette ai sensi della legislazione nazionale e/o locale).

Inoltre, l'incremento degli impianti di generazione di energia rinnovabile installati e l'incremento della concorrenza nella ricerca di tali siti comporta una diminuzione del numero dei siti disponibili. Per tali ragioni, il numero di siti disponibili per l'installazione degli impianti per la produzione di energia da fonti rinnovabili è limitato e tale ridotta disponibilità rappresenta un limite allo sviluppo reddituale del Gruppo.

Dopo aver individuato un sito operativo adatto, ottenere i diritti fondiari necessari (tra i quali i diritti di accesso, arretramento e altre servitù) richiede trattative con i proprietari. Tali trattative possono protrarsi per un lungo periodo di tempo, non sempre si concludono positivamente e a volte richiedono concessioni economiche non previste originariamente.

Qualora si riducesse in maniera rilevante la disponibilità di siti utilizzabili per lo sviluppo di progetti caratterizzati da un'elevata redditività, ovvero si aggravasse l'*iter* connesso al rilascio delle autorizzazioni necessarie per la costruzione di Parchi Eolici, l'Emittente potrebbe trovarsi in futuro a dover modificare o ridurre i propri obiettivi di sviluppo, ponendo limiti alla propria attività di investimento; una ulteriore riduzione dei siti disponibili potrebbe portare la Società a ripensare la propria strategia di sviluppo, con conseguenti possibili effetti negativi sull'attività e sulla situazione economica, patrimoniale e/o finanziaria del Gruppo.

Per ulteriori informazioni si rinvia al Capitolo VI del Documento di Registrazione.

V. INFORMAZIONI SULLA SOCIETÀ

5.1 Storia ed evoluzione della Società

Le origini

Alerion nasce dal conferimento, avvenuto il 28 febbraio 2003, di IBI International Business Advisors Investment NV in Fincasa 44 S.p.A. (società di consulenza finanziaria, fiscale e commerciale, operativa in particolare nel settore immobiliare, costituita il 5 dicembre 1977 come società a responsabilità limitata e successivamente trasformata in società per azioni, le cui azioni erano quotate sul Borsa Italiana dal 1992) ai fini della sottoscrizione di un aumento di capitale con esclusione del diritto di opzione. L'assemblea dei soci di Fincasa 44 S.p.A., aveva deliberato, in tale contesto, anche il cambiamento della denominazione sociale da Fincasa 44 S.p.A. in "Alerion Industries S.p.A." e il trasferimento della sede sociale a Milano, in Via Durini 16/18.

L'aumento di capitale con esclusione del diritto di opzione è stato realizzato mediante l'emissione di n. 166.666.666 nuove azioni attribuite ai soci conferenti in proporzione alle partecipazioni da questi ultimi detenute nel capitale sociale della società conferita.

Nel corso del febbraio 2003, l'Emittente ha deliberato un ulteriore aumento del capitale sociale ai sensi dell'art. 2441 c.c. da offrire in opzione ai propri azionisti, ad esito del quale sono state sottoscritte complessivamente n. 40.010.256 nuove azioni dell'Emittente, pari al 10% del capitale sociale.

A completamento delle operazioni sopra descritte, il 19 marzo 2003, tutti i soci conferenti (Fintad International S.A., AABAAC Beheer B.V., Caporale Vittorio, Ambrosi Alessandra, Colleoni Gastone, Garretpark N.V., Financière Phone 1690 S.A., Astrim S.p.A., Naggi Giancamillo, Mattei Silvana, Rossini Ambrogio, Rossini Emanuele, Aladar S.A., Muisca S.A.), IBI HOLDING B.V. ed altri soci a tale data dell'Emittente (Banca Monte dei Paschi di Siena S.p.A., Lloyd Adriatico S.p.A., Commerfin S.p.A., SIAS S.p.A., ATAHOTELS S.p.A., Finmatica S.p.A., Camomille Ltd) hanno sottoscritto un patto parasociale, rilevante ai sensi dell'art. 122 del TUF, relativo alla totalità delle azioni dell'Emittente dagli stessi detenute (dedotte n. 10.000.000 azioni detenute dal socio conferente AABAAC Beheer B.V. e dallo stesso non conferite nel patto), ad esito del quale si sono venuti a creare i presupposti per la promozione di un'offerta pubblica di acquisto sulle azioni ordinarie dell'Emittente. L'obbligo solidale delle parti del patto parasociale di promuovere l'offerta pubblica di acquisto è stato adempiuto da IBI HOLDING B.V. nell'aprile del 2003. L'offerta pubblica di acquisto non era finalizzata alla revoca della quotazione delle azioni dell'Emittente, le cui azioni hanno continuato ad essere quotate sul MTA.

Nel 2004, l'Emittente ha avviato l'attività di investimento nel settore delle energie rinnovabili, e nel 2005 ha costituito AER. Dal 2006 al 2008, il Gruppo ha ceduto le proprie partecipazioni nelle società non ricollegabili al settore delle energie rinnovabili per concentrarsi principalmente in tale settore.

Con delibera dell'assemblea straordinaria del 29 aprile 2009, l'Emittente ha cambiato la propria denominazione sociale in "Alerion Clean Power S.p.A.".

Nel 2011, ha focalizzato ulteriormente le proprie attività nel settore eolico, espandendosi anche sui mercati internazionali con l'acquisto di una quota del 51% del Parco Eolico di Krupen, in Bulgaria.

Tra il 2011 e il 2013, il Gruppo ha ceduto progressivamente tutte le proprie partecipazioni in impianti diversi da quelli eolici (ossia, fotovoltaici e a biomasse) e nel 2013 ha ampliato le proprie attività nel settore della costruzione di impianti per conto terzi, offrendo servizi di ingegneria, approvvigionamento dei materiali e costruzione.

Le offerte pubbliche di acquisto

In data 28 agosto 2016, il consiglio di amministrazione di FGP ha deliberato all'unanimità di promuovere, tramite la società internamente controllata FGPA, un'offerta pubblica di acquisto volontaria parziale ai sensi e per gli effetti dell'art. 102 del TUF, avente ad oggetto massime n. 13.030.123 azioni ordinarie Alerion, pari al 29,90% del capitale sociale sottoscritto e versato dell'Emittente, ad un prezzo di Euro 1,90 per azione (l'"**Offerta FGPA**").

Successivamente all'avvio del periodo dell'Offerta FGPA, la società Eolo Energia S.r.l. ha comunicato al mercato, in data 12 ottobre 2016, l'intenzione di promuovere un'offerta pubblica di acquisto volontaria totalitaria su n. 43.579.004 azioni ordinarie della medesima società Alerion, rappresentative del 100% del capitale sociale della stessa, ad un prezzo di Euro 2,46 per ciascuna azione Alerion, qualificando tale offerta come "concorrente" rispetto all'Offerta FGPA.

Preso atto della concorrente offerta promossa da Eolo Energia S.r.l., in data 28 ottobre 2016, FGPA ha diffuso al mercato un comunicato concernente la propria volontà di incrementare il corrispettivo dell'Offerta FGPA, da Euro 1,90 ad Euro 2,60 per ciascuna azione Alerion, ferma restando la soglia massima acquistabile del 29,90% del capitale sociale di Alerion. Conseguentemente, in data 3 novembre 2016, FGPA ha pubblicato un supplemento al documento di offerta, con il quale ha fornito al mercato informazioni aggiornate in merito a: (i) l'incremento del corrispettivo offerto ad Euro 2,60; (ii) l'allineamento del periodo di adesione a quello dell'offerta promossa da Eolo Energia S.r.l. e (iii) il numero residuo delle azioni oggetto dell'Offerta FGPA, pari al 4,53% del capitale sociale di Alerion e non più al 29,90%.

In pendenza dell'Offerta FGPA, nel periodo compreso tra il 28 ottobre 2016 e il 29 novembre 2016, FGPA ha comunicato al pubblico di aver acquistato fuori mercato complessivamente n. 12.280.303 azioni Alerion, pari al 28,18% del capitale sociale della stessa.

In data 8 dicembre 2016, FGPA ha reso noti i risultati definitivi dall'Offerta FGPA. In particolare, sono state portate in adesione all'Offerta FGPA n. 1.899.753 azioni Alerion, pari al 4,36% del capitale sociale della stessa, per un controvalore complessivo pari a Euro 4.939.357,80. Pertanto, ad esito dell'Offerta FGPA, anche alla luce degli acquisti effettuati al di fuori dell'Offerta FGPA e del criterio di riparto applicato, FGP, attraverso la società controllata FGPA, è divenuta titolare di una partecipazione pari al 29,36% del capitale sociale di Alerion.

In data 24 gennaio 2017 e, nuovamente, in data 8 marzo 2017, FGP ha promosso un'offerta pubblica di scambio volontaria totalitaria avente ad oggetto n. 30.782.275 azioni ordinarie

Alerion, pari al 70,64% del capitale sociale sottoscritto e versato dell'Emittente, avente quale corrispettivo n. 1 strumento partecipativo di natura obbligazionaria di nuova emissione del valore nominale di Euro 3,00 per ciascuna azione Alerion portata in adesione dell'offerta di scambio (l'“**Offerta di Scambio**”).

Con delibera n. 20023 del 5 giugno 2017 (la “**Delibera 20023**”), Consob ha sospeso l'Offerta di Scambio e successivamente, in data 18 settembre 2017, con la delibera n. 20117 (la “**Delibera 20117**”), Consob ha, tra l'altro, (i) accertato l'esistenza di un patto parasociale tra FGP e Stafil S.p.A. rilevante ai sensi dell'art. 122, commi 1 e 5, lett. c), del TUF, avente ad oggetto l'acquisto di azioni e il successivo esercizio del voto nell'assemblea di Alerion del 30 gennaio 2017, quantomeno a partire dal 9 dicembre 2016, e comunque di un'azione di concerto ai sensi dell'art. 101 – *bis*, comma 4, del TUF tra i medesimi soggetti con la finalità di acquisire il controllo di Alerion, attraverso la nomina della maggioranza del Consiglio di Amministrazione della società quotata, (ii) accertato il superamento congiunto da parte di FGP e Stafil S.p.A., per effetto degli acquisti effettuati da Stafil S.p.A. in data 28 dicembre 2016, della soglia rilevante del 30% del capitale sociale di Alerion di cui all'art. 106, comma 1, del TUF (più precisamente, raggiungendo il 30,019%) con il conseguente obbligo di promuovere un'offerta pubblica di acquisto totalitaria al prezzo di Euro 2,90 per ciascuna azione Alerion, ai sensi del combinato disposto degli artt. 106, comma 1, e 109, comma 1, del TUF, obbligo non adempiuto nei termini di legge (entro 20 giorni dalla predetta data del 28 dicembre), (iii) accertato la violazione degli artt. 102, comma 1, del TUF e 37 del Regolamento Emittenti in relazione alla mancata indicazione, nel comunicato relativo all'Offerta di Scambio, reso noto al mercato da FGP in data 8 marzo 2017 (facente seguito ad analoga comunicazione effettuata in data 24 gennaio 2017) dell'esistenza del concerto, del numero complessivo di azioni detenute dall'offerente e dalle persone che agiscono di concerto, nonché del conseguente obbligo di promuovere l'offerta ai sensi dei citati artt. 106 e 109 del TUF e (iv) imposto a FGP e Stafil S.p.A., ai sensi dell'art. 110, comma 1 – *bis*, del TUF, di promuovere l'offerta obbligatoria sulle azioni Alerion non detenute dalle società medesime, congiuntamente considerate, al prezzo di Euro 2,90 per azione, nel termine di venti giorni dal ricevimento della delibera medesima e pertanto a decorrere dal 18 settembre 2017. Con la Delibera 20117 la Consob ha altresì dichiarato decaduta l'Offerta di Scambio.

In data 26 settembre 2017, FGP ha comunicato al mercato la propria intenzione di promuovere un'offerta pubblica volontaria totalitaria ai sensi dell'art. 102 del TUF sulle n. 30.782.275 azioni Alerion pari al 70,64% del capitale sociale sottoscritto e versato dell'Emittente (l'“**Offerta Pubblica**”). Tenuto conto che l'Offerta Pubblica era totalitaria e incondizionata e che il corrispettivo offerto, pari a Euro 3,00 per azione, era superiore a quello di Euro 2,90 indicato da Consob con la Delibera 20117, la promozione dell'Offerta Pubblica ha assolto e assorbito l'obbligo di promuovere l'offerta obbligatoria imposto da Consob con la Delibera 20117.

Pertanto, ad esito dell'Offerta Pubblica, FGP è divenuta titolare complessivamente di n. 36.605.292 azioni Alerion, pari a circa l'84% del capitale sociale dell'Emittente.

In data 16 novembre 2017, FGP ha presentato ricorso al TAR Lazio per l'annullamento della Delibera 20023 e della Delibera 20117 lamentando, tra l'altro, l'erronea interpretazione degli elementi fattuali posti alla base dell'asserita esistenza di un patto parasociale tra FGP e Stafil S.p.A.

ai sensi dell'art. 122, commi 1 e 5, del TUF, e dell'asserito concorso tra le stesse ai sensi dell'art. 101-bis, comma 4, e 109, comma 1, del TUF, da cui discenderebbe, secondo la Consob, il superamento della soglia del 30% del capitale sociale di Alerion. La Delibera 20117 è stata impugnata al TAR Lazio anche da Stafil S.p.A. I suddetti giudizi amministrativi sono tutt'ora pendenti.

Successivamente, in data 14 marzo 2018, la Consob ha avviato un procedimento sanzionatorio, tutt'ora in corso, ai sensi dell'art. 195, comma 1, del TUF, nei confronti di FGP e dei Signori Josef Gostner, Thomas Gostner e Ernst Gostner (quest'ultimi in qualità di esponenti aziendali di FGP ai sensi degli artt. 192, comma 2-bis, e 193, comma 2.2, del TUF), contestando l'asserita violazione degli artt. 122, commi 1 e 5, del TUF, degli artt. 106, comma 1, e 109, comma 1, del TUF, degli artt. 102, comma 1, del TUF e 37 del Regolamento Emittenti e degli artt. 110, comma 1, e 122, comma 4, del TUF. Si segnala che Alerion non è parte del procedimento sanzionatorio avviato da Consob.

L'Aumento di Capitale e l'Acquisto Crediti

In data 23 febbraio 2018, il Consiglio di Amministrazione di Alerion ha deliberato di proporre all'Assemblea degli azionisti del 6 aprile 2018, tra l'altro, l'approvazione dell'Aumento di Capitale inscindibile e a pagamento per un importo complessivo pari ad Euro 24.799.999,25, con esclusione del diritto di opzione, ai sensi dell'art. 2441, comma 4, primo periodo, cod. civ., con emissione di n. 7.630.769 nuove azioni ordinarie, al prezzo unitario di Euro 3,25, con godimento regolare e aventi le medesime caratteristiche di quelle già in circolazione alla data di emissione, da liberarsi, entro il termine del 30 giugno 2018, mediante il conferimento in natura, da parte di FGP e di Pro-Invest, dell'intero capitale sociale di Eolica PM S.r.l., Fri-El Albareto S.r.l. e Green Energy Sardegna S.r.l., ciascuna titolare della autorizzazione per la costruzione di un Parco Eolico in fase di realizzazione, ubicati in Sardegna, Emilia Romagna e Campania, per un totale complessivo di 102,4 MW di nuova potenza eolica (*cf.* Capitolo VI, Paragrafo 6.1.3, del Documento di Registrazione).

Il valore attribuito da FGP alle partecipazioni oggetto di conferimento è rispettivamente pari a:

- Euro 15.800.000,00 con riferimento a Eolica PM S.r.l.;
- Euro 3.100.000,00 con riferimento a Fri-El Albareto S.r.l.;
- Euro 5.900.000,00 con riferimento a Green Energy Sardegna S.r.l.

La congruità delle metodologie di stima ai fini della valutazione delle partecipazioni oggetto di conferimento è stata attestata (i) da EY S.p.A., in qualità di esperto indipendente nominato dal Comitato Parti Correlate di Alerion, nella *fairness opinion* rilasciata in data 22 febbraio 2018 e (ii) da PricewaterhouseCoopers S.p.A., in qualità di esperto indipendente nominato dai conferenti ai sensi e per gli effetti dell'art. 2343-ter, comma 2, lettera b), cod. civ., nella propria relazione di stima resa in data 13 marzo 2018. Con riferimento al punto (ii) che precede, si evidenzia che le risultanze di PricewaterhouseCoopers S.p.A. sono basate sulle situazioni contabili delle SPV Conferite redatte secondi i principi contabili italiani.

Ai sensi del Regolamento Parti Correlate e della Procedura Parti Correlate di Alerion, l'Aumento di Capitale, l'Acquisto Crediti e l'Accordo Quadro si qualificano come "operazione con parti correlate di maggiore rilevanza". Per tale ragione, la proposta di Aumento di Capitale deliberata dal Consiglio di Amministrazione del 23 febbraio 2018 è stata assunta con il parere favorevole del Comitato per le Operazioni con Parti Correlate dell'Emittente, con il supporto di EY S.p.A. quale *advisor* finanziario di primario *standing* e indipendente, in data 23 febbraio 2018, sull'interesse della Società alla realizzazione dell'Aumento di Capitale nonché sulla convenienza e sulla correttezza sostanziale delle relative condizioni.

Al riguardo si evidenzia che l'Accordo Quadro rappresenta un atto esecutivo di quanto previsto nella relazione illustrativa predisposta dal Consiglio di Amministrazione alla proposta di Aumento di Capitale del 23 febbraio 2018 e nel parere rilasciato dal Comitato per le Operazioni con Parti Correlate dell'Emittente, senza mutarne i termini economici né modificarne il rationale o la finalità. Conseguentemente, la redazione dell'Accordo Quadro, i cui contenuti sono stati oggetto di confronto con il Comitato per le Operazioni con Parti Correlate dell'Emittente per i profili di competenza, non è stata oggetto di una nuova valutazione del medesimo Comitato in ordine alla sussistenza dell'interesse della Società al compimento dell'Aumento di Capitale e alla convenienza e la correttezza sostanziale delle relative condizioni e, pertanto, il Comitato non ha proceduto alla redazione di un nuovo parere né di un aggiornamento del parere. Tutti i componenti del Comitato per le Operazioni con Parti Correlate dell'Emittente hanno partecipato alle riunioni nel corso delle quali sono stati esaminati i contenuti dell'Accordo Quadro.

Inoltre, ai fini dell'Aumento di Capitale Alerion ha ritenuto, ai sensi dell'art. 2440, comma 2, cod. civ., di avvalersi della disciplina di cui agli artt. 2343-*ter* e 2343-*quater* cod. civ. per la stima delle partecipazioni oggetto di conferimento.

In particolare, la disciplina di cui agli artt. 2343-*ter* e 2343-*quater* cod. civ., consente di non richiedere la perizia giurata di stima dei beni conferiti ad opera di un esperto nominato dal Tribunale nel cui circondario ha sede la società conferitaria, qualora il valore attribuito ai beni in natura conferiti, ai fini della determinazione del capitale sociale, sia pari o inferiore al valore risultante da una valutazione effettuata da un esperto indipendente da chi effettua il conferimento, dalla società e dai soci che esercitano individualmente o congiuntamente il controllo sul soggetto conferente o sulla società medesima, nonché dotato di adeguata e comprovata professionalità.

Inoltre, ai sensi dell'art. 2343-*quater* cod. civ., gli amministratori di Alerion hanno rilasciato in data 26 aprile 2018 la dichiarazione contenente le informazioni di cui all'art. 2343-*quater*, comma 3, cod. civ., ossia:

- a) la descrizione dei beni oggetto di conferimento per i quali non si è fatto luogo alla relazione di cui all'art. 2343, comma 1, cod. civ.;
- b) il valore attribuito a detti beni, la fonte di tale valutazione e il metodo di valutazione;
- c) la dichiarazione che tale valore è almeno pari a quello loro attribuito ai fini della determinazione del capitale sociale;

- d) la dichiarazione che non sono intervenuti fatti eccezionali o rilevanti che incidono sulla valutazione di cui alla lett. *b*);
- e) la dichiarazione di idoneità dei requisiti di professionalità e indipendenza dell'esperto di cui all'art. 2343-*ter*, comma 2, lett. *b*), cod. civ.

Si segnala che, per le proprie valutazioni, il Consiglio di Amministrazione di Alerion ha preso a riferimento le situazioni patrimoniali finanziarie redatte dalle SPV Conferite e assoggettate a revisione contabile limitata da KPMG S.p.A.

A seguito dell'approvazione da parte dell'Assemblea del 6 aprile 2018, in ottemperanza agli impegni sottoscritti il 21 febbraio 2018, in data 11 aprile 2018 FGP ha conferito la partecipazione totalitaria detenuta in Eolica PM S.r.l., titolare del Parco Eolico sito in Morcone e Pontelandolfo (BN), e in Fri-El Albareto S.r.l., titolare del Parco Eolico sito in Albareto e Tornolo (PR), nonché la partecipazione pari al 75% del capitale sociale di Green Energy Sardegna S.r.l., titolare del Parco Eolico sito in Villacidro e S. Gavino Monreale (VS). Pro-Invest, a sua volta, ha conferito la partecipazione pari al residuo 25% del capitale sociale di Green Energy Sardegna S.r.l.

Inoltre, contestualmente al conferimento delle SPV Conferite, Alerion ha acquistato da Fri-El i crediti per finanziamenti soci vantati da Fri-El nei confronti delle SPV Conferite, per un importo pari a Euro 13.192 migliaia. Si segnala altresì che la realizzazione degli impianti da parte delle SPV verrà finanziata in via prevalente mediante ricorso ad indebitamento bancario in regime di *project financing* da parte delle SPV Conferite (*cf.* Capitolo V, Paragrafo 5.2, del Documento di Registrazione).

Ai sensi dell'atto di conferimento, FGP e Pro-Invest hanno rilasciato, in favore di Alerion, apposite dichiarazioni e garanzie concernenti le partecipazioni oggetto di conferimento - nonché l'assunzione di connessi obblighi di indennizzo - tali da preservare il valore dell'operazione e i benefici dalla stessa derivanti. Per ulteriori informazioni, *cf.* Capitolo XV, Paragrafo 15.1, del Documento di Registrazione.

Ai sensi dell'art. 2440, comma 6, cod. civ., uno o più soci che rappresentino, e che rappresentavano alla data della delibera, almeno un ventesimo del capitale sociale, possono richiedere una nuova valutazione delle partecipazioni oggetto di conferimento nei trenta giorni successivi al 19 aprile 2018, data di iscrizione nel registro delle imprese del verbale dell'assemblea straordinaria che ha approvato l'Aumento di Capitale. Al riguardo si segnala che la Società non ha ricevuto alcuna richiesta di effettuare una nuova valutazione delle partecipazioni oggetto di conferimento entro il termine di legge.

In data 16 maggio 2018 è stata iscritta presso il competente Registro delle Imprese l'attestazione che l'Aumento di Capitale è stato eseguito *ex art.* 2444 cod. civ.

Infine si segnala che, tra la data del conferimento e la Data del Documento di Registrazione, Alerion ha continuato a mettere a disposizione delle SPV Conferite ulteriori risorse mediante finanziamento soci per un importo pari a circa Euro 15 milioni. Tale ulteriore finanziamento soci rappresenta un'operazione con parti correlate esente dall'applicazione del Regolamento Parti

Correlate e dalla Procedura Parti Correlate della Società in quanto compiuta con società controllate integralmente da Alerion.

5.1.1 Denominazione legale e commerciale della Società

La denominazione dell'Emittente è Alerion Clean Power S.p.A., in forma abbreviata Alerion S.p.A.

5.1.2 Luogo di registrazione della Società e suo numero di registrazione

Alerion è iscritta al Registro delle Imprese di Milano n. 02996890584.

5.1.3 Data di costituzione e durata della Società

Alerion è stata costituita con il conferimento, avvenuto il 28 febbraio 2003, di IBI International Business Advisors Investment NV in Fincasa 44 S.p.A. (società di consulenza finanziaria, fiscale e commerciale, operativa in particolare nel settore immobiliare, costituita il 5 dicembre 1977 come società a responsabilità limitata e successivamente trasformata in società per azioni, le cui azioni erano quotate sul Mercato Telematico Azionario organizzato e gestito da Borsa Italiana dal 1992) ai fini della sottoscrizione di un aumento di capitale con esclusione del diritto di opzione. L'assemblea dei soci di Fincasa 44 S.p.A. aveva deliberato, in tale contesto, anche il cambiamento della denominazione sociale da Fincasa 44 S.p.A. in "Alerion Industries S.p.A." e il trasferimento della sede sociale a Milano, in Via Durini 16/18.

Ai sensi dell'art. 3 dello Statuto, la durata della società è fissata al 31 dicembre 2050 e potrà essere prorogata o anticipatamente sciolta con deliberazione dell'assemblea dei soci.

5.1.4 Domicilio e forma giuridica della Società, legislazione in base alla quale opera, Paese di costituzione, indirizzo e numero di telefono della sede sociale

Alerion è una società per azioni di diritto italiano, costituita in Italia ed operante in base alla legislazione italiana, con sede legale in Milano, viale L. Majno n. 17, numero di telefono +39 02 77 88 901.

Alerion si qualifica come PMI ai sensi dell'art. 1, comma 1, lett. *w-quater*.1), del TUF. In particolare sono "PMI" le piccole e medie imprese, emittenti azioni quotate, il cui fatturato anche anteriormente all'ammissione alle negoziazioni delle proprie azioni sia inferiore a Euro 300 milioni ovvero che abbiano una capitalizzazione di mercato inferiore a Euro 500 milioni. Non si considerano PMI gli emittenti azioni quotate che abbiano superato entrambi i predetti limiti per tre anni consecutivi.

In particolare, il fatturato e la capitalizzazione di mercato di Alerion, per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2017, erano rispettivamente pari a circa Euro 55 milioni e circa Euro 130 milioni.

Il D.L. 24 giugno 2014, n. 91, convertito con modificazioni in Legge 11 agosto 2014, n. 116, ha introdotto alcune disposizioni peculiari applicabili alle società quotate che si qualificano come PMI, di cui si riporta di seguito una sintesi:

(a) *Offerta pubblica di acquisto totalitaria:*

- *Soglia rilevante ai fini del sorgere dell'obbligo (deroga ex lege):* ai sensi dell'art. 106, comma 1-bis, del TUF, la norma che impone l'obbligo di promuovere un'offerta pubblica di acquisto a chiunque superi, a seguito di acquisti, la soglia del 25% (in assenza di altro socio che detenga una partecipazione più elevata) non si applica alle PMI.
- *Soglia rilevante ai fini del sorgere dell'obbligo (deroga statutaria facoltativa):* ai sensi dell'art. 106, comma 1-ter, del TUF, al fine di determinare la percentuale di partecipazione al superamento della quale sorge l'obbligo di promuovere un'offerta pubblica di acquisto, gli statuti delle PMI possono prevedere una soglia diversa da quella del 30% indicata nel comma 1 del medesimo articolo, comunque non inferiore al 25% né superiore al 40%.
- *Consolidamento della partecipazione (deroga statutaria facoltativa):* ai sensi dell'art. 106, comma 3-quater, del TUF, gli statuti delle PMI possono derogare alla previsione in base alla quale l'obbligo di offerta pubblica consegue ad acquisti superiori al 5% o alla maggiorazione dei diritti di voto in misura superiore al 5% dei medesimi, da parte di coloro che già detengono la partecipazione del 30% (ovvero l'eventuale percentuale individuata in statuto dalla PMI) senza detenere la maggioranza dei diritti di voto nell'assemblea ordinaria. Ove adottata, tale deroga può essere mantenuta fino alla data dell'assemblea convocata per approvare il bilancio relativo al quinto esercizio successivo alla quotazione.

Si segnala che l'Emittente non si è avvalso delle deroghe statutarie sopra descritte.

- (b) *Obblighi di comunicazione delle partecipazioni rilevanti:* ai sensi dell'art. 120, comma 2, del TUF, la prima soglia rilevante ai fini degli obblighi di comunicazione delle partecipazioni rilevanti è pari al 5%, anziché al 3%.

5.1.5 *Eventi recenti sostanzialmente rilevanti per la valutazione della solvibilità dell'Emittente*

Fatto salvo quanto indicato al Capitolo V, Paragrafo 5.1, del Documento di Registrazione, l'Emittente ritiene che non sussistano eventi recenti sostanzialmente rilevanti per la valutazione della propria solvibilità.

5.2 Investimenti

5.2.1 *Investimenti in corso di realizzazione*

Alla Data del Documento di Registrazione gli investimenti in corso di realizzazione sono costituiti dalla realizzazione dei Parchi Eolici in proprietà delle SPV Conferite di cui Alerion è divenuta socio unico a esito dell'Aumento di Capitale.

In particolare, gli investimenti totali relativi alle SPV Conferite sono stimati in circa Euro 120,2 milioni – oltre IVA stimata per circa Euro 12 milioni – di cui la maggior parte (pari a circa l'80% dell'investimento) sarà finanziato mediante *project financing*.

Al riguardo si segnala che l'investimento complessivo previsto per ciascun Parco Eolico oggetto di conferimento è stato stimato dall'Emittente sulla base delle ipotesi di seguito riportate e sarà in gran parte completato nel corso del 2018:

- Green Energy Sardegna S.r.l.: per l'installazione di 14 Aerogeneratori Vestas V110 da 2,2 MW, sulla base in particolare dell'accordo di fornitura delle Turbine sottoscritto con Vestas, nonché sulla stima delle opere civili ed elettriche in fase di definizione, l'Emittente stima un investimento complessivo pari a circa Euro 35,9 milioni (IVA esclusa) di cui la maggior parte sarà finanziata mediante ricorso a *project financing*;
- Fri-El Albareto S.r.l.: per l'installazione di 6 Aerogeneratori Vestas V117 da 3,3 MW, sulla base in particolare dell'accordo di fornitura delle Turbine sottoscritto con Vestas, sulla stima delle opere civili ed elettriche in via di definizione, l'Emittente stima un investimento complessivo pari a circa Euro 27,2 milioni (IVA esclusa) di cui la maggior parte sarà finanziata mediante ricorso a *project financing*;
- Eolica PM S.r.l.: per l'installazione di 15 Aerogeneratori Vestas V117 da 3,45 MW, l'Emittente stima un investimento complessivo pari a circa Euro 57,1 milioni (IVA esclusa) di cui la maggior parte sarà finanziata mediante ricorso a *project financing*. Alla Data del Documento di Registrazione l'Emittente ha sottoscritto un contratto per la fornitura dei predetti Aerogeneratori con Vestas.

La Società prevede che i Parchi Eolici di proprietà di Fri-El Albareto S.r.l. e Green Energy Sardegna S.r.l. entreranno in esercizio ad aprile 2019, mentre il Parco Eolico di Eolica PM S.r.l. entrerà in esercizio a luglio 2019.

5.2.2 Investimenti futuri

Fatto salvo quanto di seguito indicato, alla Data del Documento di Registrazione il Gruppo non ha assunto impegni vincolanti per la realizzazione di investimenti significativi.

Con riferimento alla realizzazione dei Parchi Eolici conferiti nell'ambito dell'Aumento di Capitale, alla Data del Documento di Registrazione Eolica PM S.r.l., Fri-El Albareto S.r.l. e Green Energy Sardegna S.r.l., hanno concordato i principali termini contrattuali (*termsheet*) del finanziamento in regime di *project financing* con due primari istituti di credito europei. Per maggiori informazioni si rimanda al Capitolo VI, Paragrafi 6.1.3 e 6.1.4, del Documento di Registrazione.

VI. PANORAMICA DELLE ATTIVITÀ

6.1 Principali attività del Gruppo

6.1.1 Premessa

Il Gruppo è produttore di energia elettrica da fonti eoliche. Le sue attività consistono principalmente nella gestione di un portafoglio di Parchi Eolici e nella vendita di energia elettrica prodotta da tali Parchi Eolici. Il Gruppo opera prevalentemente in Italia, dove beneficia di un sistema di incentivazione alla produzione di energia da fonti rinnovabili. In particolare, il Gruppo gestisce n. 11 Parchi Eolici interamente operativi (di cui 10 in Italia e 1 in Bulgaria) che, al 31 dicembre 2017, avevano una potenza installata lorda complessiva di 306,8 MW, e vende l'energia elettrica prodotta sul mercato libero o attraverso operazioni bilaterali private.

Il Gruppo è stato tra le prime aziende in Italia a operare nel settore della produzione e vendita di energia elettrica generata da fonti eoliche e da altre fonti di energia rinnovabile. Nel 2013, ha portato a termine la cessione degli impianti fotovoltaici e a biomasse con l'obiettivo strategico di focalizzare le proprie attività principali nel settore eolico.

Alla Data del Documento di Registrazione, il Gruppo organizza e gestisce le proprie attività nell'ambito dei seguenti segmenti:

- (i) attività operative, che comprendono la vendita di energia elettrica prodotta da fonti eoliche e la costruzione di Parchi Eolici per conto terzi, e
- (ii) attività di *holding*, che includono principalmente i risultati dell'attività di *holding* e quelli relativi all'attività di consulenza.

Il Gruppo impiegava n. 28 dipendenti al 31 dicembre 2017 (n. 34 al 31 dicembre 2016).

Al 31 dicembre 2017, il Gruppo ha generato ricavi consolidati per ad Euro 54,9 milioni (Euro 51,3 milioni al 31 dicembre 2016) con un EBITDA pari ad Euro 42,0 milioni (Euro 36,1 milioni al 31 dicembre 2016).

La seguente tabella riporta i ricavi del Gruppo per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2017 e al 31 dicembre 2016, suddivisi per segmenti di attività.

Segmento di attività	Esercizio chiuso al 31 dicembre 2017		Esercizio chiuso al 31 dicembre 2016	
	Euro (migliaia)	% sul totale dei ricavi	Euro (migliaia)	% sul totale dei ricavi
<i> Holding </i>	1.172	2,1%	599	1,2%
Attività operative	53.756	97,9%	50.715	98,8%
Totale ricavi	54.928	100,0%	51.314	100,0%

6.1.2 Parchi Eolici del Gruppo

La produzione di energia elettrica da fonte eolica è l'attività principale del Gruppo. Alla Data del Documento di Registrazione, il Gruppo produce energia elettrica in 11 Parchi Eolici interamente costruiti e operativi (10 in Italia e 1 in Bulgaria), per una potenza lorda di 306,8 MW di installazione di capacità produttiva.



La seguente tabella illustra le sedi dei Parchi Eolici del Gruppo alla Data del Documento di Registrazione e fornisce, per ciascuna di esse, la partecipazione detenuta dal Gruppo nella società, la capacità installata lorda dell'impianto, il numero di Turbine, la data di inizio della produzione e la durata degli incentivi dall'inizio dell'entrata in funzione.

Sede del Parco Eolico	Proprietario	Capacità Installata Lorda	Quota detenuta dal Gruppo	Numero di Turbine	Data di inizio della produzione	Data di scadenza degli incentivi	Durata residua dell'incentivo (anni)
Italia							
San Marco in Lamis	Renergy San Marco S.r.l.	44,2 MW	100%	13	Novembre 2011	Dicembre 2026	9
San Martino in Pensilis	New Green Molise S.r.l.	58 MW	50%	29	Ottobre 2010	Ottobre 2025	7
Licodia	Parco Eolico Licodia Eubea S.r.l.	22,1 MW	80%	26	Settembre 2010	Settembre 2025	7
Castel di Lucio	Minerva S.r.l.	23 MW	100%	27	Aprile 2010	Aprile 2025	7
Ortona	Ortona Energia S.r.l.	34 MW	100%	17	Marzo 2009	Marzo 2024	6
Callari	Callari S.r.l.	36 MW	100%	18	Gennaio 2009	Gennaio 2024	6
Lacedonia	Ecoenergia Campania S.r.l.	15 MW	50%	5	Ottobre 2008	Ottobre 2023	5
Ciorlano	Dotto S.r.l.	20 MW	100%	10	Febbraio 2008	Marzo 2023	5
Monte Petrasi	Wind Power Sud S.r.l.	34 MW	100%	40	Febbraio 2007	Gennaio 2019	1
Albanella	Eolo S.r.l.	8,5 MW	100%	10	Marzo 2004	Febbraio 2016	-
Bulgaria							
Krupen	Wind Energy EOOD, Wind Stream EOOD, Wind Systems EOOD, Wind Power 2 EOOD	12 MW	51%	4	Ottobre 2010	Ottobre 2025	7
TOTALE		306,8 MW		199			
Media residua							6

La seguente tabella presenta la quantità complessiva di energia elettrica prodotta dai Parchi Eolici del Gruppo per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2017 e 2016.

	31 dicembre 2017	31 dicembre 2016
Potenza installata lorda (MW)	306,8	306,8
Produzione di energia elettrica (MW)	413.609	428.239

Si riportano di seguito alcune informazioni specifiche sugli 11 Parchi Eolici in attività del Gruppo.

Monte Petrasi: Parco Eolico da 34 MW di potenza nel comune di Agrigento (Sicilia) gestito dalla società Wind Power Sud S.r.l., che ha avviato le proprie attività nel febbraio del 2007. L'impianto è costituito da 40 Turbine Gamesa da 0,85 MW. Il Parco Eolico di Monte Petrasi beneficia di un regime di incentivazione di 12 anni, con scadenza a gennaio 2019.

Licodia: Parco Eolico da 22,1 MW di potenza nel comune di Licodia Eubea (Catania, Sicilia) gestito dalla società Parco Eolico Licodia Eubea S.r.l., che ha avviato le proprie attività nel settembre del 2010. L'impianto è costituito da 26 Turbine Gamesa da 0,85 MW. Nova Energia S.r.l., società detenuta dalla ASTEA, municipalizzata per i servizi di rete del comune di Osimo (AN), detiene una partecipazione del 20% in Parco Eolico Licodia Eubea S.r.l. Il Parco Eolico di Licodia beneficia di un regime di incentivazione di 15 anni, con scadenza a settembre 2025.

Callari: Parco Eolico da 36 MW di potenza nel comune di Vizzini (Catania, Sicilia) gestito dalla società Callari S.r.l., che ha avviato le proprie attività nel gennaio del 2009. L'impianto è costituito da 18 Turbine Vestas da 2 MW. Il Parco Eolico di Callari beneficia di un regime di incentivazione di 15 anni, con scadenza a gennaio 2024.

Ordona: Parco Eolico da 34 MW di potenza nel comune di Ordona (Foggia, Puglia) gestito dalla società Ordona Energia S.r.l., che ha avviato le proprie attività nel marzo del 2009. L'impianto è costituito da 17 Turbine Senvion da 2,05 MW. Il Parco Eolico di Ordona beneficia di un regime di incentivazione di 15 anni, con scadenza a marzo 2024.

Lacedonia: Parco Eolico da 15 MW di potenza nel comune di Lacedonia (Avellino, Campania) gestito dalla società Ecoenergia Campania S.r.l., detenuta al 50% da Ecoenergia S.r.l. e dal Gruppo tramite AER, che ha avviato le proprie attività nell'ottobre del 2008. L'impianto è costituito da 5 Turbine Vestas da 3 MW. Il Parco Eolico di Lacedonia beneficia di un regime di incentivazione di 15 anni, con scadenza a ottobre 2023.

Ciorlano: Parco Eolico da 20 MW di potenza nel comune di Ciorlano (Caserta, Campania) gestito dalla società Dotto S.r.l., che ha avviato le proprie attività nel febbraio del 2008. L'impianto è costituito da 10 Turbine Vestas da 2 MW. Il Parco Eolico di Ciorlano beneficia di un regime di incentivazione di 15 anni, con scadenza a marzo 2023.

Albanella: Parco Eolico da 8,5 MW di potenza nel comune di Albanella (Salerno, Campania) gestito dalla società Eolo S.r.l., che ha avviato le proprie attività nel marzo del 2004. L'impianto è costituito

da 10 Turbine Vestas da 0,85 MW. Il Parco Eolico di Albanella ha beneficiato di un regime di incentivazione di 12 anni scaduto nel febbraio 2016.

Castel di Lucio: Parco Eolico da 23 MW di potenza nel comune di Castel di Lucio (Messina, Sicilia) gestito dalla società Minerva S.r.l., che ha avviato le proprie attività nell'aprile del 2010. L'impianto è costituito da 27 Turbine Vestas da 0,85 MW. Il Parco Eolico di Castel di Lucio beneficia di un regime di incentivazione di 15 anni, con scadenza ad aprile 2025.

San Martino in Pensilis: Parco Eolico da 58 MW di potenza nel comune di San Martino in Pensilis (Campobasso, Molise) gestito dalla Società New Green Molise S.r.l., che ha avviato le proprie attività nell'ottobre del 2010. L'impianto è costituito da 29 Turbine Vestas da 2 MW. Nel 2008, il Gruppo ha acquisito una partecipazione del 50% in New Green Molise S.r.l. Il restante 50% è detenuto da New Green Energy S.r.l. Il Parco Eolico di San Martino in Pensilis beneficia di un regime di incentivazione di 15 anni, con scadenza a ottobre 2025.

San Marco in Lamis: Parco Eolico da 44,2 MW di potenza nel comune di San Marco in Lamis (Foggia, Puglia) gestito dalla società Renergy San Marco S.r.l., che ha avviato le proprie attività nel novembre del 2011. L'impianto è costituito da 13 Turbine Senvion (Repower) da 3,37 MW. Il Parco Eolico di San Marco in Lamis beneficia di un regime di incentivazione di 15 anni, con scadenza a dicembre 2026.

Krupen: Parco Eolico da 12 MW di potenza a Krupen (Bulgaria) gestito da quattro società, Wind Energy EOOD, Wind Stream EOOD, Wind Systems EOOD e Wind Power 2 EOOD, che hanno avviato le proprie attività nell'ottobre del 2010. Il Gruppo ha completato l'acquisizione di una quota del 51% del capitale sociale delle quattro società nel dicembre del 2011. L'impianto è costituito da 4 Turbine Vestas da 3 MW (sebbene due delle quattro turbine siano state limitate in via permanente a 2,0 MW, per via di una riduzione permanente applicata dal gestore della rete elettrica per l'incapacità effettiva della connessione in media tensione di distribuire tutta la potenza prodotta. Pertanto, la potenza operativa effettiva dell'impianto di Krupen è 10 MW). Il Parco Eolico di Krupen beneficia di un regime di incentivazione di 15 anni, con scadenza a ottobre 2025. In Bulgaria, il sistema di incentivazione si basa su una tariffa speciale (con un prezzo onnicomprensivo per la componente di energia elettrica e la componente di incentivo); nel 2017 tale tariffa, per una produzione massima di 2.000 ore annue, ammontava approssimativamente a Euro 96 per MW, mentre la tariffa oltre la produzione massima è stabilita dal libero mercato.

Modello di business e gestione del portafoglio

In passato il Gruppo ha sviluppato le proprie attività attraverso (i) l'acquisizione di impianti ultimati, in costruzione o pronti per la costruzione; o (ii) lo sviluppo diretto di nuovi siti, anche tramite *joint venture* o accordi di sviluppo congiunto con *partner* internazionali o locali.

Quando il Gruppo decide di effettuare un'acquisizione, acquista da terzi impianti già costruiti o progetti in fase avanzata di sviluppo, che in seguito completa e gestisce in maniera indipendente.

Quanto ai progetti su siti di nuova costruzione, viene identificato il sito e viene sviluppato e costruito l'impianto, senza convertire strutture già presenti. Generalmente il Gruppo adotta questo

metodo quando ha una presenza ben consolidata sul territorio e una conoscenza approfondita del mercato e del contesto locale e può avvalersi della competenza di personale *in loco*.

Il Gruppo gestisce i propri Parchi Eolici direttamente o dandone i servizi in appalto a terzi. Inoltre il Gruppo ha svolto in passato, e dispone delle capacità e del *know how* per svolgere in futuro, tutte le attività correlate allo sviluppo e alla costruzione di progetti relativi a parchi di energie rinnovabili.

Servizi operati direttamente

Il Gruppo dispone di un centro di controllo che monitora tutti i propri Parchi; gli operatori (tutti direttamente assunti dal Gruppo) sono incaricati di mansioni di controllo generiche e della gestione e conduzione dei Parchi Eolici. Il Gruppo, inoltre, predispone le previsioni di produzione al fine di ottimizzare le attività di manutenzione e di adempiere alle richieste del gestore di rete.

Il Gruppo si avvale di vari *site manager*, responsabili per il controllo del sito, dei relativi locali e delle aree circostanti.

Servizi erogati da terzi

La manutenzione delle turbine viene effettuata dal fornitore originale delle stesse con un contratto a lungo termine che generalmente include tutte le parti di ricambio e gli articoli di consumo. In base a tale contratto, il fornitore è di norma vincolato a un regime a prezzo fisso e garantisce al Gruppo una copertura in caso di danni e interruzioni dell'attività.

La manutenzione della sottostazione elettrica e del cablaggio viene effettuata dal fornitore originale o da un manutentore elettrico europeo di elevata reputazione, con contratti che generalmente hanno una durata media da 3 a 5 anni e spesso coprono la manutenzione generica ma non i danni alle parti principali, che il Gruppo gestisce attraverso le proprie polizze di assicurazione.

La manutenzione delle opere di ingegneria civile viene effettuata da fornitori locali di provata competenza, che il Gruppo ingaggia solitamente tramite accordi di breve durata (meno di 3 anni) e che coprono unicamente la manutenzione generica. La manutenzione viene per la maggior parte effettuata tramite l'aggiudicazione di appalti specifici.

Inoltre, il Gruppo copre tutti i rischi che non vengono gestiti attraverso i servizi interni o dati in appalto avvalendosi di polizze di assicurazione, al fine di tutelarsi da potenziali mancati profitti derivanti dall'interruzione delle attività e da potenziali perdite di attività cagionate dal verificarsi di eventi rilevanti (*cf.* Capitolo VI, Paragrafo 6.1.5, del Documento di Registrazione).

Sviluppo dei progetti

Lo sviluppo dei progetti relativi ad impianti eolici si compone di una serie di attività (ciascuna delle quali ha una programmazione specifica e prevede procedure e il coinvolgimento di soggetti terzi differenti) che culminano con il rilascio di un permesso di costruzione per il Parco Eolico da parte delle autorità preposte; a questo punto il progetto termina la fase "di sviluppo" e avvia la fase di costruzione prevista dal modello di *business* del Gruppo e viene definito "pronto per la

costruzione". Il Gruppo dispone di consolidate competenze specifiche in ordine alle varie fasi di sviluppo e di costruzione degli impianti eolici, su cui può fare affidamento qualora decida di investire nello sviluppo futuro di impianti di produzione di energia. Il modello di sviluppo del Gruppo comprende le seguenti fasi chiave:

- Identificazione e analisi del sito (c.d. "siting"). La fase di sviluppo di un impianto eolico ha inizio con la selezione di un sito e la predisposizione di uno studio di fattibilità, che tiene in considerazione le caratteristiche e le limitazioni tecniche e ambientali specifiche e comprende un'analisi della qualità del vento (distribuzione della velocità del vento, cicli del vento giornalieri e stagionali, direzione e ostacoli topografici), dell'accessibilità alle infrastrutture non di rete esistenti (strade, acque e acque di scolo, elettricità) e dell'accessibilità alle infrastrutture di rete esistenti a supporto dell'interconnessione di rete.
- Valutazione e monitoraggio della risorsa eolica e pianificazione dell'impianto. Qualora i dati raccolti durante il processo di *siting* confermino la possibilità di sviluppare il sito, possono essere acquisiti i diritti fondiari per l'installazione di stazioni meteorologiche per monitorare in vari punti la velocità media del vento, ottenere dati di lungo periodo specifici per il sito, stimare la generazione di corrente elettrica annuale e determinare come progettare il Parco Eolico al fine di massimizzare la capacità produttiva e minimizzare i costi di costruzione dell'impianto. Gli *output* di energia previsti vengono generalmente valutati in base a proiezioni effettuate da periti esterni.
- Micrositing e acquisizione dei diritti fondiari. Qualora le analisi del vento diano un esito positivo, viene effettuato il cosiddetto "*micrositing*". Il *micrositing* consiste nella configurazione topografica dettagliata dell'impianto su tutto il sito, sulla base della quale viene redatto il *master plan* dell'impianto, e che è necessaria per ottenere i permessi di costruzione preliminari e avviare il processo di acquisizione dei diritti fondiari. Questa fase comprende inoltre i primi incontri con i proprietari terrieri locali, i funzionari pubblici, i rappresentanti della comunità e i residenti, per valutare la risposta locale. Qualora questi incontri abbiano esito favorevole, il Gruppo può procedere alla stipula di contratti con i proprietari terrieri per i diritti di superficie, locazione o servitù sui terreni al fine di acquisire i diritti necessari a costruire sul sito. Una volta ottenuti i diritti fondiari, viene predisposto un piano di esecuzione finalizzato a ottenere le autorizzazioni definitive e procedere alla costruzione, generalmente tramite un permesso unificato rilasciato dalle autorità regionali a seguito della conferenza di servizi.
- Ottenimento dell'autorizzazione da parte delle autorità di regolamentazione. Questa fase coinvolge le autorità preposte a livello comunale, provinciale, regionale e statale, e prevede il completamento della progettazione preliminare tenendo in considerazione le aree sensibili in termini ambientali per evitare o minimizzare gli impatti avversi.
- Approvvigionamento delle Turbine. Tra i fornitori di Turbine Eoliche del Gruppo figurano i principali operatori internazionali del settore (Vestas, Senvion, Gamesa e General Electric). I contratti di approvvigionamento del Gruppo sono associati a contratti di gestione e manutenzione per la manutenzione a lungo termine dell'attrezzatura.

- Supervisione della progettazione, dell'approvvigionamento e della costruzione: commissioning. La costruzione di un Parco Eolico può essere suddivisa in tre fasi principali: (i) approvvigionamento e installazione di Turbine Eoliche; (ii) costruzione di opere di ingegneria civile quali strade, edifici e infrastrutture degli impianti; e (iii) costruzione delle opere di interconnessione per connettere l'impianto alla rete di trasmissione.

O&M

Al fine di garantire l'efficienza operativa degli impianti e delle Turbine, il Gruppo sottoscrive con i fornitori di Turbine contratti di gestione e manutenzione O&M di durata variabile tra 5 e 15 anni. Ad eccezione del Parco Eolico di Albanella, per il quale la manutenzione viene effettuata sulla base di un contratto con un fornitore che interviene su richiesta di Eolo S.r.l. al manifestarsi di effettive necessità del Parco, per ciascuno dei propri Parchi Eolici il Gruppo ha stipulato un contratto di O&M. Ai sensi di tali contratti, i fornitori svolgono tutte le attività ordinarie programmate di manutenzione, riparazione, sostituzione e gestione dei ricambi per le Turbine e relative attrezzature dal momento in cui vengono avviate le attività commerciali.

Il fornitore delle Turbine che compongono i Parchi Eolici offre generalmente numerosi servizi essenziali, tra cui: (i) servizi di manutenzione ordinaria e straordinaria, (ii) controllo in remoto, (iii) servizi di *customer care*, (iv) servizi di *reporting*, (v) fornitura di ricambi e articoli di consumo, strumenti e attrezzature, e (vi) monitoraggio e *reporting* di dati. Tali fornitori forniscono, inoltre, nei contratti O&M, garanzie in merito alla "disponibilità" dei singoli Parchi Eolici. Le garanzie incluse nei contratti O&M si basano generalmente su una disponibilità media garantita, che rappresenta la disponibilità media delle Turbine di un Parco Eolico per la produzione della quantità di energia elettrica garantita dall'appaltatore per un dato periodo. Qualora la disponibilità media effettiva calcolata al termine di un dato periodo sia superiore alla disponibilità media garantita, l'appaltatore non avrà responsabilità ulteriori ai sensi del contratto O&M; tuttavia, qualora la disponibilità media effettiva misurata al termine di un dato periodo sia inferiore alla disponibilità media garantita, l'appaltatore dovrà rimborsare la società che gestisce il Parco Eolico in conformità con i termini e le condizioni generalmente negoziati nei singoli casi. La differenza tra la disponibilità media garantita e il 100% non è assicurata. Il livello di produzione di energia elettrica coperto dalla disponibilità media garantita è solitamente inferiore durante i primi dodici mesi di attività del Parco alla luce della circostanza che le Turbine entrano in funzione progressivamente. In ogni caso, i danni risarcibili che il costruttore è tenuto a rimborsare in forza delle suddette garanzie sono soggetti a un tetto massimo il cui importo può essere pari o inferiore al prezzo annuale pagato per i servizi forniti in conformità con i contratti O&M. Le perdite superiori a tali tetti sono a carico del Gruppo.

Il pagamento dei servizi di manutenzione programmata e non programmata è incluso nel costo annuale del servizio, che viene normalmente rivisto una volta all'anno in funzione di un indice dei prezzi al consumo. Il compenso dei contratti O&M prevede in genere un prezzo annuo di base più una commissione annua variabile. Tali contratti prevedono, inoltre, un incentivo per buone prestazioni, che l'appaltatore riceve quando la disponibilità media effettiva calcolata al termine di un dato periodo supera la disponibilità media garantita. Alla scadenza del contratto O&M, il Gruppo può decidere se gestire e mantenere autonomamente le Turbine oppure scegliere di

estendere gli accordi esistenti con il costruttore o sottoscrivere un nuovo contratto di servizio con altre parti.

Parchi Eolici in attività gestiti dal Gruppo tramite società operate in joint venture

Alcuni Parchi Eolici del Gruppo sono gestiti in regime di *joint venture* con terze parti, con le quali il Gruppo ha sottoscritto degli accordi parasociali finalizzati a definire i parametri di *corporate governance* e di finanziamento di ciascun impianto. Al riguardo si segnala che né l'Emittente né le società del Gruppo hanno assunto garanzie personali con riferimento ai finanziamenti concessi alle SPV responsabili della gestione dei Parchi.

Tra questi, si segnala, in via preliminare, che i patti parasociali relativi al Parco Eolico di Krupen, di San Martino in Pensilis e di Lacedonia prevedono in capo ai rispettivi consigli di amministrazione la decisione in merito all'emissione, da parte della società, di garanzie reali o personali.

Si riporta di seguito una descrizione delle principali clausole dei patti parasociali di cui è parte il Gruppo.

Patto parasociale relativo al Parco Eolico di Krupen

Il *partner* del Gruppo nel Parco Eolico di Krupen è European Energy A/S ("**European Energy**"). L'impianto è gestito da quattro società (Wind Stream EOOD, Wind Power 2 EOOD, Wind Energy EOOD e Wind Systems EOOD, le "**Società Wind**"), nelle quali l'Emittente detiene il 51%, attraverso la controllata indiretta Krupen Wind S.r.l., mentre il restante 49% è detenuto da European Energy. Il 15 dicembre 2011, AER ha sottoscritto un patto parasociale (il "**Patto Parasociale Krupen**") con European Energy in relazione al Parco Eolico di Krupen, disciplinato dalla legge bulgara, con una durata di 5 anni e soggetto a rinnovo tacito per ulteriori 10 anni, salvo rinegoziazione alla scadenza. Si segnala che in occasione della prima scadenza nel 2016, il Patto Parasociale Krupen è stato tacitamente rinnovato.

Disposizioni sulla governance

Ai sensi del Patto Parasociale Krupen, il consiglio di amministrazione di ciascuna Società Wind è composto da cinque membri, tre nominati da AER (tra cui il presidente del consiglio di amministrazione) e due nominati da European Energy. Le delibere del consiglio di amministrazione sono adottate con la maggioranza semplice degli amministratori validamente presenti alla riunione, ad eccezione di alcune che richiedono il consenso unanime di tutti gli amministratori, tra cui (i) operazioni straordinarie, (ii) assunzione di finanziamenti, (iii) emissione di garanzie, e (iv) accordi contrattuali con AER o sue collegate per opere o servizi relativi al Parco Eolico di Krupen.

Le delibere delle assemblee degli azionisti sono adottate con maggioranza semplice, ad eccezione di determinate questioni che richiedono l'unanimità, tra cui (i) operazioni straordinarie, (ii) l'approvazione di accordi che potrebbero ripercuotersi negativamente sui costi di gestione del Parco Eolico di Krupen, (iii) la cessione dell'impianto, di attività sostanziali e/o di diritti della Società Wind rilevante, e (iv) eventuali accordi sottoscritti con AER o sue collegate.

Disposizioni in materia di trasferimento e lock up

Ai sensi della modifica del 17 dicembre 2013 del contratto di compravendita di azioni per l'acquisizione del 51% del capitale sociale delle Società Wind (il "CCA"), AER ha la facoltà (per un periodo di 10 anni) di acquisire una quota di partecipazione aggiuntiva in ognuna delle Società Wind pari all'1,5% del capitale sociale a un prezzo fisso, prestabilito e non negoziabile di Euro 1,00.

Il Patto Parasociale Krupen prevede che i soci non possano trasferire, vendere o cedere in qualsiasi altro modo le azioni delle Società Wind per un periodo di 5 anni a partire dalla data di sottoscrizione del Patto Parasociale Krupen (la "Data di Sottoscrizione Krupen") senza il previo consenso scritto dell'altro socio, ad eccezione del trasferimento dell'intera partecipazione a società appartenenti allo stesso gruppo della società cedente.

Dal sesto anno successivo alla Data di Sottoscrizione Krupen: (i) le parti del Patto Parasociale Krupen potranno esercitare un diritto di prelazione qualora una delle suddette parti intenda trasferire la totalità o parte delle proprie quote nelle Società Wind. I trasferimenti, le cessioni, i pegni e altri vincoli sono subordinati alla previa autorizzazione della controparte, ad eccezione dei titoli o delle garanzie stabilite nell'ambito di finanziamenti di primo o secondo grado concessi da una banca che abbia sede nell'Unione Europea; (ii) qualora AER decida di trasferire le quote del Gruppo a un acquirente terzo, European Energy avrà la facoltà di esercitare il diritto di co-vendita, in base al quale potrà vendere le proprie quote alla medesima terza parte; (iii) ogni azionista delle Società Wind avrà il diritto di acquistare la totalità delle quote degli altri azionisti, i quali potranno (a) accettare l'offerta oppure (b) rimandarla alla controparte allo stesso prezzo per azione e alle medesime condizioni, nel qual caso la controparte sarà obbligata ad acquistare le quote.

Patto parasociale relativo al Parco Eolico di San Martino in Pensilis

La società New Green Molise S.r.l., che gestisce il Parco Eolico di San Martino in Pensilis è detenuta al 50% dal Gruppo e da New Green Energy S.r.l. ("New Green Energy"). Il 4 agosto 2014, AER ha sottoscritto un patto parasociale (il "Patto Parasociale San Martino") con New Green Energy, con durata quinquennale, soggetto a rinnovo previo consenso delle parti.

Disposizioni sulla governance

Ai sensi del Patto Parasociale San Martino, il consiglio di amministrazione di New Green Molise S.r.l. è composto da quattro membri, due nominati da AER e due da New Green Energy. La rappresentanza della società è in capo a due amministratori esecutivi (uno nominato da AER e uno da New Green Energy), che gestiscono la società in via disgiunta, ad eccezione (i) delle operazioni con valore superiore a Euro 100.000 (che richiedono l'azione congiunta di entrambi gli amministratori) e (ii) delle operazioni espressamente riservate al consiglio di amministrazione (ossia (a) accordi di finanziamento e relative modalità di finanziamento della società, (b) preparazione di bilanci, fusioni o scissioni e aumenti del capitale sociale, (c) accordi per la vendita di energia elettrica o relativi alla cessione dei Certificati Verdi, (d) emissione di garanzie reali o personali, (e) accordi relativi alla costruzione del Parco Eolico e alla scelta delle Turbine, (f) accordi relativi a gare d'appalto per opere, la manutenzione o la gestione del Parco Eolico o relativi

all'esternalizzazione di funzioni per corrispettivi superiori a Euro 200.000, (g) accordi relativi ai diritti e agli obblighi dei soci).

Le delibere delle assemblee degli azionisti richiedono il voto favorevole del 75% del capitale sociale.

Patto parasociale relativo al Parco Eolico di Lacedonia

Il *partner* del Gruppo nel Parco Eolico di Lacedonia è Ecoenergia S.r.l. ("**Ecoenergia**"), che detiene la quota restante del 50%. Il 20 luglio 2007, AER ha sottoscritto un patto parasociale (il "**Patto Parasociale Lacedonia**") con Ecoenergia con riferimento al Parco Eolico di Lacedonia gestito da Ecoenergia Campania S.r.l. Il Patto Parasociale Lacedonia ha una durata di 5 anni ed è soggetto a tacito rinnovo.

Disposizioni sulla governance

Ai sensi del Patto Parasociale Lacedonia, il consiglio di amministrazione di Ecoenergia Campania S.r.l. è composto da quattro membri, due nominati da AER e due da Ecoenergia. La rappresentanza della società spetta a due amministratori esecutivi (uno nominato da AER e uno da Ecoenergia), che possono gestire la società in via disgiunta, ad eccezione (i) delle operazioni con valore superiore a Euro 100.000 (che richiedono l'azione congiunta di entrambi gli amministratori) e (ii) delle operazioni espressamente riservate al consiglio di amministrazione (ossia (a) accordi di finanziamento e relative modalità di finanziamento della società, (b) preparazione di bilanci, fusioni o scissioni e aumenti del capitale sociale, (c) accordi per la vendita di energia elettrica o relativi alla cessione dei certificati verdi, (d) emissione di garanzie reali o personali, (e) accordi relativi alla costruzione del Parco Eolico e alla scelta delle Turbine, (f) accordi relativi a gare d'appalto per opere, la manutenzione o la gestione del Parco Eolico o relativi all'esternalizzazione di funzioni per corrispettivi superiori a Euro 200.000, (g) accordi relativi ai diritti e agli obblighi dei soci).

Disposizioni in materia di trasferimenti

Le parti del Patto Parasociale Lacedonia hanno la facoltà di cedere e trasferire a terzi la propria partecipazione in Ecoenergia Campania S.r.l., fatto salvo il diritto di prelazione e previo consenso dell'altro socio. Qualora il trasferimento comporti una riduzione delle quote sindacate al di sotto dell'80% del capitale sociale di Ecoenergia Campania S.r.l., prima di effettuare tale trasferimento le parti dovranno modificare il regolamento interno (fissando un *quorum* per l'assemblea degli azionisti pari alla loro partecipazione complessiva nella società) e rinegoziare i termini del Patto Parasociale Lacedonia.

Disposizioni sullo stallo decisionale

Qualora non si raggiunga un accordo ai fini della gestione congiunta di Ecoenergia Campania S.r.l., AER ed Ecoenergia devono porre in essere le seguenti procedure al fine di superare la situazione di stallo decisionale: (i) i consiglieri o soci dissenzienti devono presentare delle proposte alternative di delibera su cui il consiglio di amministrazione ovvero l'assemblea - convocati entro 5 giorni dalla data in cui si è verificato lo stallo decisionale - siano tenuti a votare con le stesse

maggioranze qualificate previste per il perseguimento dell'obiettivo sociale; (ii) qualora nell'ipotesi di cui al precedente (i) non si raggiunga la maggioranza richiesta, AER e Ecoenergia deferiscono la decisione – esclusivamente tra la proposta presentata e la proposta alternativa – ad un arbitratore nominato di comune accordo, il quale deve decidere secondo equo apprezzamento entro 15 giorni dall'accettazione; (iii) ove non venga raggiunto un accordo in merito alla nomina dell'arbitratore, tale nomina viene effettuata dal Presidente della Camera Arbitrale Nazionale ed Internazionale di Milano; (iv) ove l'arbitratore non provveda nei termini di cui sopra, PriceWaterhouse Coopers o altro valutatore nominato dal Presidente del Tribunale di Milano dovrà determinare il valore dell'intero capitale sociale di Ecoenergia Campania S.r.l., affinché AER ed Ecoenergia decidano se acquistare rispettivamente le reciproche partecipazioni. Nel caso in cui entrambe intendano procedere all'acquisto devono consegnare un'offerta in busta chiusa; qualora invece nessuna delle società intenda procedere all'acquisto, il valutatore deve prevedere l'ipotesi di cessione a terzi dell'intera partecipazione di Econergia Campania S.r.l.

6.1.3 Parchi Eolici i cui diritti di autorizzazione sono detenuti dalla SPV Conferite

In data 6 aprile 2018, l'Assemblea della Società ha deliberato l'approvazione della proposta avente ad oggetto la realizzazione dell'Aumento di Capitale da liberarsi mediante il conferimento in natura, da parte di FGP e di Pro-Invest, dell'intero capitale sociale delle SPV Conferite controllate da FGP – e segnatamente, Eolica PM S.r.l., Fri-El Albareto S.r.l. e Green Energy Sardegna S.r.l. – titolari complessivamente di tre Parchi Eolici in fase di realizzazione, per un totale complessivo di 102,4 MW di nuova potenza eolica.

Si segnala che, i predetti impianti sono risultati aggiudicatari della Tariffa Incentivante FER (per un periodo pari a 20 anni) ad esito della procedura d'asta competitiva emanata dal D.M. 23 giugno 2016. In particolare, è previsto che gli impianti eolici *onshore* inclusi nelle graduatorie debbano entrare in esercizio entro 31 mesi dalla comunicazione di esito positivo dell'asta (ovvero dal 22 dicembre 2016), al netto dei tempi di fermo nella realizzazione dell'impianto e delle opere connesse derivanti da eventi calamitosi che risultino attestati dall'autorità competente, e da altre cause di forza maggiore riscontrate dal GSE. Per completezza si segnala che, con riferimento al Parco Eolico sito in Morcone e Pontelandolfo (BN), era pendente presso il TAR Campania un ricorso promosso da Eolica PM S.r.l. in relazione all'annullamento, previa sospensione cautelare degli effetti e tutela cautelare monocratica ai sensi dell'art. 56 c.p.a., dell'ordinanza di sospensione dei lavori del Comune di Morcone del 23 dicembre 2017 e di ogni altro atto presupposto, successivo connesso e/o conseguente. L'udienza per la trattazione di merito del ricorso si è svolta il 22 maggio 2018 e, ad esito della stessa, con sentenza del 5 giugno 2018, il TAR Campania ha accolto il ricorso promosso da Eolica PM S.r.l. e, per l'effetto, ha annullato i provvedimenti impugnati e condannato il Comune di Morcone al risarcimento dei danni e alla rifusione delle spese del giudizio nei confronti di Eolica PM S.r.l. Si segnala che il termine per l'impugnazione della predetta sentenza emessa dal TAR Campania è di 60 giorni a decorrere dalla notificazione della stessa ovvero, in difetto di notificazione della sentenza, di 6 mesi dalla data di pubblicazione della stessa.

L'Emittente prevede che (i) dal momento dell'entrata in esercizio dei Parchi Eolici (attesa tra aprile e luglio 2019) i cui diritti di autorizzazione sono detenuti dalle SPV Conferite, il margine lordo delle SPV Conferite abbia un'incidenza significativa sulla redditività operativa lorda del Gruppo; in

particolare, assumendo che la redditività operativa lorda del Gruppo sia pari a quella registrata nel 2017, l'Emittente prevede che l'incidenza della redditività operativa lorda delle SPV Conferite sia pari al 30% e (ii) il risultato netto delle SPV Conferite sia in crescita lungo i primi tre anni di entrata in esercizio dei Parchi Eolici per effetto della riduzione degli oneri finanziari derivante dal progressivo ammortamento del debito finanziario.

La seguente tabella riporta le caratteristiche dei 3 impianti oggetto di conferimento.

Sede del Parco Eolico	Quota Alerion	Capacità Installata Lorda	Numero turbine	Data di rilascio dell'Autorizzazione Unica	Data prevista per l'entrata in esercizio
Albareto e Tornolo (PR)	100%	19,8 MW	6	15 giugno 2012	Aprile 2019
Villacidro e S. Gavino Monreale (VS)	100%	30,8 MW	14	24 giugno 2014	Aprile 2019
Morcone e Pontelandolfo (BN)	100%	51,8 MW	15	9 maggio 2014	Luglio 2019
Totale		102,4 MW	35		

6.1.4 Programmi futuri del Gruppo

Alerion, in linea con i programmi elaborati dalla controllante FGP, mira a diventare uno dei principali operatori presenti sul mercato italiano in termini di capacità installata, in quanto ritiene che la dimensione rappresenti un fattore critico di successo nel settore delle energie rinnovabili da fonte eolica.

Alerion intende raggiungere tale obiettivo sia attraverso lo sviluppo di nuovi impianti sia attraverso il perseguimento di mirate opportunità di crescita tramite operazioni di acquisizione.

Nell'ambito dell'attività di sviluppo in Italia, Alerion ha già costituito all'inizio del 2018 un nuovo ufficio territoriale a Potenza per lo sviluppo di nuovi impianti nel Centro-Sud Italia e prevede di aprire un altro ufficio territoriale in Sardegna per l'avvio di progetti di sviluppo nella regione. L'obiettivo è quello di creare un articolato assetto organizzativo locale in grado di garantire una crescita di sviluppo *greenfield* sostenibile nel lungo termine.

Parallelamente il Gruppo comincerà a valutare nuove opportunità di investimento in altri Paesi europei, sia relativamente a progetti in sviluppo che a impianti già operativi.

Nell'ambito del programma di crescita della capacità installata in Italia, in linea con i programmi elaborati dalla controllante FGP, si inserisce l'Aumento di Capitale con conferimento in natura da parte di FGP e Pro-Invest, di tre Parchi Eolici in costruzione con una potenza installata complessiva di circa 102,4 MW.

In particolare i tre impianti sono siti in Morcone e Pontelandolfo (BN) (51,8 MW), Albareto e Tornolo (PR) (19,8 MW) e Villacidro e S. Gavino Monreale (VS) (30,8 MW), per un investimento previsto complessivo pari a circa Euro 120,2 milioni, di cui (i) Euro 57,1 milioni per l'impianto sito in

Morcone e Pontelandolfo (BN), (ii) Euro 27,2 milioni per l'impianto sito in Albareto e Tornolo (PR) e (iii) Euro 35,9 milioni per l'impianto sito in Villacidro e S.Gavino Monreale (VS).

Alla Data del Documento di Registrazione l'Emittente prevede che l'impianto di Morcone sarà completato entro luglio 2019 e gli altri due impianti, Albareto e Villacidro, entro aprile 2019, permettendo così ad Alerion di incrementare entro luglio 2019 la potenza consolidata degli impianti operativi di circa il 38%, rispetto alla potenza consolidata al 31 dicembre 2017 (269,5 MW).

La costruzione dei tre impianti sarà finanziata anche tramite il ricorso a finanziamenti in *project financing*, per i quali sono già stati già concordati i principali termini contrattuali (*termsheet*) con due primari istituti di credito europei. La Società prevede che l'investimento sarà finanziato per la maggior parte mediante ricorso a finanziamenti in *project financing*.

Inoltre, Alerion intende avviare un programma di intervento di c.d. *repowering* sui Parchi Eolici situati in Italia che termineranno di beneficiare del sistema incentivante, attraverso la sostituzione di Turbine tecnologicamente obsolete con macchine più potenti ed efficienti.

In ragione del fatto che, a partire dal dicembre 2017, Alerion è soggetta all'attività di direzione e coordinamento da parte di FGP, nell'ambito dei propri programmi di sviluppo, il Gruppo Alerion ritiene che si possano realizzare sinergie sia di costo sia in termini di efficienza operativa nella gestione degli impianti nonché nella gestione amministrativa del Gruppo. In particolare, il Gruppo Alerion ritiene di potere beneficiare della struttura di O&M degli impianti operativi delle società del gruppo facente capo a FGP, esterne al Gruppo Alerion, nonché in generale, di poter trarre vantaggio dall'abilità sviluppata dal gruppo facente capo a FGP nel settore eolico.

Sotto il profilo finanziario, tenuto conto dei tassi di interesse riconosciuti dal mercato per operazioni di debito alla Data del Documento di Registrazione, Alerion ritiene che il rifinanziamento del prestito obbligazionario 2015-2022 emesso dalla Società con scadenza 2022, permetterà di ridurre il costo dell'indebitamento finanziario e migliorare il profilo delle scadenze finanziarie del Gruppo (per maggiori informazioni circa il Prestito Obbligazionario 2015-2022 *cf.* Capitolo XV, Paragrafo 15.2, del Documento di Registrazione).

6.1.5 Connessione alla rete elettrica

Tutti i Parchi Eolici del Gruppo hanno accesso diretto alla rete di interconnessione nazionale attraverso la quale immettono l'energia elettrica prodotta. In particolare, Terna S.p.A., in qualità di responsabile del servizio di connessione e dispacciamento, rappresenta il soggetto che deve assicurare la trasmissione e il dispacciamento dell'energia alla rete di trasmissione nazionale. Per gli impianti italiani sono stati sottoscritti accordi di interconnessione alla rete con il gestore del sistema di trasmissione italiano, Terna S.p.A., per l'intero periodo di attività dei Parchi Eolici del Gruppo, ad eccezione del Parco Eolico di Albanella, che ha una potenza installata lorda inferiore a 10 MW (pari ad 8,5MW) e, pertanto, immette l'energia elettrica attraverso un collegamento al sistema di distribuzione di proprietà di, e gestito da, Enel Distribuzione S.p.A.

In forza di tali accordi, Terna S.p.A. ed Enel Distribuzione S.p.A. sono tenute a garantire l'accesso alla rete ai produttori di energia. Ai sensi degli accordi sottoscritti con Terna S.p.A. ed Enel Distribuzione S.p.A., il diritto di accesso alla rete riconosciuto dal gestore è soggetto a condizioni tecniche definite, tra l'altro, nel Codice di Rete e/o nel Regolamento di Esercizio sottoscritto dalla società che gestisce il Parco Eolico in questione e dal gestore della rete. In particolare, il Regolamento di Esercizio contiene la disciplina delle principali caratteristiche dell'impianto, del sistema di protezione, dell'impianto di terra e del collegamento, e ne definisce gli assetti di esercizio in condizioni normali e di emergenza, i servizi di sistema che eventualmente può offrire, la programmazione della produzione, le modalità di accesso e le procedure per i lavori, le modalità di controllo dell'impianto di produzione. Ai sensi del contratto di connessione stipulato fra le SPV e Terna S.p.A., quest'ultima in qualità di gestore della rete di trasmissione nazionale, al fine di garantire la sicurezza e la continuità del servizio elettrico, può imporre limitazioni di esercizio agli impianti del Gruppo. Nel corso degli esercizi 2016 e 2017, le società del Gruppo hanno subito azioni di rimodulazione e/o limitazioni da parte di Terna S.p.A., con impatti sui ricavi non significativi e limitati, anche per effetto dell'attivazione delle convenzioni per la valorizzazione della mancata produzione eolica ai sensi della delibera dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas ARG/elt 5/2010.

Il diritto di accesso alla rete è soggetto inoltre alle condizioni economiche previste dai relativi regolamenti emessi dall'Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente, che prevedono, in particolare, il pagamento di un corrispettivo di connessione da pagare *una tantum*, propedeutico alla firma del contratto stesso; al riguardo, nel corso degli esercizi 2016 e 2017 Alerion non ha richiesto l'allaccio di alcun impianto alla rete elettrica e pertanto non ha sopportato costi nei confronti di Terna S.p.A. Con riferimento ai Parchi Eolici i cui diritti di autorizzazione sono detenuti dalle SPV Conferite, si segnala che, alla Data del Documento di Registrazione, sono stati sostenuti costi di allaccio alla rete elettrica per un importo complessivo pari a circa Euro 184 migliaia. Il contratto di connessione può essere sottoscritto soltanto dopo che il progetto tecnico, fornito da Terna S.p.A. e riportante le modalità specifiche di connessione, è stato accettato dal gestore dell'impianto.

Inoltre, i Parchi Eolici di Ciorlano e Ortona sono collegati alla rete di trasmissione nazionale di proprietà di, e gestita da, Terna S.p.A. mediante sottostazioni che, a differenza degli altri Parchi Eolici, sono di proprietà di Enel Distribuzione S.p.A. e non di Terna S.p.A. In questi due casi, il regolamento di esercizio è sottoscritto anche da Enel Distribuzione S.p.A.

6.1.6 Assicurazioni

Per ciascuno dei propri impianti il Gruppo ha stipulato polizze assicurative relative (i) ai danni materiali e diretti (c.d. polizze *all risks*, comprensiva di una copertura per mancato profitto derivante da interruzioni dell'attività), (ii) alla responsabilità civile generale, (iii) alla responsabilità del datore di lavoro e (iv) alla responsabilità sul prodotto. In particolare, le SPV hanno stipulato apposite polizze assicurative a copertura dei rischi di montaggio quali coperture *all risks* che prevedono la copertura di tutti i rischi di montaggio e *advanced loss of profit* che prevedono la copertura per la perdita anticipata di profitto, collegata alla polizza montaggio nella tipologia dei "danni indiretti". La copertura per i danni diretti è calcolata sul valore a nuovo dell'impianto,

mentre la copertura per interruzioni dell'attività viene fornita in base ai ricavi potenziali di ciascun impianto, tenendo in considerazione determinate franchigie e massimali. Le predette polizze sono prevalentemente soggette a rinnovo tacito annuale. A parere dell'Emittente le polizze stipulate dal Gruppo risultano adeguate ai predetti rischi.

Le polizze assicurative individuali per ciascun impianto in funzione sono state stipulate in conformità con le specifiche clausole dei contratti di *project financing* e gli indennizzi ricevuti per gli eventuali danni subiti dagli impianti devono essere in generale pagati, fatte salve alcune limitazioni, direttamente alle banche che finanziano gli impianti.

Le assicurazioni di responsabilità civile generale del Gruppo garantiscono una copertura limitata per i danni ambientali eventualmente cagionati dai propri Parchi Eolici, dal momento che il Gruppo ritiene si tratti di operazioni che non lo espongono a un rischio elevato in tal senso.

Al 31 dicembre 2017 e 2016 la somma dei massimali per tali polizze era pari a Euro 305,3 milioni ed Euro 348,4 milioni, a fronte di un valore contabile degli impianti e macchinari del Gruppo pari rispettivamente a Euro 190,9 milioni ed Euro 206,7 milioni. Inoltre, al 31 dicembre 2017 e 2016, il Gruppo ha sopportato costi per le polizze assicurative pari rispettivamente a Euro 0,9 milioni ed Euro 1,0 milioni e ha rilevato a conto economico indennizzi da parte delle compagnie di assicurazione per circa Euro 0,6 milioni e circa Euro 0,7 milioni. Si segnala che, con riferimento agli esercizi 2017 e 2016, l'Emittente non ha ricevuto richieste di risarcimento per danni ambientali.

6.1.7 Attività di holding

L'Emittente, nella sua qualità di *holding*, fornisce servizi di consulenza e di altra natura quali attività amministrative, gestionali, commerciali e di ottimizzazione delle risorse finanziarie alle società del Gruppo (i) direttamente per quanto concerne i servizi amministrativi e *corporate* e (ii) indirettamente, attraverso ASTS per quanto concerne i servizi tecnici alle aziende coinvolte nei progetti dei Parchi Eolici.

6.2 Principali mercati e quadro normativo

6.2.1 Principali mercati

Le direttive per la liberalizzazione e la creazione dei mercati europei dell'energia elettrica ed il gas e quelle per lo scambio di quote di emissioni dei gas a effetto serra hanno mutato profondamente il settore energetico sia nell'assetto istituzionale sia nel funzionamento.

In particolare, il terzo Pacchetto Energia e il Pacchetto Clima 2020, approvati nel 2008 dall'Unione Europea, hanno dato enfasi allo sviluppo delle energie rinnovabili, facendo leva su politiche integrate clima-energia per il raggiungimento degli obiettivi di Kyoto su scala europea.

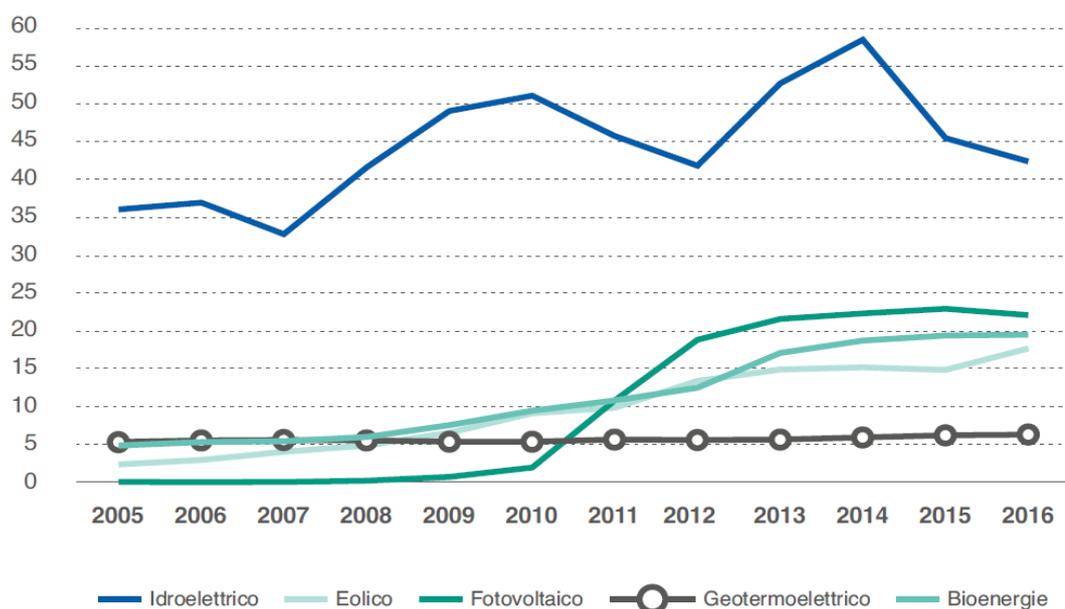
La Direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili stabilisce che al 2020 l'UE 27 debba raggiungere una quota di energia rinnovabile sul consumo finale lordo pari

al 20%. La Direttiva assegna all'Italia due obiettivi vincolanti in termini di quota dei consumi finali lordi di energia coperta da fonti rinnovabili (FER) al 2020:

- un obiettivo complessivo (*overall target*) secondo cui la quota dei consumi finali lordi di energia da coprire al 2020 mediante l'utilizzo di fonti di energia rinnovabili nei settori elettrico, termico (riscaldamento e raffreddamento) e trasporti deve essere almeno pari al 17%;
- un obiettivo trasporti secondo cui la quota rinnovabile dei consumi del settore dei trasporti deve essere almeno pari al 10% del consumo finale di energia nel settore dei trasporti.

Sulla base dell'analisi effettuata da Terna S.p.A. per l'anno 2016, la quota che spettava all'Italia per il 2020 è stata raggiunta già nel 2012 quando la produzione elettrica da fonti rinnovabili ha raggiunto il 27,1% del consumo interno lordo, centrando - con otto anni di anticipo - l'obiettivo del 26,4% di elettricità rinnovabile utilizzata. Nonostante la dipendenza dagli eventi climatici, tutte le fonti rinnovabili presentano un evidente sviluppo: oltre all'eolico e al fotovoltaico che mostrano gli incrementi più significativi e al geotermico che evidenzia un seppur lieve aumento, particolarmente interessante appare anche l'andamento delle bioenergie che a partire dal 2008 presenta una chiara accelerazione arrivando a coprire nel 2016 quasi il 7% della produzione nazionale e quasi il 10% di quella termoelettrica.

Il grafico che segue evidenzia il crescente sviluppo delle fonti rinnovabili dal 2005 al 2016 distinto per fonte (TWh).



Fonte: Terna

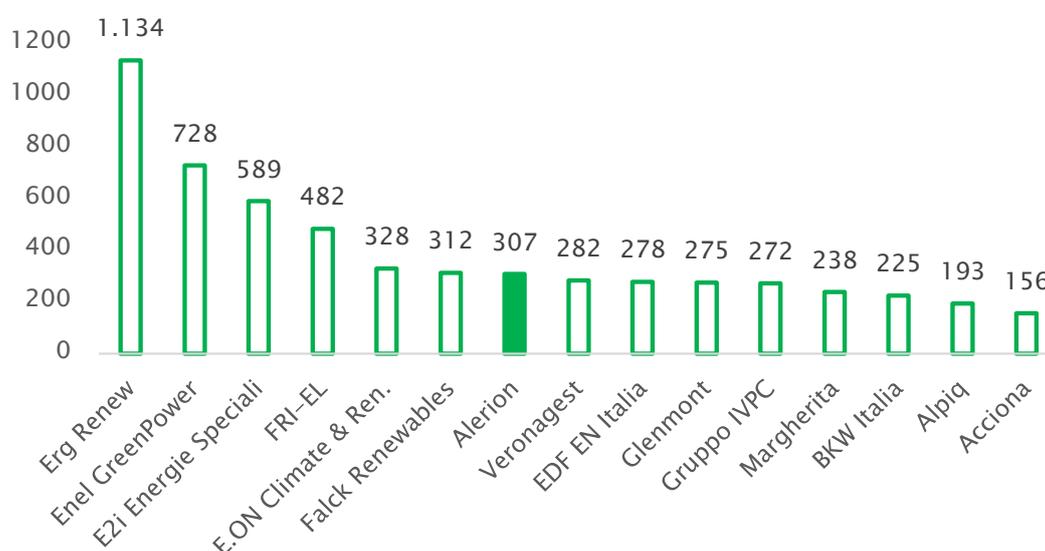
Nel 2016 in Italia la domanda di energia elettrica ha raggiunto i 314,3TWh, registrando una flessione dello 0,8% rispetto all'anno precedente (circa 316,9 TWh)¹. L'analisi dei dati elettrici viene fatta sia considerando l'andamento del PIL sia esaminando ulteriori variabili che impattano in maniera considerevole sull'andamento del fabbisogno.

Il 2016 si è caratterizzato per una lieve flessione sia della domanda di energia elettrica (-0,8%) sia dei consumi elettrici (-0,6%) diminuiti malgrado la crescita del PIL in volume dello 0,9% che ha quindi generato, insieme alla riduzione della domanda, una variazione dell'intensità elettrica pari a -1,7%.

Il 2016 si è inoltre caratterizzato per il calo delle importazioni nette dall'estero (-20,2%) anche a causa della significativa riduzione dell'energia elettrica importata dalla Francia negli ultimi mesi dell'anno (-37,5% nel periodo luglio-dicembre 2016 rispetto all'anno precedente).

Nel periodo gennaio-agosto 2017 la domanda di energia elettrica in Italia è risultata in crescita del 2,2%, rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente, attestandosi a 213,4TWh rispetto ai 208,8TWh del periodo di confronto.

Con particolare riferimento al settore eolico, si riporta di seguito l'elenco dei maggiori operatori nazionali con indicazione della potenza installata per ciascun operatore.



Fonte: Elaborazioni della Società su dati Rapporto ANEV 2017

Con riferimento ai primi sei mesi del 2017, la produzione da fonti rinnovabili si è attestata su 50.946 GWh, con una contrazione di 3.227 GWh rispetto allo stesso periodo del 2016. Tale decremento è stato causato principalmente della riduzione della produzione idroelettrica (-3.077 GWh), per la forte siccità, seguita dalla diminuzione della produzione eolica (-1.409 GWh). Al

¹ Terna S.p.A., Analisi dei dati elettrici 2016.

contrario, la produzione fotovoltaica ha registrato una crescita di 1.383 GWh rispetto al corrispondente valore del 2016 (11.281 GWh).

Il peso della produzione da fonti fossili rispetto alla produzione complessiva è aumentato nel periodo gennaio - giugno 2017, passando dal 58% al 63%, cui è corrisposto un calo del peso della produzione da fonti rinnovabili sulla produzione complessiva, dal 42% al 37%².

Nel 2017 la produzione totale netta (285.118 GWh) ha soddisfatto per +89% della richiesta di energia elettrica nazionale (320.437 GWh)³. Si riporta nel seguito l'evoluzione del bilancio mensile relativo al 2017.

Bilancio Mensile dell'Energia Elettrica in Italia 2017

[GWh]	gen	feb	mar	apr	mag	giu	lug	ago	set	ott	nov	dic	Totale
Idrica	2.804	2.249	2.648	2.759	3.896	4.718	4.434	3.860	3.485	2.226	2.101	2.350	37.530
Termica	21.089	16.850	14.618	13.803	14.186	16.333	17.292	16.079	15.243	17.081	19.032	17.894	199.500
Geotermica	504	454	501	479	488	473	492	478	462	480	476	498	5.785
Eolica	1.797	1.536	1.935	1.369	1.251	915	1.255	1.079	1.353	1.265	1.509	2.228	17.492
Fotovoltaica	1.081	1.193	2.322	2.492	2.816	2.845	3.023	2.920	2.195	1.918	1.074	932	24.811
Produzione Totale Netta	27.275	22.282	22.024	20.902	22.637	25.284	26.496	24.416	22.738	22.970	24.192	23.902	285.118
Import	2.073	3.568	5.155	3.613	3.701	3.290	4.161	3.012	3.887	3.782	2.991	3.662	42.895
Export	803	383	404	537	498	461	508	372	347	203	308	310	5.134
Saldo Estero	1.270	3.185	4.751	3.076	3.203	2.829	3.653	2.640	3.540	3.579	2.683	3.352	37.761
Pompaggi	265	211	190	248	204	172	130	144	140	172	250	315	2.441
Richiesta di Energia elettrica (1)	28.280	25.256	26.585	23.730	25.636	27.941	30.019	26.912	26.138	26.377	26.625	26.939	320.438

(1) Richiesta di Energia Elettrica = Produzione + Saldo Estero - Consumo Pompaggio.

Fonte: Terna S.p.A., Gennaio 2018 - Rapporto mensile sul sistema elettrico

Con riferimento ai prezzi relativi al "mercato del giorno prima" (ovvero la sede di negoziazione delle offerte di acquisto e vendita di energia elettrica per ciascuna ora del giorno successivo), la tabella che segue riporta l'andamento del prezzo unico nazionale ("PUN") medio mensile⁴.

Mese	PUN medio mensile		
	2016	2017	2018
Gennaio	46,47	72,24	49,00
Febbraio	36,97	55,54	57,00
Marzo	35,22	44,46	56,91
Aprile	31,99	42,86	49,39
Maggio	34,78	43,06	53,48

² Elettricità Futura, report gennaio - giugno 2017.

³ Terna S.p.A., Dicembre 2017 - Rapporto mensile sul sistema elettrico.

⁴ Dati Gestore Mercati Energetici S.p.A.

Giugno	36,79	48,86	-
Luglio	42,85	50,31	-
Agosto	37,08	55,77	-
Settembre	42,89	48,59	-
Ottobre	53,08	54,66	-
Novembre	58,33	65,77	-
Dicembre	56,44	65,10	-
Media annuale	42,78	53,95	53,16

6.2.2 Quadro Normativo

Il contesto europeo

La direttiva europea 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili (rispettivamente, "FER" e "Direttiva FER"), che ha sostituito le precedenti direttive n. 2001/77/CE e n. 2003/30/CE (relative alla promozione, rispettivamente, dell'energia elettrica prodotta da FER nel mercato interno dell'elettricità e dell'uso dei biocarburanti o di altri carburanti rinnovabili nei trasporti):

- (i) ha definito l'obiettivo obbligatorio del 20% di energia da FER sul consumo di energia complessivo dell'Unione Europea entro il 2020, prevedendo che ciascun Paese membro assicuri il raggiungimento di obiettivi individuali (che possono variare dal 10% di Malta al 49% della Svezia; la quota per l'Italia è fissata al 17%);
- (ii) ha chiesto a ogni Stato membro di sviluppare un proprio piano di azione nazionale per le FER, che identifichi le modalità di raggiungimento al 2020 dell'obiettivo nazionale relativo alla quota di energia che deve essere prodotta da FER, consumata nel settore dei trasporti, dell'elettricità e del riscaldamento e raffreddamento. Il piano deve tenere conto anche degli effetti di altre misure politiche relative all'efficienza energetica sul consumo finale di energia, e deve indicare le misure appropriate da adottare per raggiungere tali obiettivi nazionali generali (quali, tra le altre, le politiche nazionali per lo sviluppo delle risorse della biomassa esistenti e per lo sfruttamento di nuove risorse della biomassa per usi diversi, l'accesso e il funzionamento delle reti, la sostenibilità di biocarburanti e bioliquidi). L'Italia ha adottato il suo "*Piano di azione nazionale per le energie rinnovabili dell'Italia*" nel giugno 2010.

Il 30 novembre 2016, la Commissione Europea ha pubblicato una proposta di revisione della Direttiva FER, volta a rendere l'Unione Europea *leader* nel settore delle FER e ad assicurare il raggiungimento dell'obiettivo del 27% di quota complessiva di energia da FER rispetto al consumo finale lordo entro il 2030. Le negoziazioni tra il Parlamento Europeo e il Consiglio in merito alla nuova Direttiva FER sono attualmente in corso.

Nell'ottica del miglior inquadramento del *business* di Alerion si procede qui di seguito con

una ricostruzione del quadro normativo nazionale ad esso applicabile, richiamandone gli aspetti salienti.

Il contesto italiano

Con D.M. del Ministero dello Sviluppo Economico (“**MISE**”) e del Ministero dell’Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare (“**MAATM**”) del 10 novembre 2017 è stata adottata la Strategia Energetica Nazionale (“**SEN**”) 2017. Tale strategia consiste in un piano decennale del Governo italiano volto rendere il sistema energetico nazionale più competitivo, più sostenibile e più sicuro. In particolare, tra gli obiettivi del SEN 2017 rientrano: il raggiungimento del 28% dei consumi totali al 2030 coperti da fonti rinnovabili; il 55% dei consumi elettrici al 2030 coperti da fonti rinnovabili; il rafforzamento della sicurezza di approvvigionamento; la riduzione dei *gap* di prezzo dell’energia.

Tanto premesso, il quadro legislativo italiano in materia di FER si connota per la particolare frammentarietà, dovuta anche al fatto che “governo del territorio” e “produzione di energia” sono materie di legislazione concorrente, rispetto alle quali la potestà legislativa spetta alle Regioni (salvo che per la determinazione a livello nazionale dei principi fondamentali). Nondimeno, si possono richiamare alcuni capisaldi normativi nazionali, rappresentati:

- (i) dal D.Lgs. 79/1999 (“**Decreto Bersani**”), recante norme comuni per il mercato interno dell’energia elettrica ed emanato in attuazione alla direttiva 96/92/CE;
- (ii) dal D.Lgs. 387/2003 (“**DLGS 387**”), emanato in attuazione della direttiva 2001/77/CE;
e
- (iii) dal D.Lgs. 28/2011 (“**Decreto Romani**”), emanato in attuazione della Direttiva FER.

In tale contesto si collocano diverse previsioni normative, sia nazionali che regionali, volte a specificare ed adeguare il processo di autorizzazione degli impianti alimentati a FER e i sistemi di incentivazione applicabili alla produzione di energia da FER alle evoluzioni della normativa europea e del mercato.

Profili autorizzativi connessi alla realizzazione e all’esercizio di impianti alimentati da FER diversi dal fotovoltaico

Il DLGS 387 ha introdotto l’autorizzazione unica (“**AU**”) quale titolo abilitativo fondamentale per la costruzione e l’esercizio degli impianti di produzione di energia da FER, rilasciato dalla Regione o dalla Provincia competente in esito a una conferenza dei servizi, alla quale prendono parte tutte le amministrazioni interessate. L’AU include e sostituisce tutti i permessi, le autorizzazioni, i nulla osta, le concessioni, le intese, i concerti e gli atti di assenso comunque denominati, necessari per realizzare e gestire un impianto; essa dichiara la pubblica utilità e l’urgenza delle opere autorizzate, e stabilisce le condizioni fondamentali per la loro realizzazione ed esercizio (es. garanzie fideiussorie da prestare, obblighi di dismissione e ripristino a fine vita dell’impianto, *etc.*). L’AU viene richiesta dal proponente anche privo di disponibilità delle aree su cui realizzare l’impianto.

Il rilascio dell'AU è preceduto dall'eventuale fase di valutazione degli impatti ambientali connessi alla realizzazione del progetto di impianto. Ai sensi del Codice dell'Ambiente e della normativa regionale di recepimento, il procedimento di valutazione degli impatti ambientali del progetto si articola in una prima fase preliminare (la verifica di assoggettabilità, c.d. "screening") e in una eventuale, successiva fase di vera e propria valutazione degli impatti ambientali determinati dalla realizzazione dell'opera ("VIA"). Con riferimento agli impianti eolici, l'Allegato IV alla Parte Seconda del Codice dell'Ambiente include tra i progetti da sottoporre a verifica di assoggettabilità di competenza delle Regioni e delle Province Autonome di Trento e di Bolzano gli impianti eolici per la produzione di energia elettrica sulla terraferma con potenza complessiva superiore a 1 MW. Al riguardo, con D.M. 30 marzo 2015 sono state approvate le "Linee guida per la verifica di assoggettabilità a valutazione di impatto ambientale dei progetti di competenza delle regioni e province autonome". Tali linee guida sono applicabili a tutti i progetti rispetto ai quali la procedura di verifica di assoggettabilità o la procedura autorizzativa era in corso alla data di entrata in vigore del D.M. (ovvero il 26 aprile 2015) e le Regioni erano tenute a recepirne i criteri nei rispettivi ordinamenti.

Il procedimento per il rilascio dell'AU deve svolgersi nel rispetto dei criteri dettati del D.M. 10 settembre 2010, emanato dal MISE e recante le linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da FER ("**Linee Guida**"). Gli stessi criteri dovevano essere rispettati anche dalle Regioni, che erano tenute ad adeguare la propria disciplina in materia di procedimenti autorizzativi FER entro gennaio 2011.

Il Decreto Romani ha poi introdotto nuove procedure autorizzative semplificate alternative all'AU, prevedendo in particolare che gli impianti FER possano essere realizzati anche attraverso:

- (i) la semplice "Comunicazione" (applicabile in caso di progetti di piccoli impianti alimentati da FER con specifiche caratteristiche quali, ad esempio, singoli generatori eolici con altezza inferiore a 1,5 mt e diametro inferiore a 1 mt). In questi casi, l'attività può essere iniziata con la presentazione di una Comunicazione al Comune competente, purché il proponente abbia titolo sulle aree o sui beni interessati dalle opere e fatta comunque salva la disciplina in materia di VIA e di tutela delle risorse idriche;
- (ii) la procedura abilitativa semplificata "**PAS**" – che sostituisce la denuncia di inizio attività ("**DIA**" di cui agli artt. 22 e 23 del D.P.R. 380/2001, c.d. "**Testo Unico Edilizia**") – per la realizzazione di impianti di produzione di energia elettrica alimentati da FER al di sotto di prefissate soglie di potenza (oltre le quali si ricorre all'AU). La PAS deve essere presentata al Comune competente almeno 30 giorni prima dell'effettivo inizio dei lavori di costruzione di un impianto alimentato a FER, accompagnata da una dettagliata relazione a firma di un progettista abilitato e dagli opportuni elaborati progettuali che attestino la compatibilità del progetto con gli strumenti urbanistici ed edilizi, nonché il rispetto delle norme di sicurezza e di quelle igienico-sanitarie. Il Comune, ove riscontri l'inadeguatezza della PAS, è tenuto a notificare all'interessato un ordine motivato di non effettuare l'intervento previsto. In caso di silenzio del Comune, decorso il citato termine di 30 giorni l'attività di costruzione deve ritenersi assentita (c.d. silenzio

assenso). Il ricorso alla PAS è precluso al proponente che non abbia titolo sulle aree o sui beni interessati dalle opere e dalle infrastrutture connesse, nel qual caso si dovrà seguire l'iter della richiesta di AU. Quanto al limite di potenza nominale richiesto dalla normativa, le Regioni hanno talora esteso la soglia di applicazione della PAS agli impianti di potenza nominale fino ad 1 MW.

Il Decreto Romani ha altresì stabilito che il procedimento per il rilascio dell'AU non può durare più di 90 giorni, al netto della procedura di VIA (e fatte salve eventuali sospensioni disposte per integrazioni documentali).

Infine, il Decreto Romani ha introdotto una disciplina sulle modifiche sostanziali degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da FER (art. 5), subordinandole al procedimento di AU. Segnatamente, si prevede che con decreto del MISE, di concerto con il MATTM, vengano individuati, per ciascuna tipologia di impianto e di fonte, gli interventi di modifica sostanziale degli impianti da assoggettare ad AU (fermo restando il rinnovo dell'AU in caso di modifiche sostanziali qualificate come sostanziali ai sensi del Codice dell'Ambiente).

Regime incentivante applicabile alla produzione di energia da FER

a) Il sistema dei c.d. Certificati Verdi

Il Decreto Bersani ha previsto il meccanismo dei certificati verdi ("**Certificati Verdi**") quale forma di incentivazione della produzione di energia da FER. Tale regime era basato sull'obbligo a carico dei produttori e degli importatori di energia elettrica prodotta da fonti non rinnovabili, a partire dal 2002, di immettere annualmente nel sistema elettrico nazionale una quota minima di elettricità prodotta da impianti alimentati da FER, ovvero di acquistare sul mercato Certificati Verdi corrispondenti alla quota dovuta (tale meccanismo è definitivamente abbandonato il 1 gennaio 2016, in favore di un sistema di incentivazione basato sulla tariffa onnicomprensiva, come meglio illustrato nel prosieguo). I Certificati Verdi erano titoli negoziabili che attestavano convenzionalmente la produzione di energia rinnovabile e venivano emessi (su richiesta del titolare di un impianto qualificato come impianto alimentato da fonti rinnovabili ("**IAFR**") ed entrato in esercizio prima del 31 dicembre 2012) in numero variabile, a seconda del tipo di FER e dell'intervento realizzato sull'impianto (nuova costruzione, riattivazione, potenziamento e rifacimento).

Fino al 2007 le diverse FER godevano di un identico regime rispetto al riconoscimento di Certificati Verdi (assegnazione di 1 Certificato Verde per ogni 50 MW di energia prodotta). Successivamente, con la Legge 244/2007 (c.d. "**Finanziaria 2008**") è stata ridotta la taglia dei Certificati Verdi (assegnazione di 1 Certificato Verde per ogni MWh di energia prodotta) e sono stati introdotti coefficienti di differenziazione volti a premiare alcune FER meno diffuse e a ridurre l'incentivo per altre, considerate meno bisognose di sostegno economico pubblico.

Quanto al periodo di incentivazione, inizialmente era fissato in 8 anni dall'entrata in esercizio dell'impianto; tale periodo è stato poi esteso a 12 anni con la Finanziaria 2008 (che ha disciplinato l'ipotesi di impianti entrati in esercizio o ripotenziati a partire dal 1° aprile 1999 fino al 31

dicembre 2007) e, infine, a 15 anni per il caso di impianti entrati in esercizio o ripotenziati a partire dal 1° gennaio 2008 (come precisato dal D.M. del MISE 18 dicembre 2008).

Inoltre, la Finanziaria 2008 ha stabilito che i Certificati Verdi avessero un valore unitario pari a 1 MWh e fossero emessi dal GSE in numero pari al prodotto della produzione netta di energia elettrica da FER moltiplicata per il coefficiente riferito alla specifica tipologia di FER.

Successivamente, in vista della sostituzione del meccanismo dei Certificati Verdi con quello delle tariffe incentivanti corrisposte dal GSE, il Decreto Romani e il D.M. 6 luglio 2012 (“**DM 2012**”) hanno previsto il ritiro da parte del GSE dei Certificati Verdi rilasciati per le produzioni da FER negli anni dal 2012 al 2015. I Certificati Verdi eccedenti quelli necessari per il rispetto della quota d’obbligo sono stati ritirati dal GSE ad un prezzo pari al 78% del valore risultante dalla differenza tra 180 Euro/MWh e il valore medio annuo del prezzo di cessione dell’energia elettrica registrato nell’anno precedente e definito dall’Autorità per l’Energia Elettrica e il Gas (“**Autorità**”, dall’1 gennaio 2018 Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente, “**ARERA**”).

b) Il sistema di incentivazione di cui all’art. 24 del Decreto Romani e al DM 2012 per la produzione di energia elettrica da FER diverse dal fotovoltaico

Il Decreto Romani (art. 24) e il DM 2012 (che ha attuato lo stesso art. 24) hanno introdotto nuovi meccanismi di incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti alimentati da FER (diversi dai fotovoltaici) entrati in esercizio dal 1° gennaio 2013 a seguito di interventi di costruzione, integrale ricostruzione, riattivazione, potenziamento o rifacimento.

Ai sensi del DM 2012, il costo indicativo cumulato di tutte le tipologie di incentivo riconosciute agli impianti FER non può superare complessivamente il valore di Euro 5,8 miliardi annui, ripartiti in ragione di contingenti annuali di potenza incentivabile (per ciascun anno dal 2013 al 2015, divisi per tipologia di fonte e di impianto) e delle modalità di accesso agli incentivi. In particolare, tutti gli impianti alimentati da fonti rinnovabili entrati in esercizio dopo il 31 dicembre 2012 possono beneficiare del nuovo regime di tariffe incentivanti per un periodo di tempo pari alla vita media utile convenzionale dell’impianto (da 15 a 30 anni, a seconda della fonte di energia, con una durata di 20 anni per i Parchi Eolici *on-shore*).

Il DM 2012 ha previsto quattro modalità di accesso agli incentivi:

- (i) accesso diretto, per interventi di nuova costruzione, integrale ricostruzione, riattivazione o potenziamento con potenza non superiore ad un determinato limite;
- (ii) iscrizione a Registri informatici tenuti dal GSE, nel caso in cui l’impianto si collochi in una posizione tale da rientrare nei contingenti annui di potenza incentivabili e per interventi di nuova costruzione, integrale ricostruzione, rifacimento totale o parziale, riattivazione o potenziamento con potenza superiore a quella massima ammessa per l’accesso diretto, ma non superiore al valore oltre al quale è prevista la partecipazione a procedure di asta competitiva al ribasso;
- (iii) procedure competitive telematiche di asta al ribasso (rispetto al valore posto a base d’asta, che corrisponde alla tariffa incentivante base vigente per l’ultimo scaglione di potenza alla

data di entrata in esercizio dell'impianto). Le aste sono gestite dal GSE e vi possono prendere parte operatori che dimostrino di disporre dei titoli autorizzativi necessari, nonché di rispettare taluni requisiti economici e finanziari (presentando anche una cauzione), nel caso di interventi di nuova costruzione, integrale ricostruzione, riattivazione o potenziamento con potenza superiore a un determinato valore di soglia (5MW per gli impianti eolici). Gli impianti inclusi nelle graduatorie devono entrare in esercizio entro precisi termini, decorrenti dalla data della comunicazione di esito positivo della procedura (28 mesi per gli impianti eolici *on-shore*), pena una decurtazione automatica dello 0,5% della tariffa aggiudicata, fino a un massimo di 24 mesi di ritardo (dopo il quale l'Emittente aggiudicatario decade dall'incentivo e il GSE provvede ad escutere la cauzione versata).

Il DM 2012, la cui efficacia è circoscritta agli impianti già ammessi al meccanismo di incentivazione dallo stesso definito, individua, per ciascuna fonte, tipologia di impianto e classe di potenza, il valore delle tariffe incentivanti base di riferimento (vale a dire quella vigente alla data di entrata in esercizio dell'impianto) per gli impianti entrati in esercizio a decorrere dall'1° gennaio 2013. Le tariffe si riducono del 2% per ciascuno degli anni successivi fino al 2015.

Gli impianti entrati in esercizio dopo il 31 dicembre 2012 che accedono alle tariffe incentivanti non possono accedere né al meccanismo del c.d. "Ritiro Dedicato" (modalità semplificata a disposizione dei produttori per la vendita dell'energia elettrica immessa in rete, alternativa ai contratti bilaterali o alla vendita diretta in borsa, che consiste nella cessione dell'energia elettrica immessa al GSE, che provvede a remunerarla, corrispondendo al produttore un prezzo per ogni kWh ritirato) né al c.d. "Scambio sul Posto" (modalità di valorizzazione dell'energia elettrica che consente al produttore di realizzare una forma di autoconsumo immettendo in rete l'energia elettrica prodotta e non direttamente auto-consumata, per poi prelevarla in un momento differente da quello in cui avviene la produzione).

c) D.L. 145/2013, art. 1 (come modificato dalla legge di conversione 21 febbraio 2014 n. 9)

Al fine di contenere l'onere annuo sui prezzi e sulle tariffe elettriche degli incentivi alle FER e massimizzare l'apporto produttivo degli impianti esistenti nel medio-lungo termine, i produttori di energia elettrica da FER titolari di impianti che beneficiavano di incentivi sotto la forma di Certificati Verdi, tariffa onnicomprensiva o tariffe premio potevano esercitare le seguenti opzioni:

- (a) continuare a godere del regime incentivante spettante per il periodo di diritto residuo. In tal caso, per 10 anni dal termine del periodo di diritto al regime incentivante, interventi di qualunque tipo realizzati sullo stesso sito non hanno diritto a ulteriori strumenti incentivanti, incluso ritiro dedicato e scambio sul posto;
- (b) rimodulazione dell'incentivo spettante, volta a valorizzare l'intera vita utile dell'impianto. In tal caso, dal mese successivo all'esercizio dell'opzione, il produttore accedeva a un incentivo ridotto di una percentuale specifica per ciascuna tipologia di impianto, definita con decreto ministeriale, da applicarsi per un periodo rinnovato di incentivazione pari al periodo residuo dell'incentivazione spettante alla medesima data incrementato di 7 anni.

L'opzione avrebbe dovuto essere esercitata dai produttori di energia da fonti rinnovabili entro 90 giorni dalla data dell'entrata in vigore del decreto attuativo del MISE, ovvero entro il 17 febbraio 2015.

d) D.M. 23 giugno 2016

Il D.M. 23 giugno 2016 del MISE (“**DM 2016**”) ha aggiornato i meccanismi di incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti a FER diversi da quelli fotovoltaici, proponendo modalità di accesso agli incentivi che promuovano l'efficacia, l'efficienza e la sostenibilità degli oneri di incentivazione in misura adeguata al perseguimento degli obiettivi stabiliti a livello nazionale, nonché il graduale adattamento alle Linee guida in materia di aiuti di Stato per l'energia e l'ambiente di cui alla comunicazione della Commissione europea (2014/C 200/01).

Gli incentivi *ex DM 2016* sono destinati a impianti nuovi, integralmente ricostruiti, riattivati, oggetto di interventi di potenziamento o di rifacimento ed entrati in esercizio dal 1° gennaio 2013.

Al fine di garantire il rispetto del criterio dell'equa remunerazione degli investimenti (secondo cui gli incentivi decrescono con l'aumentare delle dimensioni degli impianti), il DM 2016 prevede che sia da considerarsi come un unico impianto l'insieme degli impianti alimentati dalla stessa fonte, nella disponibilità del medesimo produttore o riconducibili, a livello societario, a un unico produttore e localizzati nella medesima particella catastale o su particelle catastali contigue. La potenza sarà data dalla somma della potenza dei singoli impianti.

Come previsto dal DM 2012, le modalità di accesso agli incentivi ammesse dal DM 2016, a seconda della tipologia di fonte e della potenza dell'impianto (nuovi, integralmente ricostruiti, riattivati, oggetto di interventi di potenziamento o di rifacimento) sono: accesso diretto, iscrizione al registro o al registro per interventi di rifacimento, partecipazione a procedure d'asta al ribasso sulla tariffa incentivante.

Si segnala che, come precisato dalle procedure applicative del DM 2016 (le “**Procedure Applicative**”), una modifica sostanziale degli impianti, anche se autorizzata, intervenuta successivamente alla data di iscrizione al registro o di presentazione della domanda partecipazione alla procedura d'asta, determina la decadenza dell'iscrizione al registro o della domanda di partecipazione ad asta. Inoltre, ai sensi delle medesime Procedure Applicative, una modifica ai requisiti necessari per l'iscrizione al registro o alla procedura d'asta o rilevanti ai fini della formazione della graduatoria, anche se autorizzata, intervenuta o riconosciuta come non sostanziale successivamente alla data di iscrizione al registro o di presentazione della domanda partecipazione alla procedura d'asta, determina la decadenza dell'iscrizione al registro o della domanda di partecipazione ad asta.

Il DM 2016 prevede due meccanismi incentivanti:

- (a) una tariffa onnicomprensiva per gli impianti di potenza fino a 0,5 MW, calcolata sommando alla tariffa incentivante base (T_b) gli eventuali premi a cui l'impianto ha diritto. Il corrispettivo erogato comprende anche la remunerazione dell'energia che viene ritirata dal GSE;

- (b) un incentivo per gli impianti di potenza superiore a 0,5 MW, calcolato come differenza tra la tariffa incentivante base – a cui vanno sommati eventuali premi a cui l'impianto ha diritto – e il prezzo zonale orario dell'energia del mercato del giorno prima gestito dal Gestore Mercati Energetici S.p.A. ("GME"). L'energia prodotta resta nella disponibilità del produttore.

Gli impianti che accedono alle tariffe incentivanti ex DM2016 non possono accedere né al meccanismo del ritiro dedicato, né dello scambio sul posto.

Il DM 2016 prevedeva che l'accettazione delle richieste di accesso ai meccanismi di incentivazione del DM 2016 sarebbe cessata entro 30 giorni dal raggiungimento della prima delle seguenti date: (i) il 1° dicembre 2016 (ovvero il 1° dicembre 2017 per l'accesso diretto agli incentivi di impianti di piccola taglia); (ii) la data di raggiungimento di un costo indicativo annuo medio degli incentivi di Euro 5,8 miliardi l'anno.

Il GSE ha pubblicato i bandi relativi ai registri e alle procedure d'asta per l'accesso ai meccanismi di incentivazione previsti dal DM 2016 il 20 agosto 2016. I Registri si sono chiusi in data 28 ottobre 2016 (e le relative graduatorie sono state pubblicate il successivo 25 novembre). Le richieste di accesso alle procedure d'asta andavano presentate entro il 27 novembre 2016 (e le graduatorie sono state pubblicate il 22 dicembre 2016).

Il DM 2016 prevede che gli incentivi vengano erogati a partire dalla data di entrata in esercizio commerciale, per un periodo pari alla vita media utile convenzionale della specifica tipologia di impianto.

e) Procedure operative per la gestione degli impianti FER

Il 20 dicembre 2017 sono state pubblicate dal GSE le procedure operative per la gestione in esercizio degli impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili ammessi agli incentivi (le "Procedure"). Le Procedure, redatte in attuazione e conformemente ai criteri previsti dall'art. 30 del DM 2016, si inseriscono nel più ampio quadro di definizione degli obiettivi generali di sostenibilità ambientale della SEN e in discussione, a livello europeo, per il periodo successivo al 2020, proponendosi di promuovere la massimizzazione della produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile, nonché di favorire il prolungamento della vita utile degli impianti oltre il periodo di incentivazione, senza comprometterne la sicurezza. Le Procedure disciplinano le diverse categorie a cui è possibile ricondurre gli interventi sugli impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili diversi dai fotovoltaici, con indicazione delle condizioni e dei criteri di ammissibilità, degli impatti sulla convenzione in essere, degli adempimenti in capo agli operatori e delle modalità di comunicazione al GSE. In relazione agli interventi completati prima della pubblicazione delle Procedure e già comunicati al GSE, l'operatore non dovrà trasmettere ulteriori comunicazioni.

f) Legge Europea 2017

L'art. 20 della L. 167 del 20 Novembre 2017, recante "Disposizioni per l'adempimento degli obblighi derivanti dall'appartenenza dell'Italia all'Unione europea – Legge europea 2017" (la

“**Legge Europea 2017**”), ha modificato l’art. 24 del Decreto Romani adeguando la normativa nazionale alla comunicazione 2014/C 200/01 della Commissione, in materia di aiuti di Stato a favore dell’ambiente e dell’energia 2014–2020, in relazione alle misure di sostegno alla produzione di energia da fonti rinnovabili.

In particolare, l’art. 20 sostituisce il comma 3 dell’art. 24 del Decreto Romani con un nuovo testo, in base al quale verrà riconosciuto un incentivo alla produzione di energia elettrica agli impianti di potenza nominale fino a un valore che sarà stabilito con successivi decreti ministeriali (comunque non superiore a 5 MW per gli impianti eolici), da emanarsi nel rispetto di alcuni criteri dettati dallo stesso art. 20. In particolare, la nuova norma stabilisce che la diversificazione dell’incentivo per fonti e per scaglioni di potenza dovrà essere finalizzata esclusivamente alla riduzione dei costi, anziché a commisurare l’incentivo stesso ai costi specifici degli impianti, tenendo conto delle economie di scala. Inoltre, la norma precisa che l’incentivo riconosciuto sarà quello applicabile alla data di entrata dell’impianto in esercizio.

Con specifico riferimento agli impianti di potenza nominale superiore ai valori minimi stabiliti per l’accesso ai meccanismi previsti dal comma 3, l’attuale formulazione del comma 4 dell’art. 24 del Decreto Romani (come modificato dalla Legge Europea 2017) prevede poi che le procedure d’asta al ribasso, gestite dal GSE, riguarderanno contingenti di potenza anche riferiti a più tecnologie e specifiche categorie di interventi (finora previsti per ciascuna fonte o tipologia d’impianto).

Il Decreto Ministeriale di attuazione della Legge Europea 2017 è attualmente in corso di approvazione.

g) Controlli sugli impianti incentivati

L’art. 23, comma 3, del Decreto Romani prevede che non hanno titolo a percepire gli incentivi per la produzione di energia da FER i soggetti che, in base a quanto accertato dalle autorità e gli enti competenti, hanno fornito dati o documenti non veritieri, o hanno reso dichiarazioni false o mendaci in relazione alla richiesta di qualifica degli impianti o di erogazione degli incentivi. La norma stabiliva inoltre che, fermo restando il recupero delle somme indebitamente percepite, la condizione ostativa alla percezione degli incentivi avesse durata di dieci anni dalla data dell’accertamento e si applicasse alla persona fisica o giuridica che ha presentato la richiesta, nonché ai seguenti soggetti: a) il legale rappresentante che ha sottoscritto la richiesta; b) il soggetto responsabile dell’impianto; c) il direttore tecnico; d) i soci, se si tratta di società in nome collettivo; e) i soci accomandatari, se si tratta di società in accomandita semplice; f) gli amministratori con potere di rappresentanza, se si tratta di altro tipo di società o consorzio.

Con sentenza n. 51/2017, pubblicata il 10 marzo 2017, la Corte Costituzionale ha dichiarato l’illegittimità costituzionale dell’art. 23 del Decreto Romani, nella parte in cui prevede che la misura interdittiva abbia durata decennale.

Inoltre, l’art. 42, comma 1, del Decreto Romani prevede che l’erogazione di incentivi nel settore elettrico e termico sia subordinata alla verifica dei dati forniti dai soggetti responsabili che presentano istanza (tramite il controllo della documentazione trasmessa e con controlli a

campione sugli impianti). I controlli sugli impianti, per i quali i soggetti preposti dal GSE rivestono la qualifica di pubblico ufficiale, sono svolti anche senza preavviso ed hanno ad oggetto la documentazione relativa all'impianto, la sua configurazione impiantistica e le modalità di connessione alla rete elettrica.

Ai sensi del comma 3 del medesimo art. 42, nel caso in cui le violazioni riscontrate nell'ambito dei controlli siano rilevanti ai fini dell'erogazione degli incentivi, il GSE: (i) dispone il rigetto dell'istanza, ovvero la decadenza dagli incentivi; (ii) il recupero delle somme già erogate, e (iii) trasmette all'Autorità l'esito degli accertamenti effettuati per l'applicazione delle sanzioni di cui all'art. 2, comma 20, lettera c), della legge 14 novembre 1995, n. 481.

In particolare, il D.M. 31 gennaio 2014 (il "**Decreto Controlli**"), emanato in attuazione dell'art. 42 del Decreto Romani, stabilisce che, qualora, in esito all'attività di controllo o di verifica documentale il GSE accerti violazioni rilevanti (specificamente individuate dall'Allegato 1 al Decreto Controlli, tra le quali figurano l'insussistenza dei requisiti per la qualificazione dell'impianto, per l'accesso agli incentivi ovvero dei requisiti autorizzativi e/o l'inefficacia del titolo autorizzativo per la costruzione ed esercizio dell'impianto), dispone il rigetto dell'istanza ovvero la decadenza dagli incentivi, con l'integrale recupero delle somme già erogate. Inoltre, fuori delle ipotesi espressamente previste dall'Allegato 1, il GSE dispone comunque il rigetto dell'istanza ovvero la decadenza dagli incentivi, nonché l'integrale recupero delle somme eventualmente già erogate anche qualora rilevi violazioni, elusioni o inadempimenti cui consegua l'indebito accesso agli incentivi. Infine, nel caso in cui il GSE riscontri violazioni o inadempimenti che rilevano ai fini dell'esatta quantificazione degli incentivi ovvero dei premi, dispone le prescrizioni più opportune ovvero ridetermina l'incentivo in base alle caratteristiche rilevate a seguito del controllo e alla normativa applicabile, recuperando le sole somme indebitamente erogate.

L'art. 42 del Decreto Romani è stato recentemente modificato dalla Legge n. 205 del 27 dicembre 2017, al fine di prevedere una graduazione del sistema di sanzioni a seconda del tipo e della gravità della violazione e di configurare una sorta di ravvedimento operoso, volto a permettere ai soggetti di regolarizzare la propria posizione davanti al GSE in relazione al rispetto dei presupposti per percepire gli incentivi. In particolare, l'attuale formulazione dell'art. 42, comma 3, prevede che, in deroga a quanto previsto nel primo periodo (ovvero al potere del GSE di disporre il rigetto dell'istanza ovvero la decadenza dagli incentivi, nonché il recupero delle somme già erogate in caso di violazioni rilevanti) e al fine di salvaguardare la produzione di energia da fonti rinnovabili degli impianti che al momento dell'accertamento della violazione percepiscono incentivi, il GSE disponga la decurtazione dell'incentivo in misura ricompresa fra il 20 e l'80 per cento, in ragione dell'entità della violazione. La stessa norma prevede inoltre che, nel caso in cui le violazioni siano spontaneamente denunciate dal soggetto responsabile al di fuori di un procedimento di verifica e controllo, le decurtazioni siano ulteriormente ridotte di un terzo. Le violazioni che danno luogo alle decurtazioni previste dalla nuova formulazione dovranno essere regolate con Decreto del MISE.

Con D.L. 24 aprile 2017, n. 50 (convertito, con modificazioni, dalla L. 21 giugno 2017, n. 96) è stato, inoltre inserito nell'art. 42 il comma 4-*sexies*. In base a tale norma, al fine di salvaguardare la produzione di energia elettrica derivante da impianti eolici, tutti gli impianti eolici già iscritti in

posizione utile nel registro EOLN-RG2012, ai quali è stato negato l'accesso agli incentivi di cui al DM 2012 a causa della errata indicazione della data del titolo autorizzativo in sede di registrazione dell'impianto al registro EOLN-RG2012, sono riammessi agli incentivi previsti dalla normativa per tale registro. La riammissione avviene a condizione che l'errata indicazione della data del titolo autorizzativo non abbia effettivamente portato all'impianto un vantaggio in relazione alla sua posizione in graduatoria.

La vendita di energia elettrica in Italia

La vendita di energia elettrica all'ingrosso in Italia segue due diverse modalità:

- la collocazione sulla Borsa Elettrica, gestita economicamente dal GME (ai sensi dell'art. 5 del Decreto Bersani), mediante operatori dedicati e secondo le Disposizioni Tecniche di Funzionamento emanate dal GME (come recentemente aggiornate in relazione alla "*Tempistica delle attività relative alle sessioni di MGP, MI e MSD*" (n. 03 rev. 7 MPE) e alle MPE "*Sessioni del MI per le quali viene eseguito il Market Coupling*" (n. 16 rev. 1) al fine dell'avvio, dalla data di flusso 1° febbraio 2017, delle nuove sessioni MI);
- la stipula di contratti bilaterali.

Ai sensi dell'art. 13, comma 2, del DLGS 387, inoltre, è possibile per il produttore di energia elettrica mediante impianti che impiegano FER intermittenti (es. vento) ovvero impianti alimentati da FER di potenza inferiore a 10 MW optare per il Ritiro Dedicato e chiedere al GSE di ritirare, remunerandola, l'energia prodotta secondo le modalità definite dall'Autorità. Il Ritiro Dedicato dell'energia, come sopra anticipato, è una modalità di vendita dell'energia non compatibile con lo scambio sul posto, con la tariffa onnicomprensiva e, da ultimo, anche con gli incentivi *ex* DM 2012 e DM 2016.

Priorità di Dispacciamento e corrispettivi di Sbilanciamento

a) Priorità di Dispacciamento

Il servizio di Dispacciamento è reso necessario dal fatto che l'energia elettrica non è un bene immagazzinabile, sicché la quantità di energia richiesta dall'insieme dei consumatori finali deve essere garantita e gestita, così come deve esserne gestita la trasmissione in modo che offerta e domanda siano sempre in equilibrio, garantendo la continuità della fornitura in condizioni di sicurezza.

A livello europeo, la Direttiva FER disciplina la c.d. priorità di Dispacciamento per le FER, stabilendo che gli Stati membri debbano assicurare che i gestori del sistema di trasmissione diano la priorità agli impianti FER nella misura consentita dal funzionamento sicuro del sistema elettrico nazionale e sulla base di criteri non discriminatori e ispirati alla trasparenza.

Nel contesto italiano, già il Decreto Bersani e il DLGS 387 prevedevano la priorità nel servizio di Dispacciamento per gli impianti FER, con la conseguenza che l'elettricità prodotta da questi ultimi è fornita dai produttori alla rete in via preferenziale rispetto a quella prodotta da fonti convenzionali.

In Italia, il servizio di Dispacciamento è svolto dal gestore della rete di trasmissione nazionale (“**Terna**”), che gestisce in maniera coordinata le immissioni e i prelievi di energia elettrica sulla rete di trasmissione nazionale per garantire il bilanciamento del sistema elettrico, anche mediante, ordini a ridurre o aumentare l’energia immessa in rete alle unità di produzione (ai sensi della delibera n. 111/2006 dell’Autorità).

Mediante la delibera dell’Autorità 18 dicembre 2007, n. 330 (“**Delibera 330/07**”), è stata regolamentata la gestione della priorità di Dispacciamento in situazioni di criticità del sistema elettrico nazionale (con particolare riguardo alla produzione da fonte eolica), prevedendo – tra l’altro – la valorizzazione (al valore di mercato) dell’energia elettrica non prodotta a causa delle azioni di modulazione imposte da Terna. La Delibera 330/07 si configura, quindi, come un intervento regolatorio che, da un lato, mira a assicurare gli operatori in riferimento ai potenziali mancati ricavi associati all’esecuzione delle azioni di modulazione richieste da Terna e, dall’altro, avvia una fase di studio e di monitoraggio dell’evoluzione del funzionamento del sistema elettrico e delle criticità connesse alla diffusione delle FER non programmabili, in vista di un loro sviluppo coerente con gli obiettivi nazionali ed europei.

Quanto ai metodi e ai criteri di quantificazione della predetta valorizzazione, gli stessi sono stati ridefiniti dalla delibera dell’Autorità ARG/elt 5/2010 (“**Delibera 5/2010**”), la quale prevede che il corrispettivo venga definito in relazione al quantitativo di energia non prodotto a causa della modulazione in riduzione imposta da Terna (sulla base di stime effettuate dal GSE), tenendo altresì in considerazione, in relazione agli impianti di produzione eolica, l’indice di affidabilità definito da Terna.

L’Indice di Affidabilità (“**IA**”), disciplinato dalla Delibera dell’Autorità ARG/elt 112/10, è un indicatore del grado di affidabilità dell’utente del Dispacciamento, in relazione ad una determinata unità di produzione, nel rispettare gli ordini di Dispacciamento impartiti da Terna e che ha valenza ai soli fini del calcolo della mancata produzione eolica.

Si segnala, da ultimo, che in data 30 novembre 2016, la Commissione europea ha varato il c.d. “Pacchetto invernale”, nel quale, tra le proposte in tema di FER, viene considerata la cancellazione della priorità di Dispacciamento, salvo che per gli impianti esistenti (eccetto l’ipotesi di rifacimento), piccoli impianti e tecnologie innovative.

b) Corrispettivi di Sbilanciamento

La Delibera 111/2006 dell’Autorità prevedeva la completa esenzione delle FER non programmabili dagli oneri connessi agli sbilanciamenti del sistema elettrico (intesi come differenza tra le effettive immissioni/prelievi e i programmi finali di immissione/prelievo di una unità di produzione). Con l’aumento degli impianti alimentati da FER non programmabili, nel 2012 l’Autorità ha emanato la delibera 281/2012/R/EFR (“**Delibera 281**”), con la quale – a partire dal 1° gennaio 2013 – è stato eliminato il previgente esonero dal pagamento dei corrispettivi di Sbilanciamento per le FER non programmabili, stabilendo però delle franchigie di Sbilanciamento, identiche per tutte le fonti, all’interno delle quali veniva confermato il regime di esenzione. I corrispettivi sono stati così calcolati sulla differenza tra l’energia elettrica effettivamente immessa in rete e quella prevista.

La Delibera 281 è stata tuttavia impugnata da alcuni operatori, nella parte in cui equiparava i produttori da fonti programmabili a quelli da fonti non programmabili rispetto alla modalità di determinazione dei corrispettivi di Sbilanciamento. Conseguentemente, l'Autorità, con la delibera 522/2014/R/EEL (la "**Delibera 522**") ha aggiornato la disciplina degli sbilanciamenti per le FER non programmabili, in ottemperanza alla sentenza del Consiglio di Stato, Sez. VI, n. 2936 del 9 giugno 2014; la nuova disciplina è entrata in vigore il 1° gennaio 2015.

Pertanto, l'Autorità ha consentito agli utenti del Dispacciamento di scegliere – previa comunicazione annuale a Terna – per ciascun punto di Dispacciamento nella propria titolarità, tra due diverse modalità di calcolo dei corrispettivi di Sbilanciamento:

- (a) applicazione allo Sbilanciamento effettivo di un prezzo, pari a quello di cui al comma 40.3 della delibera 111/06, così come modificato dalla Delibera 522 (sicché le unità di produzione alimentate da FER non programmabili sono assoggettate alla stessa regolazione di valorizzazione degli sbilanciamenti valida per le unità di produzione programmabili non abilitate al mercato per il servizio di Dispacciamento);
- (b) applicazione di bande di tolleranza al c.d. *programma vincolante modificato e corretto* ("**PVMC**"), differenziate per fonte (49% del PVMC per la fonte eolica).

Al riguardo, si segnala che la Delibera 522 è stata impugnata al TAR Lombardia (sez. Milano) nella parte in cui ha previsto, relativamente al periodo 1° gennaio 2013 – 31 dicembre 2014, l'applicazione dei corrispettivi di Sbilanciamento come definiti dalla Delibera 111/06. Il Tar Lombardia, con sentenza n. 76/2017, nell'accogliere il ricorso, ha disposto l'annullamento della Delibera 522 nella parte in cui non ha previsto meccanismi di mitigazione degli effetti dannosi correlati ai comportamenti degli operatori tenuti sul presupposto della perdurante applicabilità del regime introdotto dalla Delibera 522.

Con delibera 419/2017/R/EEL (la "**Delibera 419**"), l'Autorità ha dettato una regolazione "transitoria" relativamente alla valorizzazione degli sbilanciamenti effettivi in attesa della definizione di una soluzione organica di regime basata sull'utilizzo dei c.d. "Prezzi Nodali".

In particolare, la Delibera 419 prevede che:

- a partire dal 1° luglio 2017, siano introdotti i "corrispettivi di non arbitraggio macrozonale" per le unità di consumo e per le unità di produzione non abilitate, al fine di eliminare le distorsioni derivanti dalla determinazione dei prezzi di Sbilanciamento a livello macrozonale in presenza di prezzi di mercato determinati a livello zonale;
- a decorrere dal 1° settembre 2017, sia applicata la nuova metodologia di calcolo del segno dello Sbilanciamento aggregato zonale proposta da Terna, basata sulla rilevazione degli scambi effettivi fra le diverse macrozone, utilizzabile sia per la stima preliminare del segno dello Sbilanciamento nel giorno successivo al giorno di consegna (D+1), sia come parametro rilevante per la determinazione definitiva del segno ai fini del *settlement* nel mese M+1;
- a partire dal 1° settembre 2017, sia ripristinato il meccanismo "*single pricing*" per tutte le unità non abilitate.

Inoltre, la stessa Delibera 419 ha previsto che Terna, a decorrere dal 1° gennaio 2018, pubblichi lo Sbilanciamento aggregato zonale determinato in via preliminare entro 30 minuti dal periodo di consegna, in attuazione di quanto previsto dall'art. 17 del Regolamento UE n. 543/2013 (c.d. "*balancing code*").

Infine, l'Autorità ha reso noto che la disciplina "di regime" degli sbilanciamenti effettivi verrà definita presumibilmente entro il 1° gennaio 2019.

VII. STRUTTURA ORGANIZZATIVA

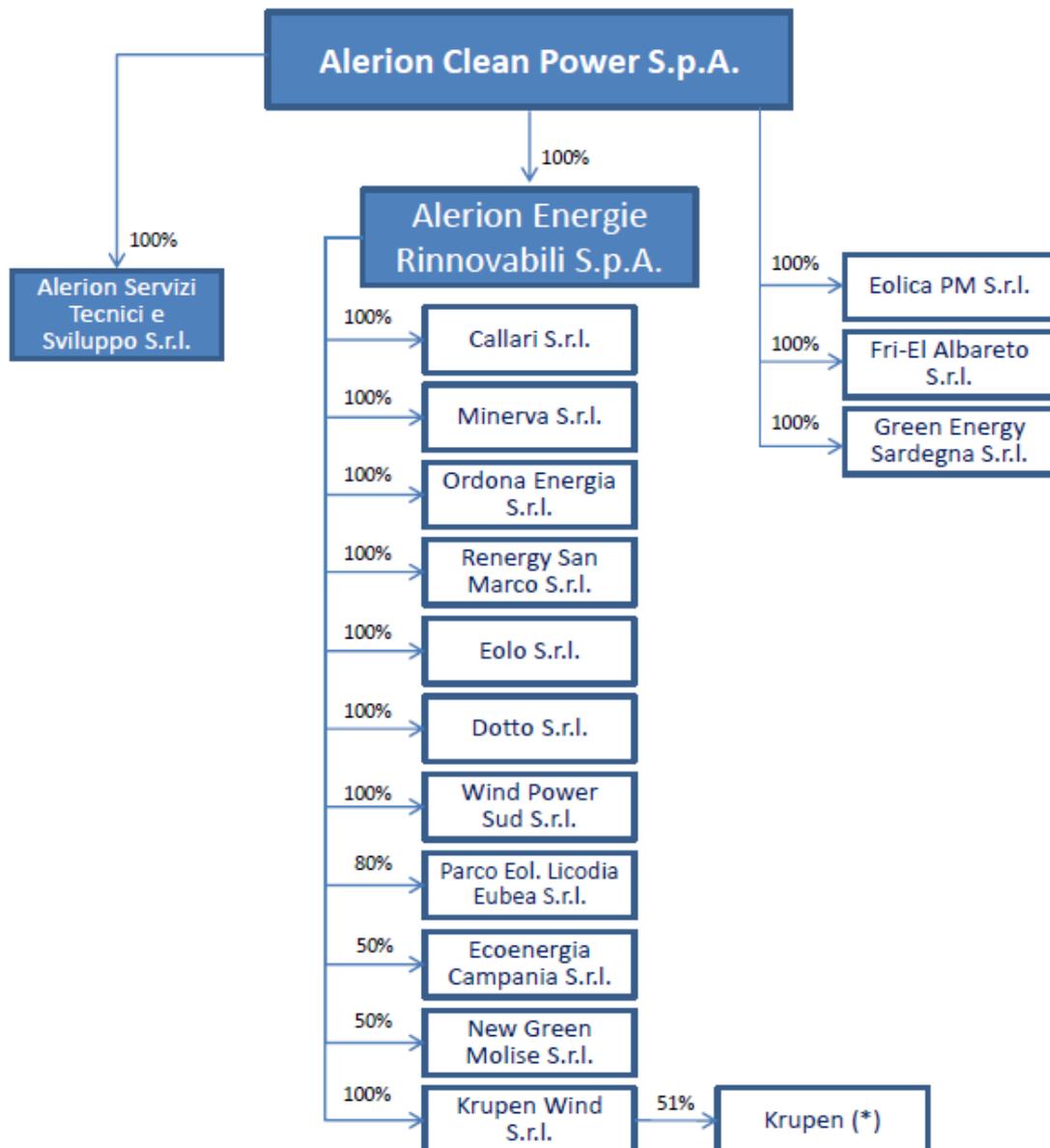
7.1 Descrizione del gruppo a cui appartiene la Società

Alla Data del Documento di Registrazione Alerion riveste il ruolo di capogruppo del Gruppo. La tabella che segue riporta l'area di consolidamento del Gruppo Alerion alla Data del Documento di Registrazione.

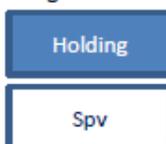
Denominazione	Sede	Capitale sociale (/000)	% di possesso		Impresa diretta detentrici della partecipazione indiretta
			diretto	indiretto	
Società controllate consolidate secondo il metodo integrale					
Alerion Clean Power S.p.A.	Milano – Viale Majno 17	158.355	-	-	
Alerion Real Estate S.r.l. in liquidazione	Milano – Viale Majno 17	90	100,00	-	
Alerion Energie Rinnovabili S.p.A.	Milano – Viale Majno 17	10.000	100,00	-	
Alerion Servizi Tecnici e Sviluppo S.r.l.	Milano – Viale Majno 17	100	100,00	-	
Alerion Bioenergy S.r.l. in liquidazione	Milano – Viale Majno 17	19	100,00	-	
Frie-el Albareto S.r.l.	Bolzano – Piazza del Grano 3	10	100,00		
Eolica PM S.r.l.	Bolzano – Piazza del Grano 3	20	100,00		
Green Energy Sardegna S.r.l.	Bolzano – Piazza del Grano 3	10	100,00		
Ordonia Energia S.r.l.	Milano – Viale Majno 17	435	-	100,00	Alerion Energie Rinnovabili S.p.A.
Callari S.r.l.	Milano – Viale Majno 17	1.000	-	100,00	Alerion Energie Rinnovabili S.p.A.
Minerva S.r.l.	Milano – Viale Majno 17	14	-	100,00	Alerion Energie Rinnovabili S.p.A.
Eolo S.r.l.	Milano – Viale Majno 17	750	-	100,00	Alerion Energie Rinnovabili S.p.A.
Parco Eolico Licodia Eubea S.r.l.	Milano – Viale Majno 17	100	-	80,00	Alerion Energie Rinnovabili S.p.A.
Dotto S.r.l.	Milano – Viale Majno 17	10	-	100,00	Alerion Energie Rinnovabili S.p.A.
Wind Power Sud S.r.l.	Milano – Viale Majno 17	10	-	100,00	Alerion Energie Rinnovabili S.p.A.
Energes Biccari S.r.l. in liquidazione	Milano – Viale Majno 17	100	-	75,00	Alerion Servizi Tecnici e Sviluppo S.r.l.
Renergy San Marco S.r.l.	Milano – Viale Majno 17	108	-	100,00	Alerion Energie Rinnovabili S.p.A.
Krupen Wind S.r.l.	Milano – Viale Majno 17	10	-	100,00	Alerion Energie Rinnovabili S.p.A.
Enermac S.r.l.	Milano – Viale Majno 17	40	-	100,00	Alerion Servizi Tecnici e Sviluppo S.r.l.
Auseu-Borod Wind Farm S.r.l. in	Oradea – Cetatii Square no. 1, 4th floor, Bihor	0,2 RON	-	100,00	Alerion Romania S.A.

liquidazione	County				
Alerion Romania S.A. in liquidazione	Oradea – Cetatii Square no. 1, 4th floor, Bihor County	100 RON	-	95,00 5,00	Alerion Energie Rinnovabili S.p.A. Alerion Bioenergy S.r.l. in liquidazione
Alerion Bulgaria OOD	Sofia – 6th Septemvri Str., 6A, Sredetz Region	50 LEV	-	92,50	Alerion Energie Rinnovabili S.p.A.
Wind Energy EOOD	9000 Varna, Buzludja Str. 7/9, district Odessos (loc. Krupen)	2,4 LEV	-	51,00	Krupen Wind S.r.l.
Wind Stream EOOD	9000 Varna, Buzludja Str. 7/9, district Odessos (loc. Krupen)	2,3 LEV	-	51,00	Krupen Wind S.r.l.
Wind Systems EOOD	9000 Varna, Buzludja Str. 7/9, district Odessos (loc. Krupen)	2.3 LEV	-	51,00	Krupen Wind S.r.l.
Wind Power 2 EOOD	9000 Varna, Buzludja Str. 7/9, district Odessos (loc. Krupen)	2,3 LEV	-	51,00	Krupen Wind S.r.l.
Società partecipate in joint venture valutate secondo il metodo del Patrimonio Netto					
Ecoenergia Campania S.r.l.	Cervinara (AV) – Via Cardito, 14	100	-	50,00	Alerion Energie Rinnovabili S.p.A.
New Green Molise S.r.l.	Napoli – Via Diocleziano, 107	10	-	50,00	Alerion Energie Rinnovabili S.p.A.
Partecipazioni Collegate valutate secondo il metodo del Patrimonio Netto					
Giava Uno S.r.l. in liquidazione	Milano – Via Donizetti, 1	1.600	-	31,00	Alerion Energie Rinnovabili S.p.A.
S.C. Compagnia Eoliana S.A.	Oradea – Cetatii Square no. 1, 4th floor, Bihor County	501 RON	-	49,75	Alerion Energie Rinnovabili S.p.A.
Jimbolia Wind Farm S.r.l.	Oradea – Cetatii Square no. 1, 4th floor, Bihor County	1 RON	-	49,25	S.C. Compagnia Eoliana S.A.

Il diagramma che segue illustra la struttura organizzativa del Gruppo alla Data del Documento di Registrazione.



Legenda:



(*) L'impianto di Krupen è formato da quattro società: Wind Energy EOOD, Wind Stream EOOD, Wind System EOOD e Wind Power 2 EOOD

L'Emittente è una *holding* costituita in Italia sotto forma di società per azioni. AER è la *sub-holding* del Gruppo di cui Alerion detiene la totalità del capitale sociale, costituita come società per azioni ai sensi delle leggi della Repubblica Italiana.

ASTS è la società attiva nello sviluppo, nella progettazione, nella costruzione e nella gestione degli impianti del Gruppo, di cui Alerion detiene la totalità del capitale sociale.

Le società del Gruppo che gestiscono Parchi Eolici alla Data del Documento di Registrazione e in cui il Gruppo possiede una partecipazione pari al 100% del capitale sociale o di maggioranza, di cui al diagramma che precede, sono le seguenti: Eolo S.r.l. (che gestisce il Parco Eolico di Albanella), Dotto S.r.l. (che gestisce il Parco Eolico di Ciorlano), Callari S.r.l. (che gestisce il Parco Eolico di Callari), Ordonà Energia S.r.l. (che gestisce il Parco Eolico di Ordonà), Minerva S.r.l. (che gestisce il Parco Eolico di Castel di Lucio), Renergy San Marco S.r.l. (che gestisce il Parco Eolico di San Marco), Wind Power Sud S.r.l. (che gestisce il Parco Eolico di Monte Petراسي) e le società bulgare Wind Energy EOOD, Wind Stream EOOD, Wind Systems EOOD e Wind Power 2 EOOD (che gestisce il Parco Eolico di Krupen), detenute dal Gruppo attraverso Krupen Wind S.r.l.

Inoltre, a seguito dell'Aumento di Capitale, Alerion detiene una partecipazione pari al 100% del capitale sociale nelle società Eolica PM S.r.l. (titolare del Parco Eolico in costruzione di Morcone e Pontelandolfo), Fri-El Albareto S.r.l. (titolare del Parco Eolico in costruzione di Albareto e Tornolo) e Green Energy Sardegna S.r.l. (titolare del Parco Eolico in costruzione di Villacidro e S. Gavino Monreale).

Per maggiori informazioni sulle società operative e sulle attività del Gruppo si rimanda al Capitolo VI, Paragrafo 6.1, del Documento di Registrazione.

Tramite AER, il Gruppo detiene inoltre le seguenti partecipazioni: (i) una partecipazione dell'80% in Parco Eolico Licodia Eubea S.r.l., che gestisce il Parco Eolico di Licodia, (ii) una partecipazione del 50% in New Green Molise S.r.l., che gestisce il Parco Eolico di San Martino in Pensilis, (iii) una partecipazione del 50% in Ecoenergia Campania S.r.l., che gestisce il Parco Eolico di Lacedonia. Con riferimento a New Green Molise S.r.l. e Ecoenergia Campania S.r.l. si segnala che entrambe sono consolidate ai sensi dell'IFRS 11.

L'Emittente esercita attività di direzione e coordinamento su AER, la quale a sua volta esercita attività di direzione e coordinamento sulle società operative del Gruppo, ad eccezione di Eolsiponto S.r.l., ai sensi degli artt. 2497 e seguenti del Codice Civile.

Le disposizioni del Capo IX del Titolo V del Libro V del codice civile (art. 2497 e ss. cod. civ.) prevedono una responsabilità diretta della società che esercita attività di direzione e coordinamento nei confronti dei soci e dei creditori sociali delle società soggette alla direzione e coordinamento, nel caso in cui la società che esercita tale attività - agendo nell'interesse imprenditoriale proprio o altrui in violazione dei principi di corretta gestione societaria e imprenditoriale delle società medesime - arrechi pregiudizio alla redditività e al valore della partecipazione sociale ovvero cagioni, nei confronti dei creditori sociali, una lesione all'integrità del patrimonio della società. Tale responsabilità non sussiste quando il danno risulta: (i) mancante

alla luce del risultato complessivo dell'attività di direzione e coordinamento; ovvero (ii) integralmente eliminato anche a seguito di operazioni a ciò dirette.

La responsabilità diretta della società che esercita attività di direzione e coordinamento è, inoltre, sussidiaria (essa può essere, pertanto, fatta valere solo se il socio e il creditore sociale non sono stati soddisfatti dalla società soggetta alla attività di direzione e coordinamento) e può essere estesa, in via solidale, a chi abbia comunque preso parte al fatto lesivo e, nei limiti del vantaggio conseguito, a chi ne abbia consapevolmente tratto beneficio.

Per quanto riguarda i finanziamenti effettuati a favore di società da chi esercita attività di direzione e coordinamento nei loro confronti o da altri soggetti ad essa sottoposti, ai sensi di quanto disposto dall'art. 2467 del cod. civ. si noti quanto segue: (i) i finanziamenti – in qualunque forma effettuati – concessi in un momento in cui, anche in considerazione del tipo di attività esercitata dalla società, risulta un eccessivo squilibrio dell'indebitamento rispetto al patrimonio netto oppure una situazione finanziaria della società nella quale sarebbe ragionevole un conferimento, sono considerati finanziamenti postergati, con conseguente rimborso postergato rispetto alla soddisfazione degli altri creditori; e (ii) qualora il rimborso di detti finanziamenti intervenga nell'anno precedente la dichiarazione di fallimento, i finanziamenti devono essere restituiti.

Infine si segnala che, ai sensi dell'art. 2359 cod. civ., la Società è controllata da FGP la quale esercita sull'Emittente attività di direzione e coordinamento ai sensi degli artt. 2497 e seguenti del codice civile; alla Data del Documento di Registrazione FGP detiene una partecipazione pari all'85% del capitale sociale di Alerion (per maggiori informazioni si rinvia al Capitolo V, Paragrafo 5.1, del Documento di Registrazione).

7.2 Dipendenza da altri soggetti interni al Gruppo

L'Emittente, in quanto capogruppo del Gruppo Alerion, ritiene di non dipendere da alcun altro soggetto all'interno del Gruppo medesimo.

VIII. INFORMAZIONI SULLE TENDENZE PREVISTE

8.1 Eventuali cambiamenti negativi sostanziali delle prospettive del Gruppo dalla chiusura dell'esercizio al 31 dicembre 2017

Non si sono verificati cambiamenti negativi sostanziali delle prospettive del Gruppo dalla data dell'ultimo bilancio pubblicato sottoposto a revisione.

Si segnala che l'andamento economico gestionale del primo trimestre 2018 è stato caratterizzato da una produzione elettrica degli impianti detenuti dalle SPV consolidate integralmente, pari a 132,8 GWh, in crescita del 23,4% rispetto alla produzione registrata nel primo trimestre 2017, pari a 107,6 GWh, a seguito in particolare della buona ventosità dei siti e della disponibilità degli impianti che hanno contraddistinto il primo trimestre 2018. Pertanto i ricavi operativi del primo trimestre 2018 sono risultati pari a Euro 19,5 milioni in aumento del 19% rispetto a Euro 16,4 milioni del primo trimestre 2017, grazie al positivo andamento della produzione elettrica. L'EBITDA del primo trimestre 2018 è risultato pari a circa Euro 17,7 milioni, in aumento del 25,5% rispetto al primo trimestre 2017 (pari a Euro 14,1 milioni). Tale incremento riflette sia l'aumento dei ricavi registrato nei primi tre mesi del 2018, sia una riduzione dei costi operativi di gestione.

L'indebitamento finanziario netto al 31 marzo 2018 è pari a Euro 167,3 milioni, in diminuzione di circa Euro 7 milioni rispetto al 31 dicembre 2017 (pari a Euro 174,1 milioni).

8.2 Informazioni su tendenze, incertezze, richieste, impegni o fatti noti che potrebbero ragionevolmente avere ripercussioni significative sulle prospettive dell'Emittente almeno per l'esercizio in corso

Alla Data del Documento di Registrazione, Alerion non è a conoscenza di tendenze, incertezze, richieste, impegni o fatti noti che potrebbero ragionevolmente avere ripercussioni significative sulle prospettive dell'Emittente e del Gruppo almeno per l'esercizio in corso.

IX. PREVISIONI E STIME DEGLI UTILI

Il Documento di Registrazione non contiene previsioni e stime degli utili.

X. ORGANI DI AMMINISTRAZIONE, DI DIREZIONE O DI VIGILANZA E ALTI DIRIGENTI

10.1 Nome, indirizzo e funzioni dei componenti degli organi di amministrazione, di direzione e di vigilanza

10.1.1 Consiglio di Amministrazione

Ai sensi dello statuto sociale, la Società è amministrata da un Consiglio di Amministrazione composto da sette a diciannove membri, anche non soci, i quali durano in carica per il periodo stabilito nell'atto di nomina, comunque non superiore a tre esercizi. Essi decadono e si rieleggono o si sostituiscono a norma di legge e di statuto e scadono alla data dell'assemblea convocata per l'approvazione del bilancio relativo all'ultimo esercizio della loro carica e sono rieleggibili.

L'Assemblea del 30 gennaio 2017, convocata su richiesta del socio FGPA, ha nominato il Consiglio di Amministrazione della Società composto da otto amministratori in carica fino all'approvazione del bilancio al 31 dicembre 2019. Con riferimento alla predetta Assemblea, FGPA e Eolo Energia S.r.l. hanno dichiarato di aver svolto una sollecitazione di deleghe di voto, ai sensi degli artt. 136 e seguenti del TUF.

A seguito delle dimissioni del consigliere Giovanni Brianza in data 24 novembre 2017, in data 6 aprile 2018, l'Assemblea degli azionisti dell'Emittente ha integrato la composizione del Consiglio di Amministrazione nominando Elmar Zwick, che resterà in carica fino all'approvazione del bilancio al 31 dicembre 2019.

Si riporta di seguito la composizione del Consiglio di Amministrazione di Alerion alla Data del Documento di Registrazione.

Nome e Cognome	Carica	Luogo e data di nascita
Josef Gostner	Presidente e Amministratore Delegato	Bolzano, 20 agosto 1960
Georg Vaja	Vicepresidente e Amministratore Delegato(*)	Bolzano, 2 giugno 1957
Patrick Pircher	Consigliere e Amministratore Delegato(*)	Bolzano, 14 gennaio 1974
Paolo Signoretti	Consigliere	Rovereto (TN), 8 agosto 1979
Nadia Dapoz	Consigliere indipendente	Brunico (BZ), 13 novembre 1980
Vittoria Giustiniani	Consigliere indipendente	Ferrara, 8 ottobre 1964
Paola Bruno	Consigliere indipendente	Roma, 23 febbraio 1967
Elmar Zwick	Consigliere indipendente	Silandro (BZ), 26 aprile 1981

(*) Amministratore con deleghe operative.

Si riportano di seguito i poteri attribuiti dal Consiglio di Amministrazione al Presidente e Amministratore Delegato Josef Gostner, al Vicepresidente e Amministratore Delegato Georg Vaja e al Consigliere e Amministratore Delegato Patrick Pircher.

Poteri del Presidente e Amministratore Delegato

1. Rappresentanza della Società: rappresentare la società di fronte ai terzi nonché usare la firma sociale. Rappresentare la Società in Italia e all'estero, nei confronti enti privati e pubblici, sia nazionali che internazionali. Proporre agli organi collegiali le linee di indirizzo della politica aziendale e la pianificazione dell'attività sociale. Vigilare sull'andamento degli affari sociali, verificando la corretta attuazione degli indirizzi e dei deliberati degli organi collegiali.

2. Gestione ordinaria della Società: con firma singola per ciascuna operazione fino ad Euro 2,5 milioni. Concorrono a formare il massimale i rapporti contrattuali relativi o comunque connessi alla stessa operazione, anche se da perfezionarsi a mezzo di più atti, restando inteso, per chiarezza, che qualsiasi operazione avente ad oggetto o per effetto il trasferimento della proprietà di beni immobili ovvero diritti reali dovrà essere preventivamente deliberata dal Consiglio di Amministrazione.

3. Poteri amministrativi e finanziari: con firma singola per ciascuna operazione fino ad Euro 2,5 milioni. Firmare dichiarazioni, certificazioni e denunce previste dalle norme fiscali e tributarie. Facoltà di compiere tutte le attività, anche preliminari, con riferimento a (i) contratti di finanziamento in genere, attivi e passivi, (ii) concessioni di fidi ed altre facilitazioni bancarie, (iii) il rilascio, da parte degli istituti competenti, di depositi cauzionali e/o fidejussioni connesse all'esercizio dell'attività sociali, (iv) contratti di conto corrente e deposito, (v) operazioni a credito ed a debito nei limiti dei fidi concessi. Effettuare trasferimenti di danaro a favore di società controllate fatto salvo quanto indicato al punto 9 b).

Con firma singola senza limiti: Incassare le somme dovute alla Società, rilasciandone le relative quietanze. Effettuare trasferimenti di denaro tra i conti intrattenuti dalla Società.

4. Contratti di assicurazione: con firma singola per ciascuna operazione fino ad Euro 2,5 milioni. Negoziare e stipulare (i) con compagnie assicurative le occorrenti polizze e (ii) contratti di brokeraggio assicurativo. Concordare la liquidazione degli indennizzi assicurativi a favore della Società.

5. Contratti di consulenza: con firma singola per ciascuna operazione fino ad Euro 1,25 milioni. Concorrono a formare il massimale i rapporti contrattuali relativi o connessi alla stessa operazione, anche se da perfezionarsi a mezzo di più atti.

6. Poteri HR: con firma singola per ciascuna operazione fino ad Euro 2,5 milioni. Gestione dei rapporti di lavoro con il personale dipendente fino alla qualifica di quadro.

7. Altri poteri: Conferire procure speciali e deleghe operative ai dipendenti della Società o a terzi nell'ambito dei poteri conferiti.

8. Rapporti con enti ed amministrazioni pubbliche: con firma singola: sottoscrivere le comunicazioni a Enti, Autorità Indipendenti ed Uffici, pubblici e privati, riguardanti adempimenti posti a carico della Società da leggi o regolamenti. Compiere tutti gli atti e le operazioni occorrenti per ottenere atti autorizzativi in genere; stipulare e sottoscrivere disciplinari, convenzioni, atti di

sottomissione o qualsiasi altro atto preparatorio dei precedenti; provvedere ai relativi adempimenti.

9. a) Rapporti società controllate e partecipate: con firma singola per ciascuna operazione fino ad Euro 2,5 milioni e per importi superiori con firma congiunta con il Vice Presidente o l'Amministratore Delegato. Assicurare la copertura finanziaria per la gestione ordinaria delle società controllate, ivi comprese le attività tecniche necessarie nonché la concessione di garanzie per le operazioni commerciali rientranti nella gestione caratteristica della Società e delle Società del suo Gruppo con l'impegno di fornire un resoconto delle operazioni di finanziamento effettuate a favore delle società controllate nella prima riunione utile del Consiglio. Con firma singola: rappresentare, in conformità alle deliberazioni degli organi collegiali competenti, la Società nelle assemblee ordinarie e straordinarie delle società ed enti cui la Società partecipa, esercitando il diritto di voto.

9. b) Rapporti società controllate conferite con delibera assembleare del 6 aprile 2018: Eolica PM S.r.l., Fri-El Albareto S.r.l., Green Energy Sardegna S.r.l.: Con firma singola per ciascuna operazione fino ad Euro 5 milioni. Assicurare la copertura finanziaria per la gestione ordinaria delle SPV Conferite, ivi comprese le attività tecniche necessarie nonché la concessione di garanzie per le operazioni commerciali rientranti nella gestione caratteristica della Società e delle società del suo gruppo con l'impegno di fornire un resoconto delle operazioni di finanziamento effettuate a favore delle società controllate nella prima riunione utile del Consiglio. Con firma singola: rappresentare, in conformità alle deliberazioni degli organi collegiali competenti, la Società nelle assemblee ordinarie e straordinarie delle società ed enti cui la Società partecipa, esercitando il diritto di voto.

10. Controversie: con firma singola fino ad Euro 1,5 milioni. Rappresentare attivamente (fermi i limiti infra indicati) e passivamente la Società davanti a qualsiasi autorità, in qualunque procedura, in qualunque grado e sede, con poteri di sottoscrivere qualunque atto di procedura e di proporre e sottoscrivere qualunque domanda o difesa, ricorsi per qualsiasi oggetto, anche in procedure esecutive, di fallimento, di concordato e di moratoria, di transigere e conciliare le controversie. Nominare e revocare avvocati, procuratori, difensori ed anche tecnici; nominare arbitri e amichevoli compositori. Con firma singola senza limiti: facoltà di avvio e intervento per conto della Società nell'ambito di procedure concorsuali.

11. Operazioni con parti correlate: con firma singola per ogni operazione con parti correlate fino all'importo complessivo di Euro 100.000, ferme restando le disposizioni previste dalla procedura parti correlate vigente.

Poteri del Vice Presidente e Amministratore Delegato

1. Rappresentanza della Società: sottoscrivere le comunicazioni a Enti, Autorità ed Uffici, pubblici e privati, riguardanti adempimenti posti a carico della Società da leggi o regolamenti. Compiere tutti gli atti e le operazioni occorrenti per ottenere atti autorizzativi in genere; stipulare e sottoscrivere disciplinari, convenzioni, atti di sottomissione o qualsiasi altro atto preparatorio dei precedenti; provvedere ai relativi adempimenti.

2. Gestione ordinaria della Società: con firma singola per ciascuna operazione fino ad Euro 200.000 e con firma congiunta con il Presidente o Amministratore Delegato fino ad Euro 500.000. Concorrono a formare il massimale i rapporti contrattuali relativi o comunque connessi alla stessa operazione, anche se da perfezionarsi a mezzo di più atti, e restando inteso, per chiarezza, che qualsiasi operazione avente ad oggetto o per effetto il trasferimento della proprietà di beni immobili ovvero diritti reali dovrà essere preventivamente deliberata dal Consiglio di Amministrazione.

3. Poteri amministrativi e finanziari: con firma singola: Firmare dichiarazioni, certificazioni e denunce previste dalle norme fiscali e tributarie. Con firma singola per ciascuna operazione fino ad Euro 200.000 e con firma congiunta con il Presidente o Amministratore Delegato fino ad Euro 500.000. Facoltà di compiere tutte le attività, anche preliminari, relative a (i) contratti di finanziamento in genere, attivi e passivi, (ii) concessioni di fidi ed altre facilitazioni bancarie (iii) il rilascio, da parte degli istituti competenti, di depositi cauzionali e/o fidejussioni connesse all'esercizio dell'attività sociali, (iv) contratti di conto corrente e deposito, (v) operazioni a credito ed a debito nei limiti dei fidi concessi. Effettuare depositi e prelievi sia sui fondi disponibili che allo scoperto nei limiti dei fidi concessi, tramite qualsiasi mezzo. Con firma singola e senza limiti: incassare le somme dovute alla Società, rilasciandone le relative quietanze. Effettuare trasferimenti di denaro tra i conti intrattenuti dalla Società.

4. Contratti di assicurazione: con firma singola per ciascuna operazione fino ad Euro 200.000 e con firma congiunta con il Presidente o Amministratore Delegato fino ad Euro 500.000. Negoziare e stipulare (i) con compagnie assicurative le occorrenti polizze e (ii) contratti di brokeraggio assicurativo. Concordare la liquidazione degli indennizzi assicurativi a favore della Società.

5. Contratti di consulenza: con firma singola per ciascuna operazione fino ad Euro 100.000 e con firma congiunta con il Presidente o Amministratore Delegato fino ad Euro 250.000. Concorrono a formare il massimale i rapporti contrattuali relativi o connessi alla stessa operazione, anche se da perfezionarsi a mezzo di più atti.

6. Poteri HR: con firma singola per ciascuna operazione fino ad Euro 200.000 e con firma congiunta con il Presidente o Amministratore Delegato fino ad Euro 500.000. Coordinare e sovrintendere e provvedere alla gestione dei rapporti di lavoro con il personale dipendente.

7. Altri poteri: Conferire procure speciali e deleghe operative ai dipendenti della Società o a terzi nell'ambito dei poteri conferiti.

8. a) Rapporti società controllate e partecipate: con firma singola per ciascuna operazione fino ad Euro 1 milione. Assicurare la copertura finanziaria per la gestione ordinaria delle società controllate, ivi comprese le attività tecniche necessarie nonché la concessione di garanzie per le operazioni commerciali rientranti nella gestione caratteristica della Società e delle Società del suo Gruppo con l'impegno di fornire un resoconto delle operazioni di finanziamento effettuate a favore delle società controllate nella prima riunione utile del Consiglio. Con firma singola: rappresentare, in conformità alle deliberazioni degli organi collegiali competenti, la Società nelle assemblee ordinarie e straordinarie delle società ed enti cui la Società partecipa, esercitando il diritto di voto.

8. b) Rapporti società controllate conferite con delibera assembleare del 6 aprile 2018: Eolica PM S.r.l., Fri-El Albareto S.r.l., Green Energy Sardegna S.r.l.: Con firma singola per ciascuna operazione fino ad Euro 5 milioni. Assicurare la copertura finanziaria per la gestione ordinaria delle SPV Conferite, ivi comprese le attività tecniche necessarie nonché la concessione di garanzie per le operazioni commerciali rientranti nella gestione caratteristica della società e delle società del suo gruppo con l'impegno di fornire un resoconto delle operazioni di finanziamento effettuate a favore delle società controllate nella prima riunione utile del Consiglio. Con firma singola: rappresentare, in conformità alle deliberazioni degli organi collegiali competenti, la Società nelle assemblee ordinarie e straordinarie delle società ed enti cui la Società partecipa, esercitando il diritto di voto.

9. Controversie: con firma singola per ciascuna operazione fino ad Euro 500.000. Rappresentare attivamente e passivamente la Società davanti a qualsiasi autorità, in qualunque procedura, in qualunque grado e sede, con poteri di sottoscrivere qualunque atto di procedura e di proporre e sottoscrivere qualunque domanda o difesa, ricorsi per qualsiasi oggetto, anche in procedure esecutive, di fallimento, di concordato e di moratoria. Nominare e revocare avvocati, procuratori, difensori ed anche tecnici; nominare arbitri e amichevoli compositori. Con firma singola senza limiti: facoltà di avvio e intervento per conto della Società nell'ambito di procedure concorsuali.

10. Operazioni con parti correlate: con firma singola per ogni operazione con parti correlate fino all'importo complessivo di Euro 50.000, ferme restando le disposizioni previste dalla procedura parti correlate vigente.

Poteri del consigliere e Amministratore Delegato

1. Rappresentanza della Società: rappresentare, in conformità alle deliberazioni degli organi collegiali competenti, la Società nelle assemblee ordinarie e straordinarie delle società ed enti cui la Società partecipa, esercitando il diritto di voto.

2. Gestione ordinaria della Società: Con firma singola per ciascuna operazione fino ad Euro 200.000 e con firma congiunta con il Presidente o Vice Presidente e Amministratore Delegato fino ad Euro 500.000. Supervisionare e indirizzare la gestione operativa della Società relativamente alle aree di amministrazione finanza e controllo. Concorrono a formare il massimale i rapporti contrattuali relativi o comunque connessi alla stessa operazione, anche se da perfezionarsi a mezzo di più atti, e restando inteso, per chiarezza, che qualsiasi operazione avente ad oggetto o per effetto il trasferimento della proprietà di beni immobili ovvero diritti reali dovrà essere preventivamente deliberata dal Consiglio di Amministrazione.

3. Poteri amministrativi e finanziari: Con firma singola per ciascuna operazione fino ad Euro 200.000 e con firma congiunta con il Presidente o Vice Presidente e Amministratore Delegato fino ad Euro 500.000. Facoltà di compiere tutte le attività, anche preliminari, relative a (i) contratti di finanziamento in genere, attivi e passivi (ii) concessioni di fidi ed altre facilitazioni bancarie (iii) la sottoscrizione di contratti derivati con finalità di copertura di rischio (iv) il rilascio, da parte degli istituti competenti, di depositi cauzionali e/o fidejussioni connesse all'esercizio dell'attività sociali (v) contratti di conto corrente e deposito, (vi) operazioni a credito ed a debito nei limiti dei fidi concessi. Effettuare depositi e prelievi sia sui fondi disponibili che allo scoperto nei limiti dei fidi concessi, tramite qualsiasi mezzo. Con firma singola senza limiti: incassare le somme dovute alla

Società, rilasciandone le relative quietanze. Effettuare trasferimenti di denaro tra i conti intrattenuti dalla Società.

4. Contratti di assicurazione: con firma singola per ciascuna operazione fino ad Euro 200.000 e con firma congiunta con il Presidente o Vice Presidente e Amministratore Delegato fino ad Euro 500.000. Negoziare e stipulare (i) con compagnie assicurative le occorrenti polizze e (ii) contratti di brokeraggio assicurativo. Concordare la liquidazione degli indennizzi assicurativi a favore della Società.

5. Contratti di consulenza: con firma singola per ciascuna operazione fino ad Euro 100.000 e con firma congiunta con il Presidente o Vice Presidente e Amministratore Delegato fino ad Euro 250.000. Concorrono a formare il massimale i rapporti contrattuali relativi o comunque connessi alla stessa operazione, anche se da perfezionarsi a mezzo di più atti.

6. Poteri HR: con firma singola per ciascuna operazione fino ad Euro 200.000 e con firma congiunta con il Presidente o Vice Presidente e Amministratore Delegato fino ad Euro 500.000. Coordinare e sovrintendere e provvedere alla gestione dei rapporti di lavoro con il personale dipendente.

7. Altri poteri: conferire procure speciali e deleghe operative ai dipendenti della Società o a terzi nell'ambito dei poteri conferiti.

8. a) Rapporti società controllate e partecipate: con firma singola per ciascuna operazione fino ad Euro 1 milione. Assicurare la copertura finanziaria per la gestione ordinaria delle SPV Conferite, ivi comprese le attività tecniche necessarie nonché la concessione di garanzie per le operazioni commerciali rientranti nella gestione caratteristica della Società e delle società del suo gruppo con l'impegno di fornire un resoconto delle operazioni di finanziamento effettuate a favore delle società controllate nella prima riunione utile del Consiglio. Con firma singola: rappresentare, in conformità alle deliberazioni degli organi collegiali competenti, la Società nelle assemblee ordinarie e straordinarie delle società ed enti cui la Società partecipa, esercitando il diritto di voto.

8. b) Rapporti società controllate conferite con delibera assembleare del 6 aprile 2018: Eolica PM S.r.l., Fri-El Albareto S.r.l., Green Energy Sardegna S.r.l.: con firma singola per ciascuna operazione fino ad Euro 5 milioni. Assicurare la copertura finanziaria per la gestione ordinaria delle società controllate, ivi comprese le attività tecniche necessarie nonché la concessione di garanzie per le operazioni commerciali rientranti nella gestione caratteristica della società e delle società del suo gruppo con l'impegno di fornire un resoconto delle operazioni di finanziamento effettuate a favore delle società controllate nella prima riunione utile del Consiglio. Con firma singola: Rappresentare, in conformità alle deliberazioni degli organi collegiali competenti, la Società nelle assemblee ordinarie e straordinarie delle società ed enti cui la Società partecipa, esercitando il diritto di voto.

9. Operazioni con parti correlate: con firma singola per ogni operazione con parti correlate fino all'importo complessivo di Euro 50.000, ferme restando le disposizioni previste dalla procedura parti correlate vigente.

Si riporta di seguito una breve descrizione del *curriculum vitae* dei membri del Consiglio di Amministrazione dell'Emittente.

Josef Gostner. grazie ad un'esperienza pluriennale nella gestione di aziende in settori diversificati tra cui quello commerciale, immobiliare e di *trading*, ha acquisito un'ottima conoscenza del settore finanziario ed economico. Ha fondato e gestisce, insieme ai fratelli, FGP, una delle prime società in Italia nel settore delle energie rinnovabili. Ricopre numerose cariche sociali in società operanti in diversi ambiti. Inoltre, nell'ambito del gruppo facente capo a FGP, ricopre la carica di presidente del consiglio di amministrazione di FRI-EL International Holding S.A., FRI-EL Servignano S.r.l., New Green Molise S.r.l., FRI-EL Basento S.r.l., FRI-EL Biomass Liquid S.p.A., di presidente del consiglio di amministrazione e amministratore delegato di FRI-EL Nulvi Holding S.r.l., FRI-EL Anglona S.r.l., FRI-EL Trading S.r.l., FRI-EL S.p.A., di vicepresidente del consiglio di amministrazione di FRI-EL Anzi Holding S.r.l., FRI-EL Anzi S.r.l., FRI-EL Guardionara S.r.l., FRI-EL Guardionara Holding S.r.l., FRI-EL Hydro Power S.r.l., SPER S.p.A. nonché di consigliere di FRI-EL S. Agata S.r.l., Nodessi S.r.l., FRI-EL San Canio S.r.l., Nuova Energia S.r.l., FRI-EL Biogas Holding S.r.l., FRI-EL Control System S.r.l.

Georg Vaja. Laureato all'Università di Innsbruck alla facoltà di Economia Aziendale, ha conseguito l'abilitazione all'attività di Dottore Commercialista ed è iscritto nel Registro dei Revisori Legali. Dopo alcuni anni in società di revisione, ha maturato una forte esperienza assumendo cariche dirigenziali in società a vocazione industriale tra le quali Alupress, Technicon, Seeber (alla Data del Documento di Registrazione, Röchling Automotive); dal 2002 al 2006 è stato Amministratore Delegato della Röchling Automotive Leifers e ha inoltre ricoperto la carica di sindaco in talune società industriali. Alla Data del Documento di Registrazione è *Chief Financial Officer* di FGP. Inoltre, nell'ambito del gruppo facente capo a FGP, ricopre la carica di vicepresidente del consiglio di amministrazione di Green Power Insurance Broker S.r.l., di amministratore delegato di FRI-EL Liquid Biomass S.p.A. e FRI-EL ed è procuratore di FRI-EL Basilicata S.r.l., FRI-EL Anzi Holding S.r.l., FRI-EL Grottole S.r.l., FRI-EL Guardionara Holding S.r.l. e SPER S.p.A.

Patrick Pircher. Laureato in Economia Aziendale all'Università Commerciale Luigi Bocconi con specializzazione in Finanza Aziendale (CLEA). Ha maturato una solida esperienza all'estero, lavorando come *analyst* del dipartimento *Corporate Finance* presso Enskilda Securities (SEB AB) di Francoforte, come *executive* del dipartimento *acquisition finance* della SEB Merchant Banking a Londra, come *associate director* del dipartimento *leveraged finance* della GE Capital a Francoforte. Alla Data del Documento di Registrazione è *Head of Finance* di FGP. Inoltre, nell'ambito del gruppo facente capo a FGP, ricopre la carica di consigliere di FRI-EL S. Agata S.r.l.

Paolo Signoretti. Laureato in Ingegneria Civile presso l'Università degli Studi di Trento nel 2006, ha promosso diverse iniziative imprenditoriali - con attenzione rivolta anche a mercati esteri - negli ambiti dell'*engineering*, delle energie rinnovabili e della sostenibilità ambientale, del *real estate*, dei servizi turistici e nel settore finanziario in qualità di promotore del fondo ReEnergy Capital. Ha ricoperto inoltre la carica di amministratore delegato e presidente del consiglio di amministrazione di Ata Engineering S.p.A. ed è stato membro del consiglio direttivo di UNimpresa Romania (dal 2006 al 2009). Ha fondato e guida il Gruppo Heliopolis Energia e ricopre la carica di

presidente del consiglio di amministrazione e *chief executive officer* di Heliopolis Energia S.p.A. e di presidente del consiglio di amministrazione di Consolida S.r.l.

Nadia Dapoz: Dottore Commercialista - Revisore Legale, laureata presso la Libera Università di Bolzano indirizzo Economia e *Management*. Dopo aver lavorato per la società di revisione KPMG, è entrata nello Studio Hager & Partners. Si occupa dell'assistenza fiscale e societaria per clientela nazionale e internazionale, in particolare per gruppi dell'area geografica di lingua tedesca; è specializzata in operazioni straordinarie, *tax planning* nazionale e internazionale e nelle riorganizzazioni societarie.

Vittoria Giustiniani: Avvocato, laureata in Giurisprudenza all'Università Statale di Milano ha maturato una significativa esperienza nel settore giudiziale e nel contenzioso di natura societaria. Dal 2000 è *partner* dello studio Bonelli Erede. Si occupa principalmente di consulenza in via continuativa per numerose società quotate, con particolare riguardo agli aspetti di *corporate governance* e di *compliance* alla normativa e alla *best practice* delle *public companies* nonché di operazioni di ristrutturazione finanziaria, collocamenti di strumenti finanziari, *initial public offering* e offerte pubbliche di acquisto e/o scambio.

Paola Bruno: Laureata in Scienze Politiche ed Economiche ad indirizzo Economico Internazionale presso La Sapienza di Roma, ha conseguito un *executive master* in Finanza Immobiliare e Real Estate alla SDA Bocconi, un *Chartered Diploma in Securities and Investments*, *master in finance* ed è *Chartered Director*. Ha acquisito una pluriennale esperienza in contesti internazionali come *investment banker* e consulente strategica per aziende di medie dimensioni presso UBS Ltd (dal 1993 al 1997), Merrill Lynch International Ltd (dal 1997 al 2002), e ABM S.p.A. (dal 2002 al 2003) e come CFO o consigliere di aziende quotate e familiari quali ad esempio Banca Italease S.p.A. (dal 2004 al 2009), PMS S.p.A. (dal 2010 al 2011) e Geneva Equities Europe LLC (dal 2010 al 2013). Alla Data del Documento di Registrazione si occupa di consulenza finanziaria in tema di investimenti, *merger and acquisition* e *capital markets* per fondi di *private equity*, istituti finanziari e aziende industriali e tecnologiche sia in Italia che all'estero presso Augmented Finance Ltd. Inoltre, collabora con la Luiss Business School in qualità di docente in corsi *executive*.

Elmar Zwick: Avvocato, dal 2007, si è laureato in Giurisprudenza nell'Università Luigi Bocconi nel 2004. Ha maturato la propria esperienza in studi legali quali Clifford Chance e Grimaldi e Associati; dal 2011 è *senior associate* dello studio "La Torre Morgese Cesàro Rio" dove si occupa dell'assistenza a banche, fondi di *private equity*, assicurazioni e società italiane ed estere nella loro attività ordinaria e nell'ambito di operazioni di finanza straordinaria; essendo di madrelingua tedesca, ha inoltre sviluppato particolare esperienza nell'assistenza a imprese tedesche attive in Italia e nelle operazioni di internazionalizzazione di imprese italiane. Inoltre è stato presidente dell'organismo di vigilanza di Greenvision Ambiente S.p.A. dal 2010 al 2013.

La seguente tabella riporta le principali attività svolte dai membri del Consiglio di Amministrazione al di fuori dell'Emittente e aventi rilevanza per lo stesso.

Nome e Cognome	Società	Carica ricoperta
Josef Gostner	Alerion Energie Rinnovabili S.p.A.	Presidente del Consiglio di Amministrazione

	Alerion Servizi Tecnici e Sviluppo S.r.l.	Presidente del Consiglio di Amministrazione
	New Green Molise S.r.l.	Presidente del Consiglio di Amministrazione
	FRI-EL International Holding S.A.	Presidente del Consiglio di Amministrazione
	FRI-EL Servignano S.r.l.	Presidente del Consiglio di Amministrazione
	FRI-EL Basento S.r.l.	Presidente del Consiglio di Amministrazione
	FW Holding S.r.l.	Presidente del Consiglio di Amministrazione
	FRI-EL Biomass Liquid S.p.A.	Presidente del Consiglio di Amministrazione
	Brema 3 S.r.l.	Presidente del Consiglio di Amministrazione
	Golf Club Eppan Società Sportiva Dilettantistica a r.l.	Presidente del Consiglio di Amministrazione
	FGPA S.r.l.	Presidente del Consiglio di Amministrazione
	FRI-EL Nulvi Holding S.r.l.	Presidente del Consiglio di Amministrazione e Amministratore Delegato
	FRI-EL Anglona s.r.l.	Presidente del Consiglio di Amministrazione e Amministratore Delegato
	FRI-EL Trading S.r.l.	Presidente del Consiglio di Amministrazione e Amministratore Delegato
	FRI-EL Euganea S.r.l.	Presidente del Consiglio di Amministrazione e Amministratore Delegato
	FRI-EL S.p.A.	Presidente del Consiglio di Amministrazione e Amministratore Delegato
	FRI-EL Anzi Holding S.r.l.	Vicepresidente del Consiglio di Amministrazione
	FRI-EL Anzi S.r.l.	Vicepresidente del Consiglio di Amministrazione
	FRI-EL Guardionara S.r.l.	Vicepresidente del Consiglio di Amministrazione
	FRI-EL Guardionara Holding S.r.l.	Vicepresidente del Consiglio di Amministrazione

FRI-EL Hydro Power S.r.l.	Vicepresidente del Consiglio di Amministrazione e Amministratore Delegato
SPER S.p.A.	Vicepresidente del Consiglio di Amministrazione e Amministratore Delegato
FRI-EL Green Power S.p.A.	Vicepresidente del Consiglio di Amministrazione e Amministratore Delegato
Ecoenergia Campania S.r.l.	Consigliere
FRI-EL S. Agata S.r.l.	Consigliere
Nodessi S.r.l.	Consigliere
FRI-EL San Canio S.r.l.	Consigliere
Nuova Energia S.r.l.	Consigliere
FRI-EL Biogas Holding S.r.l.	Consigliere
FRI-EL Control System S.r.l.	Consigliere
Estoril Bau S.r.l.	Consigliere
Kaessa Golf S.r.l.	Amministratore Unico
FRI-EL Gorgoglione S.r.l.	Amministratore Unico
Gardenabau S.r.l.	Amministratore Unico
Medita Bau S.r.l.	Amministratore Unico
FRI-EL Energy Investments S.r.l.	Amministratore Unico
Windservice S.r.l.	Amministratore Unico
Idroelettrica Umbra S.r.l.	Amministratore Unico
FRI-EL Ruffano S.r.l.	Amministratore Unico
Alerion Bioenergy S.r.l. in liquidazione	Liquidatore
Energes Bizzari S.r.l. in liquidazione	Liquidatore
FRI-EL Germany GMBH	Liquidatore
Air Plan S.r.l.	Liquidatore
Eurobau S.r.l.	Procuratore
Biomasse Sicilia S.p.A.	Procuratore
Prima S.r.l.	Preposto alla sede secondaria
Johanneum s.s. di Lanthaler Franz, Seppi Christa, FRI-EL Energy Investments S.r.l., FRI-EL Capitale S.r.l. e ENER.FIN S.r.l.	Legale rappresentante
Residence Tova S.a.s. di Gostner Thomas % C.	Socio accomandante
Golf Country Restaurants S.a.s. di Tanja Kofler & C.	Socio accomandante

	Joma S.a.s. di Gostner Josef	Socio accomandatario
	Schallbauerhof S.a.s. di Josef Gostner & C. società agricola	Socio accomandatario
	Fox di Josef Gostner & C. S.a.s.	Socio accomandatario
	Living Brema s.s. di Josef Gostner	Socio amministratore
	Karo s.n.c di Gostner Josef & C.	Socio amministratore
Georg Vaja	Green Power Insurance Broker S.r.l.	Vicepresidente del Consiglio di Amministrazione
	FRI-EL Liquid Biomass S.p.A.	Amministratore Delegato
	FRI-EL S.p.A.	Amministratore Delegato
	FRI-EL Basilicata S.r.l.	Procuratore
	FRI-EL Anzi Holding S.r.l.	Procuratore
	FRI-EL Grottole S.r.l.	Procuratore
	FRI-EL Guardionara Holding S.r.l.	Procuratore
	SPER S.p.A.	Procuratore
	FRI-EL Green Power S.p.A.	Procuratore
Patrick Pircher	FRI-EL S. Agata S.r.l.	Consigliere
Paolo Signoretti	-	-
Nadia Dapoz	-	-
Vittoria Giustiniani	Maire Tecnimont S.p.A.	Consigliere
Paola Bruno	InWIT S.p.A.	Consigliere
	SEC S.p.A.	Consigliere
	Augmented Finance Ltd	Socio e <i>sole director</i>
Elmar Zwick	-	-

10.1.2 Collegio Sindacale

Ai sensi dello statuto sociale, il collegio sindacale di Alerion è composto da tre membri effettivi e due membri supplenti, nominati dall'assemblea ai sensi delle applicabili disposizioni di legge. Il Collegio Sindacale in carica alla Data del Documento di Registrazione è stato nominato nel corso dell'Assemblea ordinaria tenutasi il 6 aprile 2018 fino all'approvazione del bilancio al 31 dicembre 2020. Si segnala che, in sede di nomina, i sindaci hanno dichiarato di essere in possesso dei requisiti di onorabilità, indipendenza e professionalità.

Si riporta di seguito la composizione del Collegio Sindacale di Alerion alla Data del Documento di Registrazione.

Nome e Cognome	Carica	Luogo e data di nascita
Francesco Schiavone Panni	Presidente del Collegio Sindacale	Roma, 16 aprile 1954

Loredana Conidi	Sindaco Effettivo	Milano, 6 marzo 1971
Michele Aprile	Sindaco Effettivo	Tricase (LE), 14 agosto 1976
Stefano Tellarini	Sindaco Supplente	Alfonsine (RA), 12 settembre 1975
Mariassunta Pica	Sindaco Supplente	Polla (SA), 25 dicembre 1986

Si riporta di seguito una breve descrizione del *curriculum vitae* dei membri del Collegio Sindacale dell'Emittente.

Francesco Schiavone Panni: laureato in Economia e Commercio presso l'università LUISS Guido Carli di Roma nel 1978, e fino al 1983 si è occupato di organizzazione e revisione contabile di grandi dimensioni nel settore assicurativo, opere pubbliche, metalmeccanico, editoria, finanziario, chimico e tessile. Dal 1983 è titolare di uno studio professionale competente nel settore della consulenza direzionale, amministrativa e tributaria nonché di revisione e organizzazione aziendale. Inoltre, ha ricoperto vari incarichi di componente del consiglio di amministrazione, collegio sindacale e organismo di vigilanza in società appartenenti ai seguenti gruppi: Banca d'Italia, IMA S.p.A., BNL S.p.A., EDF EN Italia S.p.A., Edison S.p.A., ENI S.p.A., Condotte S.p.A., IM Intermetro S.p.A., Iritecna S.p.A. e Fri-El Green Power S.p.A.

Loredana Conidi: laureata in Economia e Legislazione delle Imprese presso l'Università Cattolica di Milano nel 1995, ha svolto l'attività di consulente in materia tributaria dapprima presso lo studio Araldi e associati e successivamente presso lo studio Pirola Pennuto Zei e Associati. Dal 2000 al 2014 ha continuato la propria attività presso lo studio tributario Maisto e Associati e dal 2014 è *partner* presso lo studio tributario Ludovici Piccone & Partners in Milano.

Michele Aprile: laureato in Economia e Legislazione per le Imprese presso l'Università Commerciale Luigi Bocconi nel 2000, ha inizialmente svolto l'attività professionale presso lo studio Tributario Deure e successivamente, dal 2002 al 2011 presso lo studio Chiomenti nelle sedi di Milano e New York. Dal 2011 al 2014 ha continuato la propria attività presso lo studio tributario Maisto e Associati e dal 2014 è *partner* presso lo studio tributario Ludovici Piccone & Partners in Milano.

Stefano Tellarini: laureato in Economia e Legislazione per le Imprese presso l'Università Commerciale Luigi Bocconi nel 1999, ha inizialmente collaborato con lo studio legale Coudert-Schürmann di Milano e successivamente ha svolto un periodo di *stage* presso J.P. Morgan, divisione *merger & acquisitions*, negli uffici di Londra e di Milano e ha collaborato con lo studio associato legale e tributario, corrispondente in Italia della società di revisione Ernst & Young, divisione banche ed istituzioni finanziarie. Dal 2003 al 2014 ha svolto l'attività professionale presso lo studio Maisto e Associati, coordinando altresì la sede di Londra, occupandosi di consulenza fiscale e tributaria internazionale. Dal 2014 è *partner* presso lo studio tributario Ludovici Piccone & Partners.

Mariassunta Pica: laureata in Consulenza economica e giuridica per l'impresa presso l'Università degli studi di Perugia nel 2010, ha inizialmente collaborato con lo studio associato legale e tributario, corrispondente in Italia della società di revisione Ernst & Young, occupandosi degli aspetti fiscali sia nell'ambito della gestione ordinaria che in occasione di operazioni straordinarie.

Dal 2015 svolge l'attività professionale presso lo studio tributario Ludovici Piccone & Partners in relazione alla gestione ordinaria degli aspetti fiscali, alle gestione dei rapporti con l'amministrazione finanziaria nonché nella gestione straordinaria degli aspetti fiscali nell'ambito di operazioni societarie.

La seguente tabella riporta le principali attività svolte dai membri del Collegio Sindacale al di fuori dell'Emittente e aventi rilevanza per lo stesso.

Nome e Cognome	Società	Carica Ricoperta
Francesco Schiavone Panni	Condotte Immobiliare S.p.A.	Presidente del Collegio Sindacale
	Fri-El Ichnusa S.r.l.	Presidente del Collegio Sindacale
	Fri-El Campidano S.r.l.	Presidente del Collegio Sindacale
	Ifitalia S.p.A.	Presidente del Collegio Sindacale
	IMA S.p.A.	Presidente del Collegio Sindacale
	I.M.Intermetro in liquidazione S.p.A.	Presidente del Collegio Sindacale
	Inso S.p.A.	Presidente del Collegio Sindacale
	RC-Scilla S.c.p.a.	Presidente del Collegio Sindacale
	SA-RC S.c.p.a.	Presidente del Collegio Sindacale
	Tifast S.r.l.	Presidente del Collegio Sindacale
	EDF EN Italia S.p.A.	Presidente dell'Organismo di Vigilanza
	IFI Italia S.p.A.	Presidente dell'Organismo di Vigilanza
	EDF EN Italia S.p.A.	Sindaco effettivo
	Findomestic Banca S.p.A.	Sindaco effettivo
	Green tech Monte Grighine S.r.l.	Sindaco unico
	Green Energy S.r.l.	Sindaco unico
Findomestic Banca S.p.A.	Membro dell'Organismo di Vigilanza	
Loredana Conidi	Innova Italy 1 S.p.A.	Sindaco effettivo
	Cerved Master Services S.p.A.	Sindaco effettivo
	Archimede S.p.A.	Sindaco effettivo
	Flos S.p.A	Sindaco supplente
	Decalia Asset Management Sim S.p.A.	Sindaco supplente
	Elle52 Investimenti S.r.l.	Sindaco supplente
	Ethica Investment Club S.p.A.	Sindaco supplente
Michele Aprile	La Fabbrica S.p.A.	Presidente del Collegio Sindacale
	Noel International S.p.A.	Sindaco effettivo
	Giorgione Investments S.p.A.	Sindaco effettivo

	Bauer S.p.A.	Sindaco supplente
	Brunelleschi Investments S.p.A.	Sindaco supplente
	Decalia Asset Management Sim S.p.A.	Sindaco supplente
	Elle52 Investimenti S.r.l.	Sindaco supplente
	Ethica Investment Club S.p.A.	Sindaco supplente
	White Bridge Investments S.p.A.	Sindaco supplente
	Cerved Master Services S.p.A.	Sindaco Supplente
Stefano Tellarini	Safe S.p.A.	Presidente del Collegio Sindacale
	Safe&CEC S.r.l.	Presidente del Collegio Sindacale
	Real Step Sicaf S.p.A.	Sindaco effettivo
	Fiumaranuova S.r.l.	Sindaco supplente
	FT S.p.A.	Sindaco supplente
Mariassunta Pica	Archimede S.p.A.	Sindaco supplente

10.1.3 Dirigenti con Responsabilità Strategiche

Si riporta di seguito l'elenco dei Dirigenti con Responsabilità Strategiche di Alerion alla Data del Documento di Registrazione.

Nome e Cognome	Carica	Luogo e data di nascita
Stefano Francavilla	<i>Chief Financial Officer</i>	Avellino, 14 settembre 1969
Luca Faedo	Amministratore Delegato AER e ASTS e <i>Chief Operating Officer</i>	Vicenza, 2 giugno 1963

Si riporta di seguito una breve descrizione del *curriculum vitae* dei Dirigenti con Responsabilità Strategiche dell'Emittente.

Stefano Francavilla: è *Chief Financial Officer* ed è dipendente del Gruppo dal 2007. Ha iniziato la sua carriera lavorativa presso Coopers & Lybrand (alla Data del Documento di Registrazione, PwC), prima in qualità di revisore presso la sede di Londra e quindi nel reparto di Corporate Finance della sede di Milano. Successivamente ha lavorato presso il Gruppo Enel in qualità di *Investment Director* del *Corporate Venture Fund* di Enel, dove ha co-gestito gli investimenti del fondo in società operanti nei settori dell'energia e delle telecomunicazioni, nonché presso Enertad (alla Data del Documento di Registrazione, Erg Renew), presso la quale è stato responsabile della pianificazione strategica. Il Dott. Francavilla si è laureato in Economia Aziendale all'Università Luigi Bocconi di Milano.

Luca Faedo: è Amministratore Delegato di AER e ASTS e *Chief Operating Officer* del Gruppo. È inoltre Amministratore Delegato delle società veicolo del Gruppo ed è dipendente del Gruppo

Alerion dal 1999. È stato Ingegnere Tecnico di Alcatel Lucent e amministratore *senior* di IMI (*Investment banking*) prima di passare ad Alerion all'epoca della sua fondazione. Il Dott. Faedo si è laureato in Ingegneria Elettronica all'università di Padova e ha conseguito un master in amministrazione aziendale al Politecnico di Milano.

10.2 Conflitti di interesse degli organi di amministrazione, di direzione e di vigilanza

Fatto salvo quanto di seguito indicato, alla Data del Documento di Registrazione, per quanto a conoscenza dell'Emittente, nessuno dei componenti del Consiglio di Amministrazione e del Collegio Sindacale è portatore di interessi privati in conflitto con i propri obblighi derivanti dalla carica ricoperta in Alerion.

Il Presidente del Consiglio di Amministrazione e Amministratore Delegato di Alerion è socio di FGP che, direttamente e indirettamente tramite la società controllata FGPA, detiene una partecipazione pari a circa l'85% del capitale sociale dell'Emittente. Si ricorda che tale partecipazione è stata raggiunta a seguito dell'esecuzione dell'Aumento di Capitale con esclusione del diritto di opzione riservato a FGP e Pro-Invest, deliberato dall'Assemblea dell'Emittente in data 6 aprile 2018.

Si ricorda che il Presidente del Consiglio di Amministrazione e Amministratore Delegato di Alerion, Josef Gostner, riveste la carica di Amministratore Delegato di FGP e che il Vicepresidente e Amministratore Delegato di Alerion Georg Vaja e il Consigliere e Amministratore Delegato Patrick Pircher sono dirigenti di FGP. Inoltre, il Presidente del Consiglio di Amministrazione e Amministratore Delegato di Alerion ricopre cariche di vertice nell'ambito del gruppo facente capo a FGP.

Si segnala altresì che (i) la società Heliopolis Energia S.p.A., di cui il Consigliere Paolo Signoretti è amministratore delegato e *chief executive officer*, ha prestato attività di consulenza al Gruppo Alerion nel 2017 e 2018 per un importo complessivo pari a Euro 20.000, (ii) lo studio legale Bonelli Erede, di cui il consigliere Vittoria Giustiniani è socio, ha prestato attività di consulenza nel corso del 2016 a società del gruppo facente capo a FGP per un importo pari a Euro 71,4 migliaia e (iii) lo studio "La Torre Morgese Cesàro Rio", di cui il consigliere Elmar Zwick è *senior associate*, ha prestato attività di consulenza nel corso del 2016 a società del gruppo facente capo a FGP per un importo pari a Euro 20 migliaia, e nel corso del 2017 al Gruppo Alerion per un importo pari a Euro 7,9 migliaia. Al riguardo si evidenzia che, in sede di valutazione dell'indipendenza dei consiglieri indipendenti Vittoria Giustiniani e Elmar Zwick le circostanze elencate non sono state oggetto di specifico esame da parte del Consiglio di Amministrazione tenuto conto della scarsa significatività degli importi corrisposti a titolo di corrispettivo per le predette attività di consulenza.

Inoltre, si evidenzia che in data 16 novembre 2017, FGP ha presentato ricorso al TAR Lazio per l'annullamento della Delibera 20023 del 5 giugno 2017 con la quale Consob ha disposto la sospensione dell'offerta pubblica di scambio volontaria totalitaria avente quale corrispettivo n. 1 strumento partecipativo di natura obbligazionaria di nuova emissione del valore nominale di Euro 3,00 per ciascuna azione Alerion portata in adesione dell'offerta di scambio promossa da FGP e della Delibera 20117 del 18 settembre 2017 con la quale Consob ha, tra l'altro, accertato l'esistenza di un patto parasociale tra FGP e Stafil S.p.A. e il superamento congiunto da parte di FGP e Stafil S.p.A. della soglia rilevante del 30% del capitale sociale di Alerion e imposto a FGP e

Stafil S.p.A., ai sensi dell'art. 110, comma 1-*bis*, del TUF, di promuovere l'offerta obbligatoria sulle azioni Alerion non detenute dalle società medesime lamentando, tra l'altro, l'erronea interpretazione degli elementi fattuali posti alla base dell'asserita esistenza di un patto parasociale tra FGP e Stafil S.p.A. ai sensi dell'art. 122, commi 1 e 5, del TUF, e dell'asserito concorso tra le stesse ai sensi dell'art. 101-*bis*, comma 4, e 109, comma 1, del TUF, da cui discenderebbe, secondo la Consob, il superamento della soglia del 30% del capitale sociale di Alerion. La Delibera 20117 è stata impugnata al TAR Lazio anche da Stafil S.p.A. I suddetti giudizi amministrativi sono tutt'ora pendenti (*cf.* Capitolo V, Paragrafo 5.1, del Documento di Registrazione).

Successivamente, in data 14 marzo 2018, la Consob ha avviato un procedimento sanzionatorio, tutt'ora in corso, ai sensi dell'art. 195, comma 1, del TUF, nei confronti di FGP e dei Signori Josef Gostner, Thomas Gostner e Ernst Gostner (quest'ultimi in qualità di esponenti aziendali di FGP ai sensi degli artt. 192, comma 2-*bis*, e 193, comma 2.2, del TUF), contestando l'asserita violazione degli artt. 122, commi 1 e 5, del TUF, degli artt. 106, comma 1, e 109, comma 1, del TUF, degli artt. 102, comma 1, del TUF e 37 del Regolamento Emittenti e degli artt. 110, comma 1, e 122, comma 4, del TUF. Si segnala che Alerion non è parte del procedimento sanzionatorio avviato da Consob.

XI. PRASSI DEL CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE

11.1 Informazioni sui Comitati all'interno del Consiglio di Amministrazione dell'Emittente

In conformità con le raccomandazioni del Codice di Autodisciplina, il Consiglio di Amministrazione in carica alla Data del Documento di Registrazione ha costituito al proprio interno (i) il Comitato Remunerazione e Nomine; (ii) il Comitato Controllo e Rischi; e (iii) il Comitato per le Operazioni con Parti Correlate.

11.1.1 Comitato Remunerazione e Nomine

Il Consiglio di Amministrazione di Alerion ha istituito il Comitato Remunerazione e Nomine, che assomma in sé le funzioni che il Codice di Autodisciplina attribuisce al comitato nomine e al comitato remunerazione. Almeno un membro del Comitato Remunerazione e Nomine possiede una comprovata conoscenza ed esperienza nelle materie contabili e finanziarie.

Al Comitato Remunerazione e Nomine sono attribuite le seguenti funzioni consultive e propositive nei confronti del Consiglio di Amministrazione:

- a. valutare e formulare eventuali proposte al Consiglio di Amministrazione in merito alla politica retributiva proposta dalla Società per gli amministratori ed i dirigenti con responsabilità strategiche;
- b. valutare e formulare eventuali proposte al Consiglio di Amministrazione in merito a piani di incentivazione azionaria, di *stock options*, di azionariato diffuso e simili piani di incentivazione e fidelizzazione del management e dei dipendenti o collaboratori delle società del Gruppo Alerion, anche con riferimento all' idoneità al perseguimento degli obiettivi caratteristici di tali piani, alle modalità di concreta implementazione degli stessi da parte dei competenti organi sociali e ad eventuali loro modifiche o integrazioni;
- c. formulare proposte o esprimere pareri al Consiglio di Amministrazione, in assenza dei diretti interessati, sulla remunerazione degli amministratori esecutivi e non, dei dirigenti con responsabilità strategiche;
- d. formulare proposte al Consiglio di Amministrazione, in assenza dei diretti interessati, per la remunerazione degli amministratori non esecutivi, che dovrà essere commisurata all'impegno richiesto a ciascuno di essi, tenuto conto dell'eventuale partecipazione a uno a più comitati interni della Società. Tale remunerazione potrà essere legata solo per una parte non significativa ai risultati economici della Società. Gli stessi amministratori non esecutivi potranno essere destinatari di piani di incentivazione azionaria, solo sulla base di motivata decisione dell'Assemblea;
- e. proporre al Consiglio di Amministrazione candidati alla carica di amministratore nei casi di cooptazione, ove occorra sostituire amministratori indipendenti;
- f. formulare pareri al Consiglio di Amministrazione in merito alla dimensione e alla composizione dello stesso ed esprimere raccomandazione in merito alle figure professionali la cui presenza all'interno del Consiglio sia ritenuta opportuna;

- g. esprimere raccomandazioni in merito al numero massimo di incarichi di amministratore o sindaco ricoperti in altre società quotate, in società finanziarie, bancarie, assicurative o di rilevanti dimensioni, che possa essere considerato compatibile con un efficace svolgimento dell'incarico di amministratore della Società;
- h. nel caso in cui il Consiglio di Amministrazione valuti di adottare un piano per la successione degli amministratori esecutivi, effettuare l'istruttoria sulla predisposizione del piano.

I membri del Comitato Remunerazione e Nomine hanno la possibilità di accedere alle funzioni aziendali necessarie per lo svolgimento dei propri compiti. Inoltre, alle riunioni del Comitato Remunerazione e Nomine è invitato a partecipare il Presidente del Collegio Sindacale o altro sindaco designato.

Alla Data del Documento di Registrazione il Comitato Remunerazione e Nomine è composto dai consiglieri indipendenti Nadia Dapoz (in qualità di Presidente) e Paola Bruno.

11.1.2 Comitato Controllo e Rischi

Il Consiglio di Amministrazione ha costituito al proprio interno il Comitato Controllo e Rischi, composto da consiglieri non esecutivi, la maggioranza dei quali indipendenti. Almeno un componente possiede una esperienza di natura contabile e finanziaria e di gestione dei rischi.

Il Comitato Controllo e Rischi:

- a. valuta, unitamente al dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari e sentiti il revisore legale e il collegio sindacale, il corretto utilizzo dei principi contabili e la loro omogeneità ai fini della redazione anche del bilancio consolidato e del bilancio d'esercizio;
- b. esprime pareri su specifici aspetti inerenti alla identificazione dei principali rischi aziendali;
- c. esamina le relazioni periodiche, aventi per oggetto la valutazione del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi, e quelle di particolare rilevanza predisposte dalla funzione *internal audit*;
- d. monitora l'autonomia, l'adeguatezza, l'efficacia e l'efficienza della funzione di *internal audit*;
- e. può chiedere alla funzione di *internal audit* lo svolgimento di verifiche su specifiche aree operative, dandone contestuale comunicazione al Presidente del Collegio Sindacale;
- f. riferisce semestralmente al Consiglio di Amministrazione in occasione dell'approvazione della relazione finanziaria annuale e semestrale, sull'attività svolta nonché sull'adeguatezza del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi. Per tale compito il Comitato si avvale del contributo della funzione di *internal audit*;
- g. supporta, con un'adeguata attività istruttoria, le valutazioni e le decisioni del Consiglio di Amministrazione relative alla gestione di rischi derivanti da fatti pregiudizievoli di cui il Consiglio di Amministrazione sia venuto a conoscenza.

Inoltre, il Comitato Controllo e Rischi esprime al Consiglio il proprio parere in merito alla nomina e revoca del responsabile della funzione di *internal audit*, alla assegnazione di adeguate risorse alla funzione di *internal audit* e alla remunerazione del responsabile della funzione di *internal audit* in coerenza con le politiche aziendali.

Ai lavori del Comitato Controllo e Rischi partecipa il Presidente del Collegio Sindacale o altro Sindaco designato; può inoltre partecipare il Presidente del Consiglio di Amministrazione o altro Amministratore esecutivo ogniquale volta se ne ravvisi la necessità o opportunità in relazione alle questioni in esame e all'individuazione di adeguati interventi per affrontare situazioni, anche potenzialmente critiche.

Alla Data del Documento di Registrazione, il Comitato Controllo e Rischi è composto dai consiglieri Paola Bruno (in qualità di Presidente), Nadia Dapoz e Vittoria Giustiniani.

11.1.3 Comitato per le Operazioni con Parti Correlate

Il Consiglio di Amministrazione, tenuto conto delle indicazioni del Regolamento Parti Correlate, ha costituito al proprio interno il Comitato per le Operazioni con Parti Correlate.

La procedura relativa alle operazioni con parti correlate della Società è stata adottata dal Consiglio di Amministrazione dell'Emittente in data 12 novembre 2010 e successivamente aggiornata, previo parere favorevole del Comitato per le Operazioni con Parti Correlate (la "**Procedura Parti Correlate**"). La Procedura Parti Correlate ha l'obiettivo di individuare le regole che disciplinano l'approvazione e l'esecuzione delle operazioni con parti correlate poste in essere dalla Società – direttamente ovvero per il tramite di società controllate – al fine di assicurare la trasparenza e la correttezza sia sostanziale che procedurale delle operazioni stesse.

Alla Data del Documento di Registrazione il Comitato per le Operazioni con Parti Correlate è composto dai consiglieri Vittoria Giustiniani (in qualità di Presidente), Paola Bruno e Nadia Dapoz.

11.1.4 Modello Organizzativo e Organismo di Vigilanza

Il Consiglio di Amministrazione di Alerion ha adottato un modello di organizzazione e gestione (il "**Modello Organizzativo**") con lo scopo di:

- individuare specifiche aree sensibili con riferimento alle diverse tipologie di reato previste dal D.Lgs. 231/2001, individuare i rischi e associare gli strumenti di controllo adatti per la prevenzione;
- indicare regole e principi di comportamento indirizzati ai destinatari del Modello;
- fornire all'Organismo di Vigilanza e alle altre funzioni di controllo gli strumenti per esercitare le attività di monitoraggio, controllo e verifica;
- definire le modalità per il tempestivo aggiornamento del Modello Organizzativo stesso nell'ipotesi in cui la normativa applicabile prevede ulteriori fattispecie penali ritenute rilevanti in relazione all'attività svolta.

Inoltre, il Consiglio di Amministrazione dell'Emittente ha adottato un codice etico in linea con le migliori prassi internazionali che definisce i principi e i valori fondanti dell'etica aziendale, nonché le regole di comportamento e le norme di attuazione in relazione a tali principi.

Il Modello Organizzativo riflette l'effettiva esposizione ai rischi di commissione dei reati ex D.Lgs. 231/2001 e i presidi di controllo descritti sono astrattamente idonei a prevenire comportamenti che possano esporre la Società alla commissione degli stessi.

Il compito di vigilare sul funzionamento e sull'effettiva adozione del Modello Organizzativo è assegnato all'Organismo di Vigilanza dell'Emittente. L'Organismo di Vigilanza in carica è stato nominato dal Consiglio di Amministrazione in data 26 aprile 2018 con un mandato triennale ed è composta dal Dott. Werther Montanari (Presidente), dall'Avv. Francesco De Luca e dal Dott. Fabrizio De Simone.

L'Organismo di Vigilanza è in possesso dei requisiti di autonomia, indipendenza, professionalità e continuità d'azione, conformemente alle previsioni del D.Lgs. 231/2001 e alle indicazioni contenute nelle Linee Guida emanate da Confindustria.

Al fine di svolgere il proprio compito, l'Organismo di Vigilanza ha facoltà di avvalersi del supporto del responsabile della funzione di *internal audit*, delle figure dei responsabili delle altre funzioni aziendali e/o di consulenti esterni per le proprie attività di verifica.

L'Organismo di Vigilanza riferisce al Consiglio di Amministrazione in merito all'attuazione e all'effettiva operatività del Modello Organizzativo, all'emersione di eventuali aspetti critici e alla necessità di interventi modificativi. Sono previste distinte linee di *reporting* per permettere all'Organismo di Vigilanza di avere tutte le necessarie e utili informazioni per adempiere ai propri compiti.

Si segnala che ciascuna società direttamente e indirettamente controllata da Alerion, ha adottato il proprio modello di organizzazione, gestione e controllo e ha nominato il proprio organismo di vigilanza a composizione monocratica.

Infine si ricorda che il Gruppo Alerion è tenuto all'osservanza di leggi e regolamenti (a titolo esemplificativo, il D.Lgs. n. 106 del 3 agosto 2009 e il D. Lgs. n. 81 del 9 aprile 2008) relativi alla salute e alla sicurezza sul luogo di lavoro, in quanto le attività svolte dal Gruppo sono soggette al possibile verificarsi di incidenti che possono avere ripercussioni sul personale impiegato e/o sull'ambiente.

Con riferimento a tali rischi, le società del Gruppo operano nel rispetto dei requisiti richiesti dalla normativa vigente. La gestione dei rischi si fonda sui principi di prevenzione, tutela, consapevolezza e promozione di un sistema di sviluppo sostenibile sul territorio, con l'obiettivo di garantire la salute e sicurezza dei lavoratori e tutelare l'ambiente e il benessere generale della comunità.

In particolare, Alerion opera in conformità al sistema di gestione definito dalla norma BS OHSAS 18001:2007 e ha ottenuto la certificazione n° 9192.ALLEN il 23 dicembre 2009, riemessa il 18 dicembre 2015 con scadenza 21 dicembre 2018, in relazione alla "*Progettazione e gestione delle*

attività di costruzione e di esercizio di impianti per la produzione e distribuzione di energia elettrica da fonti rinnovabili".

11.2 Recepimento delle norme in materia di governo societario

L'Emittente dichiara di osservare le disposizioni normative in materia di governo societario in vigore in Italia.

L'Emittente ha aderito al Codice di Autodisciplina nella versione approvata nel luglio 2015. Per maggiori informazioni in merito alla *corporate governance* dell'Emittente, si rinvia alla Relazione Annuale sul Governo Societario e gli Assetti Proprietari dell'Emittente per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2017, disponibile sul sito *internet* dell'Emittente www.alerion.it, nella sezione "Corporate Governance/Assemblea". Le informazioni in essa contenute sono incorporate nel Documento di Registrazione mediante riferimento, ai sensi dell'art. 11 della Direttiva 2003/71/CE, dell'art. 28 del Regolamento (CE) 809/2004 e dell'art. 7 del Regolamento Emittenti.

XII. PRINCIPALI AZIONISTI

12.1 Principali Azionisti

Alerion si qualifica come una PMI *ex art. 1, comma 1, lett. w-quater.1)* del TUF e pertanto ai sensi dell'art. 120, comma 2, del TUF la prima soglia rilevante ai fini degli obblighi di comunicazione delle partecipazioni rilevanti è pari al 5%, anziché al 3% (per ulteriori informazioni circa la qualifica di PMI, *cf.* Capitolo V, Paragrafo 5.1.4, del Documento di Registrazione).

La tabella che segue indica gli azionisti che, secondo le risultanze del libro soci e le altre informazioni disponibili all'Emittente, detengono una partecipazione superiore al 5% del capitale sociale di Alerion, alla Data del Documento di Registrazione.

Dichiarante	Azionista diretto	Quota % sul capitale sociale
Fri-El Green Power S.p.A.	FGPA S.r.l.	29,364%
	Fri-El Green Power S.p.A.	56,132%
	Totale	85,496%

La Società è controllata da FGP ai sensi dell'art. 2359 cod. civ. la quale esercita sull'Emittente attività di direzione e coordinamento ai sensi degli artt. 2497 e seguenti del codice civile.

Per completezza si sottolinea che, in conseguenza del perfezionamento dell'Aumento di Capitale, Pro-Invest è titolare di una partecipazione pari all'1,03%.

Alla Data del Documento di Registrazione, Alerion detiene n. 780.339 azioni proprie pari all'1,52% del capitale sociale della Società.

12.2 Accordi che possono determinare una variazione dell'assetto di controllo dell'Emittente

Alla Data del Documento di Registrazione, non sussistono accordi dalla cui attuazione possa scaturire una variazione dell'assetto di controllo dell'Emittente.

XIII. INFORMAZIONI FINANZIARIE RIGUARDANTI ATTIVITÀ E PASSIVITÀ, LA SITUAZIONE FINANZIARIA E I PROFITTI E LE PERDITE DELL'EMITTENTE

13.1 Informazioni finanziarie relative agli esercizi chiusi al 31 dicembre 2016 e al 31 dicembre 2017

Le informazioni finanziarie del Gruppo contenute nel Documento di Registrazione sono estratte o ricavate dai bilanci consolidati dell'Emittente e delle società che rientrano nel perimetro di consolidamento della Società per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2017 e al 31 dicembre 2016, redatti ai sensi degli IFRS e sottoposti a revisione a cura di Deloitte & Touche e contenenti le rispettive relazioni della Società di Revisione.

L'Emittente ha ritenuto di non includere le informazioni finanziarie riferite ai dati del bilancio separato, ritenendo che le stesse non forniscano elementi aggiuntivi significativi rispetto a quelli consolidati di Gruppo.

Le informazioni e i documenti, ove non riportati nel Documento di Registrazione, devono intendersi inclusi mediante riferimento ai sensi dell'art. 11, comma 2, della Direttiva 2003/71/CE e dell'art. 28 del Regolamento (CE) 809/2004. Tali documenti sono a disposizione del pubblico presso la sede sociale nonché sul sito *internet* dell'Emittente, www.alerion.it, nella sezione "*Investors/documenti finanziari*".

Bilancio Consolidato del Gruppo Alerion per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2017.

- Conto economico consolidato: pag. 35
- Conto economico complessivo consolidato: pag. 36
- Prospetto della Situazione patrimoniale-finanziaria consolidata: pag. 33
- Rendiconto finanziario consolidato: pag. 37
- Prospetto delle Variazioni di Patrimonio Netto Consolidato: pag. 38
- Note di commento: pag. 39
- Relazione della società di revisione: pag. 115

Bilancio Consolidato del Gruppo Alerion per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2016.

- Conto economico consolidato: pag. 124
- Conto economico complessivo consolidato: pag. 125
- Prospetto della Situazione patrimoniale-finanziaria consolidata: pag. 122
- Rendiconto finanziario consolidato: pag. 126
- Prospetto delle Variazioni di Patrimonio Netto Consolidato: pag. 127
- Note di commento: pag. 128

- Relazione della società di revisione: pag. 184

13.1.1 Schemi contabili

Si riportano di seguito gli schemi della situazione patrimoniale-finanziaria consolidata al 31 dicembre 2017 e 2016.

STATO PATRIMONIALE CONSOLIDATO		
ATTIVITÀ		
(valori in migliaia di euro)	31.12.2017	31.12.2016
ATTIVITA' NON CORRENTI:		
Attività immateriali		
Attività immateriali a vita definita	62.703	66.698
Totale attività immateriali	62.703	66.698
Attività materiali (immobili, impianti e macchinari)	191.363	207.267
Partecipazioni in <i>joint-venture</i> valutate con il metodo del patrimonio netto	17.770	14.537
Partecipazioni collegate valutate con il metodo del Patrimonio Netto	-	-
Crediti finanziari e altre attività finanziarie non correnti	4.318	4.465
Attività per imposte anticipate	15.745	17.209
TOTALE ATTIVITÀ NON CORRENTI	291.899	310.176
ATTIVITA' CORRENTI:		
Crediti commerciali	3.415	2.567
Crediti tributari	702	597
Crediti vari e altre attività correnti	22.854	18.295
Crediti finanziari e altre attività finanziarie correnti	45	538
Cassa e altre disponibilità liquide equivalenti	43.299	35.007
TOTALE ATTIVITÀ CORRENTI	70.315	57.004
TOTALE ATTIVITÀ	362.214	367.180

STATO PATRIMONIALE CONSOLIDATO		
PASSIVITÀ		
(valori in migliaia di euro)	31.12.2017	31.12.2016
PATRIMONIO NETTO DI PERTINENZA DEL GRUPPO	111.818	105.629
PATRIMONIO NETTO DI PERTINENZA DI TERZI	2.538	2.621
PASSIVITA' NON CORRENTI:		
Passività finanziarie non correnti	157.938	128.927
Debiti non correnti per strumenti derivati	7.645	10.429

TFR ed altri fondi relativi al personale	1.181	1.170
Fondo imposte differite	8.431	8.483
Fondi per rischi ed oneri futuri	7.940	7.575
Debiti vari ed altre passività non correnti	3.658	4.077
TOTALE PASSIVITA' NON CORRENTI	186.793	160.661
PASSIVITA' CORRENTI:		
Passività finanziarie correnti	48.768	85.742
Debiti correnti per strumenti derivati	3.126	3.520
Debiti commerciali correnti	5.049	4.304
Debiti tributari	486	403
Debiti vari ed altre passività correnti	3.636	4.300
TOTALE PASSIVITA' CORRENTI	61.065	98.269
TOTALE PASSIVITA'	247.858	258.930
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITA'	362.214	367.180

Al 31 dicembre 2017 il valore delle “attività immateriali” è pari a Euro 62,7 milioni (Euro 66,7 milioni al 31 dicembre 2016) ed include “diritti e concessioni” per Euro 57,6 milioni, attinenti a progetti operativi. La variazione rispetto all’esercizio 2017 è relativa prevalentemente agli ammortamenti dell’esercizio.

Al 31 dicembre 2017 il valore delle “attività materiali” era pari a Euro 191,4 milioni, (al 31 dicembre 2016 pari a Euro 207,3 milioni) ed include principalmente impianti e macchinari per Euro 190,9 milioni, attinenti a progetti operativi. La variazione rispetto allo scorso esercizio è relativa prevalentemente agli ammortamenti dell’esercizio.

La voce “Partecipazioni in *joint-venture* valutate con il metodo del patrimonio netto” ammonta al 31 dicembre 2017 a Euro 17,7 milioni rispetto a Euro 14,5 milioni al 31 dicembre 2016 e si riferisce alle partecipazioni nelle *joint-venture* Ecoenergia Campania S.r.l. e New Green Molise S.r.l. detenute da Alerion tramite AER e valutate con il metodo del patrimonio netto. La variazione è riconducibile ai risultati conseguiti nell’esercizio pari a Euro 2,4 milioni ad alla variazione positiva del *fair value* degli strumenti derivati su finanziamenti bancari in *project financing*, al netto dell’effetto fiscale per Euro 0,8 milioni.

I “Crediti Finanziari e le altre attività finanziarie non correnti” al 31 dicembre 2017 sono pari a Euro 4,3 milioni (Euro 4,5 milioni al 31 dicembre 2016) e si riferiscono principalmente ai crediti finanziari verso società *joint-venture* per Euro 3,8 milioni.

La voce “Attività per imposte anticipate” pari a Euro 15,7 milioni al 31 dicembre 2017 rileva un decremento rispetto all’esercizio precedente per Euro 1,5 milioni (Euro 17,2 milioni al 31 dicembre 2016). In particolare le imposte anticipate sono rilevate principalmente sull’eccedenza degli interessi passivi sul ROL per le quali si ritiene vi sia la ragionevole certezza del riassorbimento nei periodi d’imposta successivi ai sensi dell’art. 96 del TUIR.

I “Crediti commerciali” sono principalmente rappresentati da crediti maturati sulla vendita dell’energia prodotta nel secondo trimestre del 2017 per un ammontare complessivo pari a Euro 3,4 milioni (Euro 2,6 milioni al 31 dicembre 2016).

La voce “Crediti Tributarî” ammonta a Euro 0,7 milioni (Euro 0,6 milioni al 31 dicembre 2016) e si riferisce principalmente a crediti tributarî IRES chiesti a rimborso.

La voce “Crediti vari e altre attività correnti” per complessivi Euro 22,9 milioni (Euro 18,3 milioni al 31 dicembre 2016) si riferisce prevalentemente a crediti verso l’Erario per Euro 3,9 milioni, principalmente costituiti dalla quota di crediti per ritenute ed imposte indirette (IVA) che si ritiene siano recuperabili entro l’esercizio successivo e a crediti verso altri che ammontano a Euro 18,9 milioni e si riferiscono principalmente a crediti per incentivi per Euro 16,0 milioni (Euro 13,8 milioni al 31 dicembre 2016).

Le “disponibilità liquide” del Gruppo sono pari a Euro 43,3 milioni al 31 dicembre 2017, in aumento di Euro 8,3 milioni rispetto al 31 dicembre 2016.

Il “Patrimonio Netto di Gruppo” al 31 dicembre 2017 è pari a Euro 111,8 milioni, in aumento di Euro 6,2 milioni rispetto al 31 dicembre 2016. La variazione è principalmente conseguente (i) al risultato di esercizio pari a Euro 5,0 milioni, (ii) alla variazione positiva del *fair value* degli strumenti derivati su finanziamenti bancari *project financing*, al netto dell’effetto fiscale, per Euro 3,1 milioni e (iii) alla distribuzione di dividendi per Euro 1,9 milioni.

Le “passività finanziarie non correnti” ammontano al 31 dicembre 2017 a Euro 157,9 milioni

(al 31 dicembre 2016 erano pari a Euro 128,9 milioni) ed includono il debito non corrente verso obbligazionisti per Euro 127,5 milioni (composto dal valore del Prestito Obbligazionario 2015–2022 sottoscritto l’11 febbraio 2015, pari a Euro 130 milioni, al netto dei costi accessori pari a Euro 2,5 milioni). L’incremento delle “passività finanziarie non correnti” è conseguente alla riclassifica dalle “passività finanziarie correnti” dei debiti bancari degli impianti eolici della società Callari S.r.l. e di quattro società bulgare (titolari del Parco Eolico sito a Krupen) a seguito del rispetto dei parametri finanziari al 31 dicembre 2017.

La voce “debiti non correnti per strumenti derivati” pari a Euro 7,6 milioni accoglie la variazione di *fair value* dell’esercizio rispetto al 31 dicembre 2016 quando era pari a Euro 10,4 milioni.

La voce “TFR e altri fondi relativi al personale” risulta pari a Euro 1,2 milioni al 31 dicembre 2017 ed include il valore attuariale dell’effettivo debito del Gruppo verso tutti i dipendenti determinato applicando i criteri previsti dallo IAS 19.

La voce “Fondi per rischi ed oneri futuri” per Euro 7,9 milioni (Euro 7,6 milioni al 31 dicembre 2016) include principalmente gli accantonamenti relativi (i) alla maggiore imposta ICI/IMU ricalcolata principalmente sulla base delle rendite rideterminate dall’Agenzia del Territorio, (ii) agli oneri legali relativi alle controversie in essere e riflette la stima aggiornata dei rischi sulle cause legali al 31 dicembre 2017 e (iii) all’adeguamento del fondo oneri di ripristino del sito su cui operano i Parchi Eolici, in accordo con quanto previsto dallo IAS 16 e dallo IAS 37 in materia.

La voce “Fondo imposte differite” pari a Euro 8,4 milioni al 31 dicembre 2017 risulta sostanzialmente invariata rispetto all’esercizio precedente (Euro 8,5 milioni al 31 dicembre 2016). Le passività per imposte differite sono rilevate principalmente sull’iscrizione di attività immateriali a seguito di aggregazioni aziendali e sul *fair value* degli strumenti derivati.

La voce “Debiti vari e altre passività non correnti” per Euro 3,7 milioni (Euro 4,1 milioni al 31 dicembre 2016) e si riferisce al contributo *ex* Legge 488/92 e al contributo P.O.R., ottenuti rispettivamente per la costruzione degli impianti eolici di Albanella e Agrigento.

Le “passività finanziarie correnti” pari a Euro 48,8 milioni includono prevalentemente il debito corrente per finanziamenti in *project financing* ed il debito corrente verso obbligazionisti per gli interessi maturati in diminuzione rispetto al valore del 31 dicembre 2016 (Euro 85,7 milioni), oltretutto per il pagamento dei debiti bancari, per la riclassifica fra le Passività non Correnti dei debiti bancari degli impianti della società Callari S.r.l. e di quattro società bulgare (titolari del Parco Eolico del sito di Krupen) che, a seguito del mancato rispetto di alcuni parametri finanziari, nell’esercizio 2016 erano stati classificati a breve termine. Si segnala che al 31 dicembre 2017 tali parametri risultano rispettati.

La voce “debiti correnti per strumenti derivati” pari a Euro 3,1 milioni (Euro 3,6 milioni al 31 dicembre 2016) accoglie la quota esigibile entro l’esercizio 2017.

La voce “debiti commerciali” per un ammontare complessivo pari a Euro 5,0 milioni (Euro 4,3 milioni al 31 dicembre 2016) e si riferisce a debiti verso fornitori. I debiti commerciali non producono interessi e sono normalmente regolati a 60 giorni.

La voce “debiti tributari” per Euro 0,5 milioni (Euro 0,4 milioni al 31 dicembre 2016) si riferisce principalmente a debiti per imposte correnti per IRAP, al netto degli acconti versati.

La voce “debiti vari e altre passività correnti” per Euro 3,6 milioni (Euro 4,3 milioni al 31 dicembre 2016) si riferisce principalmente a (i) debiti verso dipendenti e amministratori per Euro 0,7 milioni, (ii) debiti previdenziali per Euro 0,3 milioni, (iii) debiti per convenzioni comunali per Euro 1,6 milioni, (iv) debiti per locazioni passive per Euro 0,1 milioni e (v) risconti passivi rilevati in capo alla controllata Eolo S.r.l. ed alla controllata WPS in relazione alla quota parte riconosciuta a titolo di contributo in conto capitale *ex* Legge 488/92 “Agevolazione attività produttive”, di competenza di esercizi successivi per Euro 0,4 milioni.

Si riporta di seguito lo schema del conto economico consolidato al 31 dicembre 2017 e 2016.

CONTO ECONOMICO CONSOLIDATO		
<i>(valori in migliaia di euro)</i>	31.12.2017	31.12.2016
Vendite energia elettrica	19.241	16.433
Ricavi da tariffa incentivante	32.944	33.089
Ricavi Operativi	52.185	49.522
Altri ricavi e proventi diversi	2.743	1.792
Totale Ricavi	54.928	51.314

Costi operativi		
Costi del personale	2.621	2.785
Altri costi operativi	12.499	13.192
Accantonamenti per rischi	205	151
Totale Costi operativi	15.325	16.128
Variazione delle joint venture valutate con il metodo del patrimonio netto	2.444	910
Ammortamenti	20.203	20.171
Svalutazioni e rettifiche di valore	391	277
Totale ammortamenti e svalutazioni	20.594	20.448
RISULTATO OPERATIVO (EBIT)	21.453	15.648
Proventi finanziari	151	243
Oneri finanziari	(13.493)	(14.178)
Proventi (oneri) finanziari	(13.342)	(13.935)
Proventi (oneri) da partecipazioni ed altre attività finanziarie	40	25
RISULTATO ANTE IMPOSTE	8.151	1.738
Correnti	(2.604)	(1.974)
Differite	(679)	1.010
Imposte dell'esercizio	(3.283)	(964)
RISULTATO NETTO DELL'ESERCIZIO	4.868	774
Attribuibile a:		
Soci della Controllante	4.952	915
Interessenze di pertinenza di terzi	(84)	(141)

I Ricavi operativi sono pari a Euro 52,2 milioni, in aumento rispetto a Euro 49,5 milioni rilevati nel 2016. Nel 2017 il prezzo medio di cessione dell'energia elettrica e degli incentivi per gli impianti eolici italiani incentivati è stato pari a Euro 160,6 per MW, rispetto a Euro 141,7 per MW dell'anno precedente. In particolare:

- Il prezzo medio di cessione dell'energia elettrica degli impianti eolici localizzati in Italia nel 2017 è stato pari a Euro 53,3 per MW, rispetto a Euro 41,7 per MW dell'anno 2016;
- Il prezzo medio degli incentivi in Italia del 2017 è stato pari a Euro 107,34 per MW (Euro 100,08 per MW al 31 dicembre 2016).

Gli Altri Ricavi sono pari a Euro 2,7 milioni (Euro 1,8 milioni nel 2016) e si riferiscono principalmente a indennizzi assicurativi e consulenze amministrative e tecniche rese nei confronti di società terze e di società in *joint-venture*. Si riferiscono inoltre a sopravvenienze attive relative ad accordi transattivi e rilasci di fondi avvenuti durante l'esercizio.

Il Margine Operativo Lordo (EBITDA) è pari a Euro 42 milioni, in aumento rispetto all'esercizio precedente (Euro 36,1 milioni nel 2016) principalmente per effetto dell'incremento dei ricavi descritto in precedenza e per la riduzione dei costi operativi derivante dal programma di efficientamento dei costi di gestione. Il Margine Operativo Lordo include il risultato delle società in *joint-venture* pari a Euro 2,4 milioni, in aumento rispetto al 2016 (di circa Euro 1,5 milioni) soprattutto a seguito del buon andamento dell'impianto di San Martino in Pensilis.

Il Risultato Operativo è pari a Euro 21,4 milioni (Euro 15,6 milioni nel 2016), dopo ammortamenti e svalutazioni per Euro 20,6 milioni.

Il Risultato ante imposte è pari a Euro 8,1 milioni, in aumento rispetto al 31 dicembre 2016 quando era pari a Euro 1,7 milioni, ed include oneri finanziari e proventi netti da partecipazioni ed altre attività finanziarie per circa Euro 13,3 milioni (Euro 13,9 milioni nel 2016). In particolare gli oneri finanziari sono pari a Euro 13,5 milioni (Euro 14,2 milioni nel 2016) ed includono (i) gli interessi maturati sul prestito obbligazionario per Euro 8,4 milioni e (ii) gli Interessi maturati sull'utilizzo dei finanziamenti in *project financing* per Euro 5,0 milioni.

Il Risultato Netto è pari a Euro 4,9 milioni (Euro 0,8 milioni al 31 dicembre 2016) ed include imposte d'esercizio per circa Euro 3,2 milioni (Euro 0,9 milioni nel 2016). Il Risultato Netto di Gruppo è pari a Euro 5,0 milioni (Euro pari a 0,9 milioni nel 2016). Il Risultato Netto di Terzi è pari Euro 0,1 milioni (Euro 0,1 milioni nel 2016).

La tabella che segue illustra il calcolo dell'EBITDA del Gruppo al 31 dicembre 2017 e 2016.

<i>(valori in migliaia di euro)</i>	31.12.2017	31.12.2016
Risultato Netto	4,9	0,8
Ammortamenti e svalutazioni	(20,6)	(20,5)
Proventi (oneri) finanziari	(13,3)	(13,9)
Imposte	(3,2)	(0,9)
MARGINE OPERATIVO LORDO (EBITDA)	42,0	36,1

Si riporta di seguito lo schema del rendiconto finanziario consolidato al 31 dicembre 2017 e 2016.

RENDICONTO FINANZIARIO CONSOLIDATO		
<i>(valori in migliaia di euro)</i>	31.12.2017	31.12.2016
A. Flussi finanziari dell'attività operativa		
Utile (perdita) dell'esercizio attribuibile a:		
Soci della Controllante	4.952	915
Interessenze di pertinenze di terzi	(84)	(141)
Rettifiche per:		
Ammortamenti e svalutazioni	20.594	20.448

(Proventi) / Oneri finanziari e da partecipazioni	13.302	13.910
Imposte correnti dell'esercizio	2.604	1.974
Variazione delle <i>joint venture</i> valutate con il metodo del patrimonio netto	(2.444)	(910)
Incremento (decremento) fondo trattamento di fine rapporto	18	(90)
Incremento (decremento) fondo rischi ed oneri	196	341
Incremento (decremento) imposte differite	675	(1.061)
Totale flussi finanziari da gestione corrente	39.813	35.386
(Incremento) decremento dei crediti commerciali ed altre attività	(4.173)	(43)
Incremento (decremento) dei debiti commerciali ed altre passività	(3.089)	(3.272)
Imposte sul reddito corrisposte	(1.343)	(589)
Totale flussi finanziari da variazione circolante	(8.605)	(3.904)
Totale flussi finanziari da attività operativa	31.208	31.482
B. Flussi finanziari da attività di investimento		
(Investimenti) disinvestimenti in immobilizzazioni immateriali	-	(406)
(Investimenti) disinvestimenti in immobilizzazioni materiali	(531)	(468)
(Investimenti) disinvestimenti in partecipazioni	-	105
Totale flussi finanziari da attività di investimento	(531)	(769)
C. Flussi finanziari da attività di finanziamento		
Variazione netta dei debiti / crediti finanziari	754	793
Incremento (decremento) debiti vs. banche	(8.738)	(8.520)
Acquisto di Azioni Proprie	-	(1.016)
Dividendi corrisposti	(1.926)	(1.935)
Oneri finanziari corrisposti	(12.475)	(13.204)
Totale flussi finanziari da attività di finanziamento	(22.385)	(23.882)
D. Flussi finanziari dell'esercizio (A+B+C)	8.292	6.831
E. Disponibilità liquide all'inizio dell'esercizio	35.007	28.176
F. Disponibilità liquide alla fine dell'esercizio (D+E)	43.299	35.007

13.1.2 Revisione delle informazioni finanziarie relative agli esercizi passati

Il bilancio consolidato chiuso al 31 dicembre 2017, approvato dal Consiglio di Amministrazione dell'Emittente del 23 febbraio 2018, è stato sottoposto a revisione contabile della Società di Revisione che ha emesso la propria relazione senza rilievi in data 9 marzo 2018.

Il bilancio consolidato chiuso al 31 dicembre 2016, approvato dal Consiglio di Amministrazione dell'Emittente dell'8 marzo 2017, è stato sottoposto a revisione contabile della Società di Revisione che ha emesso la propria relazione senza rilievi in data 22 marzo 2017.

Infine, per completezza, si segnala che nel Documento di Registrazione sono riportati dati contabili pro-forma costruiti per riflettere retroattivamente gli effetti significativi dell'Aumento di Capitale e dell'Acquisto Crediti (i "**Prospetti Consolidati Pro-forma**"). I Prospetti Consolidati Pro-forma contenuti nel Documento di Registrazione sono stati esaminati dalla Società di Revisione che ha emesso la propria relazione in data 7 giugno 2018.



Deloitte & Touche S.p.A.
Via Tortona, 25
20144 Milano
Italia

Tel: +39 02 83322111
Fax: +39 02 83322112
www.deloitte.it

**RELAZIONE DELLA SOCIETÀ DI REVISIONE INDIPENDENTE
AI SENSI DELL'ART. 14 DEL D.LGS. 27 GENNAIO 2010, N. 39 E DELL'ART. 10
DEL REGOLAMENTO (UE) N. 537/2014**

**Agli Azionisti della
Alerion Clean Power S.p.A.**

RELAZIONE SULLA REVISIONE CONTABILE DEL BILANCIO CONSOLIDATO

Giudizio

Abbiamo svolto la revisione contabile del bilancio consolidato del Gruppo Alerion Clean Power (il Gruppo), costituito dalla situazione patrimoniale-finanziaria al 31 dicembre 2017, dal conto economico, dal conto economico complessivo, dal prospetto delle variazioni del patrimonio netto, dal rendiconto finanziario per l'esercizio chiuso a tale data, e dalle note al bilancio che includono anche la sintesi dei più significativi principi contabili applicati.

A nostro giudizio, il bilancio consolidato fornisce una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale e finanziaria del Gruppo al 31 dicembre 2017, del risultato economico e dei flussi di cassa per l'esercizio chiuso a tale data in conformità agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'art. 9 del D.Lgs. n. 38/05.

Elementi alla base del giudizio

Abbiamo svolto la revisione contabile in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia). Le nostre responsabilità ai sensi di tali principi sono ulteriormente descritte nella sezione *Responsabilità della società di revisione per la revisione contabile del bilancio consolidato* della presente relazione. Siamo indipendenti rispetto alla società Alerion Clean Power S.p.A. (la Società) in conformità alle norme e ai principi in materia di etica e di indipendenza applicabili nell'ordinamento italiano alla revisione contabile del bilancio. Riteniamo di aver acquisito elementi probativi sufficienti ed appropriati su cui basare il nostro giudizio.

Aspetti chiave della revisione contabile

Gli aspetti chiave della revisione contabile sono quegli aspetti che, secondo il nostro giudizio professionale, sono stati maggiormente significativi nell'ambito della revisione contabile del bilancio consolidato dell'esercizio in esame. Tali aspetti sono stati da noi affrontati nell'ambito della revisione contabile e nella formazione del nostro giudizio sul bilancio consolidato nel suo complesso; pertanto su tali aspetti non esprimiamo un giudizio separato.

Test di impairment su attività immateriali e attività materiali

Descrizione dell'aspetto chiave della revisione

Il Gruppo iscrive Attività immateriali a vita definita e Attività materiali pari rispettivamente ad Euro 62.703 migliaia ed Euro 191.363 migliaia (pari complessivamente al 70% dell'attivo patrimoniale del bilancio consolidato al 31 dicembre 2017).

Ancona Bari Bergamo Bologna Brescia Cagliari Firenze Genova Milano Napoli Padova Parma Roma Torino Treviso Verona

Sede Legale: Via Tortona, 25 - 20144 Milano | Capitale Sociale: Euro 10.328.220,00 I.v.

Codice Fiscale/Registro delle Imprese Milano n. 03049560166 - R.E.A. Milano n. 1720239 | Partita IVA: IT 03049560166

Il nome Deloitte si riferisce a una o più delle seguenti entità: Deloitte Touche Tohmatsu Limited, una società inglese a responsabilità limitata ("DTTL"), le member firm aderenti al suo network e le entità a esse correlate, DTTL, e ciascuna delle sue member firm sono entità giuridicamente separate e indipendenti tra loro. DTTL (denominata anche "Deloitte Global") non fornisce servizi ai clienti. Si invita a leggere l'informativa completa relativa alla descrizione della struttura legale di Deloitte Touche Tohmatsu Limited e delle sue member firm all'indirizzo www.deloitte.com/about.

© Deloitte & Touche S.p.A.

Come previsto dal principio contabile internazionale IAS 36, la Direzione della Società, in presenza di indicatori di possibile perdita di valore, ha effettuato una verifica (Impairment Test) volta a determinare che tali attività siano iscritte in bilancio al 31 dicembre 2017 ad un valore non superiore rispetto a quello recuperabile. All'esito dell'Impairment Test, approvato dal Consiglio di Amministrazione tenutosi in data 23 febbraio 2018, il Gruppo ha rilevato una parziale svalutazione delle immobilizzazioni immateriali degli impianti di Albanella (società Eolo S.r.l.) e Ciorlano (società Dotto S.r.l.), per un importo, al lordo dell'effetto fiscale, rispettivamente pari a Euro 100 migliaia e Euro 156 migliaia.

Per l'effettuazione dell'Impairment Test il valore recuperabile delle attività è stato stimato attraverso la determinazione del loro valore d'uso, basandosi sulla stima dei flussi di cassa che le attività sono in grado di generare. Sulla base delle scelte strategiche ed organizzative adottate, nel testare tali attività la Direzione ha fatto riferimento ai singoli progetti/impianti, ognuno dei quali è identificabile con una società del Gruppo.

Il processo di valutazione della Direzione è complesso e si basa su assunzioni riguardanti, tra l'altro, la previsione dei flussi di cassa attesi delle singole CGU e la determinazione di un appropriato tasso di attualizzazione (WACC). Data la particolare tipologia di attività, che prevede investimenti con ritorni nel medio periodo e flussi di cassa su un orizzonte temporale di lungo termine, per la determinazione del valore recuperabile degli impianti eolici il Gruppo ha stimato il valore attuale dei flussi di cassa operativi sulla base di un periodo esplicito corrispondente alla durata delle singole concessioni dei diversi progetti, in media 29 anni dall'avvio della produzione, e di un terminal value al termine della concessione.

I piani industriali alla base di tali flussi sono stati redatti dalla Direzione del Gruppo e sono stati approvati dai Consigli di Amministrazione delle relative società operative.

Le variabili chiave di maggiore rilevanza nella determinazione delle previsioni di flussi di cassa sono:

- la produzione attesa dei parchi eolici per il periodo esplicito, i prezzi di vendita attesi estrapolati da proiezioni di mercato relative alla curva dei prezzi dell'energia elettrica e le prescrizioni normative del settore con riferimento agli incentivi;
- i costi di produzione nonché gli investimenti volti a garantire il normale esercizio degli impianti (refitting) ipotizzati sulla base di stime interne.
- i tassi di attualizzazione stimati dalla Direzione.

Tali assunzioni sono influenzate da aspettative future circa le condizioni di mercato.

In considerazione della rilevanza dell'ammontare delle immobilizzazioni materiali ed immateriali iscritte in bilancio, della soggettività delle stime attinenti la determinazione dei flussi di cassa delle CGU e delle variabili chiave del modello di impairment, abbiamo considerato l'Impairment Test un aspetto chiave della revisione del bilancio consolidato del Gruppo.

La nota 6 "Verifica sulla perdita di valore delle attività materiali ed immateriali" del bilancio consolidato riporta l'informativa sull'Impairment Test, ivi inclusa una analisi di sensitività effettuata dalla direzione sulle attività immateriali, che illustra gli effetti che potrebbero emergere al variare di talune assunzioni chiave utilizzate ai fini dell'Impairment Test sul valore recuperabile delle stesse.

Procedure di revisione svolte

Abbiamo preliminarmente esaminato le modalità usate dalla Direzione per la determinazione del valore d'uso delle CGU, analizzando i metodi e le assunzioni utilizzati per lo sviluppo dell'Impairment Test.

Nell'ambito delle nostre verifiche abbiamo, tra l'altro, svolto le seguenti procedure, anche avvalendoci per talune di esse del supporto di esperti:

- comprensione della metodologia adottata dalla Direzione per l'effettuazione dell'Impairment Test ed esame della sua conformità ai principi contabili di riferimento;

- rilevazione e comprensione dei controlli rilevanti posti in essere dal Gruppo sul processo di effettuazione dell'Impairment Test delle attività immateriali a vita definita e attività materiali;
- analisi di ragionevolezza delle principali assunzioni adottate per la formulazione delle previsioni dei flussi di cassa anche mediante analisi di dati di settore (quali ad esempio stime dei prezzi di vendita dell'energia elettrica) e ottenimento di informazioni dalla Direzione;
- analisi degli scostamenti rispetto alle produzioni attese per le singole CGU, per effetto dell'andamento della ventosità rilevata durante l'anno e analisi dei dati consuntivi rispetto ai piani originari ai fini di valutare la natura degli scostamenti e l'attendibilità del processo di predisposizione dei piani;
- comprensione delle modalità di formulazione delle ipotesi relative allo scenario energetico applicabile alle CGU;
- analisi circa la ragionevolezza del tasso di attualizzazione (WACC) e del calcolo del terminal value (TV);
- verifica dell'accuratezza matematica del modello utilizzato per la determinazione del valore d'uso delle CGU;
- verifica dell'analisi di sensitività predisposta dalla Direzione.

Abbiamo inoltre esaminato la conformità dell'informativa relativa all'Impairment Test a quanto previsto dallo IAS 36.

Responsabilità degli Amministratori e del Collegio Sindacale per il bilancio consolidato

Gli Amministratori sono responsabili per la redazione del bilancio consolidato che fornisca una rappresentazione veritiera e corretta in conformità agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'art. 9 del D.Lgs. n. 38/05 e, nei termini previsti dalla legge, per quella parte del controllo interno dagli stessi ritenuta necessaria per consentire la redazione di un bilancio che non contenga errori significativi dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali.

Gli Amministratori sono responsabili per la valutazione della capacità del Gruppo di continuare ad operare come un'entità in funzionamento e, nella redazione del bilancio consolidato, per l'appropriatezza dell'utilizzo del presupposto della continuità aziendale, nonché per una adeguata informativa in materia. Gli Amministratori utilizzano il presupposto della continuità aziendale nella redazione del bilancio consolidato a meno che abbiano valutato che sussistono le condizioni per la liquidazione della capogruppo Alerion Clean Power S.p.A. o per l'interruzione dell'attività o non abbiano alternative realistiche a tali scelte.

Il Collegio Sindacale ha la responsabilità della vigilanza, nei termini previsti dalla legge, sul processo di predisposizione dell'informativa finanziaria del Gruppo.

Responsabilità della società di revisione per la revisione contabile del bilancio consolidato

I nostri obiettivi sono l'acquisizione di una ragionevole sicurezza che il bilancio consolidato nel suo complesso non contenga errori significativi, dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali, e l'emissione di una relazione di revisione che includa il nostro giudizio. Per ragionevole sicurezza si intende un livello elevato di sicurezza che, tuttavia, non fornisce la garanzia che una revisione contabile svolta in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia) individui sempre un errore significativo, qualora esistente. Gli errori possono derivare da frodi o da comportamenti o eventi non intenzionali e sono considerati significativi qualora ci si possa ragionevolmente attendere che essi, singolarmente o nel loro insieme, siano in grado di influenzare le decisioni economiche prese dagli utilizzatori sulla base del bilancio consolidato.

Nell'ambito della revisione contabile svolta in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia), abbiamo esercitato il giudizio professionale e abbiamo mantenuto lo scetticismo professionale per tutta la durata della revisione contabile. Inoltre:

- abbiamo identificato e valutato i rischi di errori significativi nel bilancio consolidato, dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali; abbiamo definito e svolto procedure di revisione in risposta a tali rischi; abbiamo acquisito elementi probativi sufficienti ed appropriati su cui basare il nostro giudizio. Il rischio di non individuare un errore significativo dovuto a frodi è più elevato rispetto al rischio di non individuare un errore significativo derivante da comportamenti o eventi non intenzionali, poiché la frode può implicare l'esistenza di collusioni, falsificazioni, omissioni intenzionali, rappresentazioni fuorvianti o forzature del controllo interno;
- abbiamo acquisito una comprensione del controllo interno rilevante ai fini della revisione contabile allo scopo di definire procedure di revisione appropriate nelle circostanze e non per esprimere un giudizio sull'efficacia del controllo interno del Gruppo;
- abbiamo valutato l'appropriatezza dei principi contabili utilizzati nonché la ragionevolezza delle stime contabili effettuate dagli Amministratori, inclusa la relativa informativa;
- siamo giunti ad una conclusione sull'appropriatezza dell'utilizzo da parte degli Amministratori del presupposto della continuità aziendale e, in base agli elementi probativi acquisiti, sull'eventuale esistenza di una incertezza significativa riguardo a eventi o circostanze che possono far sorgere dubbi significativi sulla capacità del Gruppo di continuare ad operare come un'entità in funzionamento. In presenza di un'incertezza significativa, siamo tenuti a richiamare l'attenzione nella relazione di revisione sulla relativa informativa di bilancio, ovvero, qualora tale informativa sia inadeguata, a riflettere tale circostanza nella formulazione del nostro giudizio. Le nostre conclusioni sono basate sugli elementi probativi acquisiti fino alla data della presente relazione. Tuttavia, eventi o circostanze successivi possono comportare che il Gruppo cessi di operare come un'entità in funzionamento;
- abbiamo valutato la presentazione, la struttura e il contenuto del bilancio consolidato nel suo complesso, inclusa l'informativa, e se il bilancio consolidato rappresenti le operazioni e gli eventi sottostanti in modo da fornire una corretta rappresentazione;
- abbiamo acquisito elementi probativi sufficienti e appropriati sulle informazioni finanziarie delle imprese o delle differenti attività economiche svolte all'interno del Gruppo per esprimere un giudizio sul bilancio consolidato. Siamo responsabili della direzione, della supervisione e dello svolgimento dell'incarico di revisione contabile del Gruppo. Siamo gli unici responsabili del giudizio di revisione sul bilancio consolidato.

Abbiamo comunicato ai responsabili delle attività di governance, identificati ad un livello appropriato come richiesto dagli ISA Italia, tra gli altri aspetti, la portata e la tempistica pianificate per la revisione contabile e i risultati significativi emersi, incluse le eventuali carenze significative nel controllo interno identificate nel corso della revisione contabile.

Abbiamo fornito ai responsabili delle attività di governance anche una dichiarazione sul fatto che abbiamo rispettato le norme e i principi in materia di etica e di indipendenza applicabili nell'ordinamento italiano e abbiamo comunicato loro ogni situazione che possa ragionevolmente avere un effetto sulla nostra indipendenza e, ove applicabile, le relative misure di salvaguardia.

Tra gli aspetti comunicati ai responsabili delle attività di governance, abbiamo identificato quelli che sono stati più rilevanti nell'ambito della revisione contabile del bilancio consolidato dell'esercizio in esame, che hanno costituito quindi gli aspetti chiave della revisione. Abbiamo descritto tali aspetti nella relazione di revisione.

Altre informazioni comunicate ai sensi dell'art. 10 del Regolamento (UE) 537/2014

L'assemblea degli azionisti della Alerion Clean Power S.p.A. ci ha conferito in data 8 aprile 2011 l'incarico di revisione legale del bilancio d'esercizio e consolidato della Società per gli esercizi dal 31 dicembre 2011 al 31 dicembre 2019.

Dichiariamo che non sono stati prestati servizi diversi dalla revisione contabile vietati ai sensi dell'art. 5, par. 1, del Regolamento (UE) 537/2014 e che siamo rimasti indipendenti rispetto alla Società nell'esecuzione della revisione legale.

Confermiamo che il giudizio sul bilancio consolidato espresso nella presente relazione è in linea con quanto indicato nella relazione aggiuntiva destinata al Collegio Sindacale, nella sua funzione di Comitato per il Controllo Interno e la Revisione Legale, predisposta ai sensi dell'art. 11 del citato Regolamento.

RELAZIONE SU ALTRE DISPOSIZIONI DI LEGGE E REGOLAMENTARI

Giudizio ai sensi dell'art. 14, comma 2, lettera e), del D.Lgs. 39/10 e dell'art. 123-bis, comma 4, del D.Lgs. 58/98

Gli Amministratori della Alerion Clean Power S.p.A. sono responsabili per la predisposizione della relazione sulla gestione e della relazione sul governo societario e gli assetti proprietari del Gruppo Alerion Clean Power al 31 dicembre 2017, incluse la loro coerenza con il relativo bilancio consolidato e la loro conformità alle norme di legge.

Abbiamo svolto le procedure indicate nel principio di revisione (SA Italia) n. 720B al fine di esprimere un giudizio sulla coerenza della relazione sulla gestione e di alcune specifiche informazioni contenute nella relazione sul governo societario e gli assetti proprietari indicate nell'art. 123-bis, co. 4, del D.Lgs. 58/98, con il bilancio consolidato del Gruppo Alerion Clean Power al 31 dicembre 2017 e sulla conformità delle stesse alle norme di legge, nonché di rilasciare una dichiarazione su eventuali errori significativi.

A nostro giudizio, la relazione sulla gestione e alcune specifiche informazioni contenute nella relazione sul governo societario e gli assetti proprietari sopra richiamate sono coerenti con il bilancio consolidato del Gruppo Alerion Clean Power al 31 dicembre 2017 e sono redatte in conformità alle norme di legge.

Con riferimento alla dichiarazione di cui all'art. 14, co. 2, lettera e), del D.Lgs. 39/10, rilasciata sulla base delle conoscenze e della comprensione dell'impresa e del relativo contesto acquisite nel corso dell'attività di revisione, non abbiamo nulla da riportare.

DELOITTE & TOUCHE S.p.A.



Giovanni Gasperini
Socio

Milano, 9 marzo 2018



Deloitte & Touche S.p.A.
Via Tortona, 25
20144 Milano
Italia

Tel: +39 02 83322111
Fax: +39 02 83322112
www.deloitte.it

**RELAZIONE DELLA SOCIETÀ DI REVISIONE INDIPENDENTE
AI SENSI DEGLI ARTT. 14 E 16 DEL D. LGS. 27 GENNAIO 2010, N. 39**

**Agli Azionisti della
Alerion Clean Power S.p.A.**

Relazione sul bilancio consolidato

Abbiamo svolto la revisione contabile del bilancio consolidato del Gruppo Alerion Clean Power, costituito dalla situazione patrimoniale-finanziaria al 31 dicembre 2016, dal conto economico, dal conto economico complessivo, dal prospetto delle variazioni del patrimonio netto, dal rendiconto finanziario per l'esercizio chiuso a tale data, da una sintesi dei principi contabili significativi e dalle altre note esplicative.

Responsabilità degli Amministratori per il bilancio consolidato

Gli Amministratori sono responsabili per la redazione del bilancio consolidato che fornisca una rappresentazione veritiera e corretta in conformità agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'art. 9 del D.Lgs. n. 38/05.

Responsabilità della società di revisione

E' nostra la responsabilità di esprimere un giudizio sul bilancio consolidato sulla base della revisione contabile. Abbiamo svolto la revisione contabile in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia) elaborati ai sensi dell'art. 11 del D.Lgs. 39/10. Tali principi richiedono il rispetto di principi etici, nonché la pianificazione e lo svolgimento della revisione contabile al fine di acquisire una ragionevole sicurezza che il bilancio consolidato non contenga errori significativi.

La revisione contabile comporta lo svolgimento di procedure volte ad acquisire elementi probativi a supporto degli importi e delle informazioni contenuti nel bilancio consolidato. Le procedure scelte dipendono dal giudizio professionale del revisore, inclusa la valutazione dei rischi di errori significativi nel bilancio consolidato dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali. Nell'effettuare tali valutazioni del rischio, il revisore considera il controllo interno relativo alla redazione del bilancio consolidato dell'impresa che fornisca una rappresentazione veritiera e corretta al fine di definire procedure di revisione appropriate alle circostanze, e non per esprimere un giudizio sull'efficacia del controllo interno dell'impresa. La revisione contabile comprende altresì la valutazione dell'appropriatezza dei principi contabili adottati, della ragionevolezza delle stime contabili effettuate dagli Amministratori, nonché la valutazione della presentazione del bilancio consolidato nel suo complesso.

Riteniamo di aver acquisito elementi probativi sufficienti ed appropriati su cui basare il nostro giudizio.

Giudizio

A nostro giudizio, il bilancio consolidato fornisce una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale e finanziaria del Gruppo Alerion Clean Power al 31 dicembre 2016, del risultato economico e dei flussi di cassa per l'esercizio chiuso a tale data in conformità agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'art. 9 del D.Lgs. n. 38/05.

Ancona Bari Bergamo Bologna Brescia Cagliari Firenze Genova Milano Napoli Padova Parma Roma Torino Treviso Verona

Sede Legale: Via Tortona, 25 - 20144 Milano | Capitale Sociale: Euro 10.209.220,00 i.v.

Codice Fiscale/Registro delle Imprese: Milano n. 00041560166 - R.E.A. Milano n. 1720229 | Partita IVA: IT 03049560166

Il nome Deloitte si riferisce a una o più delle seguenti entità: Deloitte Touche Tohmatsu Limited, una società inglese a responsabilità limitata ("DTTL"), le member firm aderenti a suo network e le entità a esse correlate. DTTL e ciascuna delle sue member firm sono entità giuridicamente separate e indipendenti tra loro. DTTL (denominata anche "Deloitte Global") non fornisce servizi ai clienti. Si invita a leggere l'informativa completa relativa alla descrizione della struttura legale di Deloitte Touche Tohmatsu Limited e delle sue member firm all'indirizzo www.deloitte.com/it/csc.

© Deloitte & Touche S.p.A.

Relazione su altre disposizioni di legge e regolamentari

Giudizio sulla coerenza della relazione sulla gestione e di alcune informazioni contenute nella relazione sul governo societario e gli assetti proprietari con il bilancio consolidato

Abbiamo svolto le procedure indicate nel principio di revisione (SA Italia) n.720B al fine di esprimere, come richiesto dalle norme di legge, un giudizio sulla coerenza della relazione sulla gestione e delle informazioni della relazione sul governo societario e gli assetti proprietari indicate nell'art. 123-bis, comma 4, del D.Lgs. 58/98, la cui responsabilità compete agli Amministratori della Alerion Clean Power S.p.A., con il bilancio consolidato del Gruppo Alerion Clean Power al 31 dicembre 2016. A nostro giudizio la relazione sulla gestione e le informazioni della relazione sul governo societario e gli assetti proprietari sopra richiamate sono coerenti con il bilancio consolidato del Gruppo Alerion Clean Power al 31 dicembre 2016.

DELOITTE & TOUCHE S.p.A.


Giovanni Gasperini
Socio

Milano, 22 marzo 2017

13.2 Informazioni finanziarie *pro-forma*

13.2.1 Premessa

Il presente paragrafo include la situazione patrimoniale finanziaria consolidata *pro-forma*, il conto economico consolidato *pro-forma* e il rendiconto finanziario consolidato *pro-forma* del Gruppo Alerion al 31 dicembre 2017 (congiuntamente, i “**Prospetti Consolidati Pro-forma**”), corredati dalle relative note esplicative, predisposti per rappresentare i principali effetti:

- (i) dell’aumento di capitale sociale inscindibile e a pagamento per un importo complessivo pari ad Euro 24.799.999,25, con esclusione del diritto di opzione, ai sensi dell’art. 2441, comma 4, primo periodo, cod. civ., con emissione di n. 7.630.769 nuove azioni ordinarie, al prezzo unitario di Euro 3,25, con godimento regolare e aventi le medesime caratteristiche di quelle già in circolazione alla data di emissione, da liberarsi, entro il termine del 30 giugno 2018, mediante il conferimento in natura, da parte di Fri-El Green Power S.p.A. (“**FGP**”) e di Pro-Invest S.r.l., dell’intero capitale sociale delle società di progetto Eolica PM S.r.l., Fri-El Albareto S.r.l. e Green Energy Sardegna S.r.l. (le “**SPV Conferite**”), ciascuna titolare dell’autorizzazione per la costruzione di un Parco Eolico in fase di realizzazione, deliberato dall’Assemblea degli azionisti di Alerion del 6 aprile 2018. Il conferimento è stato eseguito in data 11 aprile 2018 con atto notarile (l’“**Aumento di Capitale**”);
- (ii) dell’acquisto da parte di Alerion dei crediti per finanziamento soci vantati da Fri-El S.p.A. (“**Fri-El**”) nei confronti delle SPV Conferite, effettuato in data 11 aprile 2018 (l’“**Acquisto Crediti**”). Sono stati altresì considerati gli effetti degli investimenti in immobilizzazioni materiali, effettuati dalle SPV Conferite nel periodo tra 1 gennaio 2018 e 11 aprile 2018 nell’ambito dell’attività di sviluppo dei parchi eolici, che sono stati prevalentemente finanziati mediante il predetto finanziamento soci;
- (iii) dell’offerta pubblica di sottoscrizione del prestito obbligazionario denominato “*Prestito obbligazionario Alerion Clean Power S.p.a. 2018-2024*” (in seguito l’“**Emissione Obbligazionaria**” o il “**Prestito 2018-2024**”), consistente in un’offerta di sottoscrizione e ammissione a quotazione sul Mercato Telematico delle Obbligazioni e dei Titoli di Stato organizzato e gestito da Borsa Italiana S.p.A. (“**MOT**”) di minimo n. 130.000.000 Obbligazioni (la “**Sottoscrizione Minima**”) e massimo n. 160.000.000 Obbligazioni (la “**Sottoscrizione Massima**” e congiuntamente alla Sottoscrizione Minima, l’“**Emissione Obbligazionaria**”), del valore nominale di Euro 1,00 ciascuna, aventi un importo complessivo compreso tra Euro 130 milioni ed Euro 160 milioni. Entrambe le ipotesi, ossia la Sottoscrizione Minima e la Sottoscrizione Massima, sono state considerate per la redazione dei Prospetti Consolidati *Pro-forma*;
- (iv) del prospettato rimborso anticipato volontario del prestito obbligazionario 2015-2022 (il “**Prestito 2015-2022**”), sottoscritto da Alerion in data 11 febbraio 2015 (il “**Rimborso Anticipato**”), pari ad Euro 130 milioni.

I Prospetti Consolidati *Pro-forma* sono stati redatti unicamente a scopo illustrativo e sono stati predisposti esclusivamente ai fini dell’inserimento degli stessi nel Documento di Registrazione

nell'ambito della prospettata offerta al pubblico e ammissione a quotazione sul MOT di obbligazioni a tasso fisso emesse da Alerion.

Per maggiori dettagli in relazione all'Aumento di Capitale e all'Acquisto Crediti, si veda il successivo Paragrafo 13.2.3 "*Descrizione dell'Aumento di Capitale e dell'Acquisto Crediti*".

Per maggiori dettagli in relazione all'Emissione Obbligazionaria, nell'ipotesi che la sottoscrizione sia minima o massima, e del Rimborso Anticipato si veda invece il Paragrafo 13.2.4 "*Descrizione dell'Emissione Obbligazionaria e del Rimborso Anticipato*".

I Prospetti Consolidati Pro-forma sono stati predisposti al fine di simulare, secondo criteri di valutazione coerenti con i dati storici e conformi alla normativa di riferimento, i principali effetti dell'Aumento di Capitale, dell'Acquisto Crediti, della Sottoscrizione Minima o in alternativa della Sottoscrizione Massima, e del Rimborso Anticipato sulla situazione economica, patrimoniale e sui flussi di cassa del Gruppo Alerion, come se tali operazioni fossero virtualmente avvenute in data 31 dicembre 2017 per la situazione patrimoniale finanziaria consolidata pro-forma e in data 1° gennaio 2017 per il conto economico consolidato pro-forma e il rendiconto finanziario consolidato pro-forma, come previsto dalla comunicazione Consob n. DEM/1052803 del 5 luglio 2001.

Le informazioni contenute nei Prospetti Consolidati Pro-forma rappresentano una simulazione dei possibili effetti che sarebbero potuti derivare se l'Aumento di Capitale, l'Acquisto Crediti, la Sottoscrizione Minima o in alternativa la Sottoscrizione Massima, e il Rimborso Anticipato si fossero realizzati alle predette date e sono fornite a soli fini illustrativi.

Le informazioni finanziarie pro-forma riguardano una situazione ipotetica e pertanto non rappresentano la situazione finanziaria o i risultati effettivi della Società. In particolare, poiché i Prospetti Consolidati Pro-forma sono costruiti per riflettere retroattivamente gli effetti significativi di operazioni successive, nonostante il rispetto delle regole comunemente accettate e l'utilizzo di assunzioni ragionevoli, corredate delle necessarie attestazioni, vi sono dei limiti connessi alla natura stessa dei dati pro-forma. Pertanto, sussiste il rischio che, qualora l'Aumento di Capitale, l'Acquisto Crediti, la Sottoscrizione Minima o in alternativa la Sottoscrizione Massima, e il Rimborso Anticipato fossero realmente avvenuti alla data presa a riferimento per la predisposizione dei Prospetti Consolidati Pro-forma, non necessariamente si sarebbero ottenuti gli stessi risultati rappresentati nei Prospetti Consolidati Pro-forma. Si evidenzia che i dati pro-forma non riflettono i dati prospettici; tali evidenze non intendono in alcun modo rappresentare una previsione dei futuri risultati del Gruppo e non devono pertanto essere utilizzati in tal senso.

Ai fini della rappresentazione delle citate operazioni, i principali effetti sui Prospetti Consolidati Pro-forma riguardano:

a) con riferimento all'Aumento di Capitale: l'incremento delle attività immateriali e del patrimonio netto del Gruppo Alerion per circa Euro 23,5 milioni, pari alla differenza tra il valore complessivo delle SPV Conferite quale risultante dalla relativa relazione di stima pari a Euro 24,8 milioni e il valore contabile delle attività nette conferite pari a Euro 1,3 milioni;

b) con riferimento all'Acquisto Crediti e agli investimenti delle SPV Conferite: la diminuzione delle disponibilità liquide per un importo netto di circa Euro 13,3 milioni pari all'importo dei crediti verso le SPV Conferite acquistati dal Gruppo Alerion, inclusivo dei crediti di Euro 8,2 milioni erogati da Fr-El alle SPV Conferite nel periodo tra 1 gennaio 2018 e 11 aprile 2018. Sono altresì stati iscritti gli investimenti in immobilizzazioni materiali effettuati dalle SPV Conferite nel periodo tra 1 gennaio 2018 e 11 aprile 2018 pari a Euro 10 milioni, assumendo che siano stati interamente finanziati con i crediti erogati da Fr-El lungo tale periodo e iscrivendo un incremento dei debiti commerciali per l'importo residuo di Euro 1,8 milioni;

c) con riferimento alla Sottoscrizione Minima e alla Sottoscrizione Massima: l'incremento delle disponibilità liquide e del debito verso obbligazionisti per Euro 130 milioni (Euro 160 milioni nel caso di Sottoscrizione Massima) e il pagamento dei costi accessori all'Emissione Obbligazionaria per circa Euro 2,8 milioni. Sul conto economico pro-forma la Sottoscrizione Minima comporta un decremento degli oneri finanziari per Euro 4,1 (Euro 3,2 nel caso di Sottoscrizione Massima) dovuto alla riduzione del tasso di interesse nominale (dal 6% al 3%, tasso di riferimento nell'ipotesi pro-forma) della nuova Emissione Obbligazionaria rispetto al precedente prestito;

d) con riferimento al Rimborso Anticipato: il decremento del debito verso obbligazionisti e il contestuale decremento delle disponibilità liquide per Euro 130 milioni, il pagamento del prezzo di rimborso sotto forma di oneri finanziari aggiuntivi per Euro 3,9 milioni, l'estinzione del debito per gli interessi maturati al 31 dicembre 2017 (Euro 6,9 milioni) e la contabilizzazione a conto economico degli oneri accessori residui sul Prestito 2015-2022 (circa Euro 2,5 milioni).

Pertanto congiuntamente la Sottoscrizione Minima e il Rimborso Anticipato comportano principalmente: una riduzione delle disponibilità liquide per Euro 13,6 milioni (incremento delle stesse per Euro 16,4 milioni nel caso di Sottoscrizione Massima), una riduzione del Patrimonio netto per Euro 4,9 milioni (anche in caso di Sottoscrizione Massima), un incremento delle Passività finanziarie non correnti per Euro 29,8 milioni in caso di Sottoscrizione Massima; sul conto economico pro-forma un aumento della voce oneri finanziari per Euro 2,3 milioni (Euro 3,2 milioni nel caso di Sottoscrizione Massima), al lordo dei relativi effetti fiscali.

13.2.2 Ipotesi di base, principi contabili e assunzioni sottostanti la redazione dei Prospetti Consolidati Pro-forma

I Prospetti Consolidati Pro-forma sono stati predisposti conformemente alla metodologia di redazione dei dati pro-forma disciplinata dalla Comunicazione CONSOB n. DEM/1052803 del 5 luglio 2001 partendo dal bilancio consolidato al 31 dicembre 2017 del Gruppo Alerion, aggregando i dati derivanti dai prospetti contabili al 31 dicembre 2017 delle SPV Conferite predisposti per la finalità di inclusione nei Prospetti Consolidati Pro-forma del Gruppo Alerion e rettificando tali dati con le scritture necessarie a riflettere gli effetti pro-forma successivamente riportati.

In particolare, il bilancio consolidato chiuso al 31 dicembre 2017, redatto in conformità agli *International Financial Reporting Standards* adottati dall'Unione Europea, è stato approvato dal Consiglio di Amministrazione dell'Emittente del 23 febbraio 2018, ed è stato sottoposto a

revisione contabile della Società di Revisione che ha emesso la propria relazione senza rilievi in data 9 marzo 2018.

Eolica PM S.r.l., Fri-El Albareto S.r.l. e Green Energy Sardegna S.r.l. hanno redatto i propri bilanci d'esercizio al 31 dicembre 2017, che sono stati approvati dalle rispettive assemblee dei soci in data 9 febbraio 2018, in conformità alle norme italiane che ne disciplinano i criteri di redazione. Pertanto, ai fini della redazione dei Prospetti Consolidati Pro-forma, tali bilanci sono stati riclassificati e rettificati per allinearli ai principi IFRS sulla base della situazione patrimoniale finanziaria redatta dalle rispettive SPV (i "**Prospetti Contabili delle SPV Conferite**") e assoggettate a revisione contabile limitata da KPMG S.p.A. la quale ha emesso le proprie relazioni senza rilievi in data 15 marzo 2018.

I principi contabili adottati per la predisposizione dei Prospetti Consolidati Pro-forma, laddove non specificatamente segnalato, sono gli stessi utilizzati per la redazione del bilancio consolidato del Gruppo Alerion e quindi gli *International Financial Reporting Standards* adottati dall'Unione Europea. Tali principi contabili sono illustrati nelle note esplicative al suddetto bilancio consolidato.

I Prospetti Consolidati Pro-forma sono espressi in Euro, moneta funzionale di Alerion. Ove non indicato diversamente, tutti gli importi espressi in Euro sono stati arrotondati alle migliaia.

Le rettifiche pro-forma, sulla base di quanto riportato nella comunicazione CONSOB n. DEM/1052803 del 5 luglio 2001, sono state apportate al fine di rilevare gli effetti significativi connessi all'Aumento di Capitale, all'Acquisto Crediti, alla Sottoscrizione Minima o in alternativa alla Sottoscrizione Massima, e al Rimborso Anticipato per rifletterli retroattivamente sul bilancio consolidato al 31 dicembre 2017 per simulare, secondo criteri di valutazione coerenti con i dati storici e conformi alla normativa di riferimento, gli effetti dell'Aumento di Capitale, dell'Acquisto Crediti, della Sottoscrizione Minima o in alternativa della Sottoscrizione Massima, e del Rimborso Anticipato sull'andamento economico e sulla situazione patrimoniale finanziaria e sui flussi di cassa del Gruppo Alerion come se fossero virtualmente avvenuti il 31 dicembre 2017 per i soli effetti patrimoniali e, per quanto attiene gli effetti economici e i flussi di cassa, il 1° gennaio 2017.

Per una corretta interpretazione delle informazioni fornite dai dati pro-forma, è necessario considerare i seguenti aspetti:

- (i) trattandosi di rappresentazioni costruite su ipotesi, qualora l'Aumento di Capitale, l'Acquisto Crediti, la Sottoscrizione Minima o in alternativa la Sottoscrizione Massima, e il Rimborso Anticipato fossero stati realmente realizzati alla data presa a riferimento per la predisposizione dei dati pro-forma non necessariamente i dati storici sarebbero stati uguali a quelli pro-forma;
- (ii) i dati pro-forma non riflettono dati prospettici in quanto sono predisposti in modo da rappresentare solamente gli effetti dell'Aumento di Capitale e dell'Acquisto Crediti, degli investimenti effettuati dalle SPV Conferite, della Sottoscrizione Minima o, in alternativa della Sottoscrizione Massima, e del Rimborso Anticipato, senza tenere conto degli effetti

potenziali dovuti a variazioni delle politiche della direzione ed alle decisioni operative conseguenti alle operazioni stesse.

Al fine di rappresentare nei Prospetti Consolidati Pro-forma anche gli effetti derivanti dagli investimenti effettuati dalle SPV Conferite in immobilizzazioni materiali nell'ambito dell'attività di sviluppo dei parchi eolici nel periodo compreso tra il 1 gennaio 2018 e l'11 aprile 2018 sono state utilizzate le situazioni contabili delle SPV Conferite alla data del 11 aprile 2018 (data dell'Acquisto Crediti), non sottoposte ad attività di revisione, al fine di desumere l'ammontare delle immobilizzazioni materiali capitalizzate durante il periodo. È stato inoltre ipotizzato ai fini del presente pro-forma che a fronte delle erogazioni effettuate da Fri-El alle SPV Conferite nel periodo tra 1 gennaio 2018 e 11 aprile 2018, pari ad Euro 8.181 migliaia (importo inclusivo degli interessi come in seguito dettagliato), tali disponibilità liquide siano state interamente utilizzate per effettuare gli investimenti in immobilizzazioni materiali, nell'ambito dell'attività di sviluppo dei parchi eolici.

Si precisa inoltre che talune assunzioni, utilizzate per la predisposizione dei Prospetti Consolidati Pro-forma, verranno aggiornate a valle dell'analisi definitiva che sarà effettuata in sede di primo consolidamento. Non si può pertanto escludere che da tale analisi possano emergere differenze rispetto a quanto evidenziato nei Prospetti Consolidati Pro-forma.

Infine, in considerazione delle diverse finalità dei dati pro-forma rispetto ai dati dei bilanci storici e delle diverse modalità di calcolo degli effetti dell'Aumento di Capitale e dell'Acquisto Crediti, degli investimenti effettuati dalle SPV Conferite, della Sottoscrizione Minima o in alternativa della Sottoscrizione Massima, e del Rimborso Anticipato con riferimento alla situazione patrimoniale finanziaria pro-forma, il conto economico pro-forma ed il rendiconto finanziario pro-forma al 31 dicembre 2017, si evidenzia che i Prospetti Consolidati Pro-forma vanno letti e interpretati separatamente, senza ricercare collegamenti contabili tra i prospetti.

In accordo a quanto previsto dal Regolamento (CE) 809/2004, Allegato II, punto 6, si precisa che nel conto economico consolidato pro-forma e nel rendiconto finanziario consolidato pro-forma sono state iscritte sia rettifiche pro-forma che si prevede avranno un effetto permanente sull'Emittente, sia rettifiche pro-forma che si prevede non avranno tale effetto.

In particolare, le rettifiche che si prevede non avranno un effetto permanente sul conto economico del Gruppo Alerion sono relative:

- (i) ai maggiori oneri finanziari per Euro 2.547 migliaia derivanti dall'imputazione a conto economico degli oneri accessori relativi al Prestito 2015-2022, quale effetto del Rimborso Anticipato, al netto dei relativi effetti fiscali;
- (ii) ai maggiori oneri finanziari per Euro 3.900 migliaia derivanti dalla differenza tra il valore nominale del Prestito 2015-2022, pari a Euro 130 milioni ed il maggior prezzo di rimborso stabilito dal contratto di regolamento del suddetto prestito obbligazionario in base al periodo di rimborso, ovvero pari al 103%, al netto dei relativi effetti fiscali.

L'unica rettifica che si prevede non avrà un effetto permanente sul rendiconto finanziario del Gruppo Alerion è relativa al flusso di cassa in uscita dei maggiori oneri finanziari per Euro 3.900 migliaia derivanti dalla differenza tra il valore nominale del prestito obbligazionario 2015-2022 e il maggior prezzo di rimborso stabilito dal contratto di regolamento del suddetto prestito obbligazionario.

Per ulteriori dettagli su tali rettifiche si rimanda a quanto riportato nel successivo paragrafo 13.2.6 "Note esplicative ai Prospetti Consolidati Pro-Forma".

Si precisa che l'effetto fiscale delle scritture pro-forma è stato calcolato dalla Società considerando le aliquote applicate ai redditi di impresa, in vigore alla data prevista di rimborso del prestito.

13.2.3 Descrizione dell'Aumento di Capitale e dell'Acquisto Crediti

Come precedentemente indicato, i Prospetti Consolidati Pro-forma sono stati predisposti al fine di riflettere gli effetti dell'Aumento di Capitale e dell'Acquisto Crediti sul bilancio consolidato del Gruppo Alerion al 31 dicembre 2017 sulla base dei criteri e delle metodologie esposte nel precedente Paragrafo 13.2.2. Con riferimento all'Aumento di Capitale e all'Acquisto Crediti richiamate, si evidenzia che:

- 1) il Consiglio di Amministrazione della Società del 23 febbraio 2018 ha deliberato di proporre l'Aumento di Capitale all'assemblea degli Azionisti del 6 aprile 2018;
- 2) l'Assemblea degli Azionisti di Alerion, in data 6 aprile 2018, ha approvato l'Aumento di Capitale. A seguito dell'approvazione da parte dell'Assemblea, in ottemperanza agli impegni sottoscritti il 21 febbraio 2018, in data 11 aprile 2018 FGP ha conferito la partecipazione totalitaria detenuta in Eolica PM S.r.l., titolare del Parco Eolico da 51,8 MW sito in Morcone e Pontelandolfo (BN), e in Fri-El Albareto S.r.l., titolare del Parco Eolico da 19,8 MW sito in Albareto e Tornolo (PR), nonché la partecipazione pari al 75% del capitale sociale di Green Energy Sardegna S.r.l., titolare del Parco Eolico da 30,8 MW sito in Villacidro e S. Gavino Monreale (VS). Pro-Invest, a sua volta, ha conferito in pari data la partecipazione pari al residuo 25% del capitale sociale di Green Energy Sardegna S.r.l..

Il Gruppo Alerion prevede di coprire il fabbisogno necessario a finanziare l'attività d'investimento per la realizzazione dei tre Parchi Eolici tramite (i) il ricorso a finanziamenti in *project financing* (per una percentuale del totale investimento pari a circa l'80%), per i quali sono già stati concordati i principali termini contrattuali (*termsheet*) con due primari istituti di credito europei e (ii) il ricorso a mezzi propri.

Il Consiglio di Amministrazione di Alerion ha provveduto a depositare presso il competente Registro delle Imprese l'attestazione che l'Aumento di Capitale è stato eseguito *ex art.* 2444 cod. civ.

A fronte del conferimento, Alerion ha aumentato il proprio capitale sociale per complessivi Euro 24.800 migliaia, tramite emissione di n. 7.630.769, al prezzo di sottoscrizione di Euro 3,25, integralmente imputato a capitale.

Contestualmente all'esecuzione del conferimento delle SPV Conferite, Alerion ha acquistato da Fri-El S.p.A. i crediti per finanziamenti soci vantati da Fri-El S.p.A. nei confronti delle SPV Conferite, pari a Euro 13.192 migliaia pari, come in seguito dettagliato, alla somma (i) del valore nominale dei suddetti crediti alla data di sottoscrizione dell'Accordo Quadro e (ii) dell'ammontare degli interessi maturati sino a tale data e non ancora corrisposti dalle società debentrici. La Società ha finanziato l'Acquisto Crediti, utilizzando la liquidità già presente nella propria disponibilità.

Sono altresì stati rappresentati gli effetti pro-forma relativi agli investimenti effettuati dalle SPV Conferite nel lasso temporale intercorrente tra il 1 gennaio 2018 e l'11 aprile 2018 che sono stati prevalentemente finanziati tramite i finanziamenti erogati da Fri-El alle SPV Conferite e oggetto di cessione al Gruppo Alerion in data 11 aprile 2018.

I principali costi connessi all'Aumento di Capitale, quali stimati nel corso della predisposizione dei dati pro-forma, sono stati rilevati nei Prospetti Consolidati Pro-forma. Tali costi sono infatti direttamente attribuibili all'operazione, e si riferiscono principalmente ad onorari per consulenze legali, contabili ed altre, nonché ad oneri fiscali.

Le ulteriori ipotesi utilizzate vengono descritte nel seguito, nell'ambito dei paragrafi relativi alle rettifiche pro-forma.

Come già descritto in precedenza, le partecipazioni conferite al Gruppo Alerion a servizio dell'Aumento di Capitale sono rappresentative dell'intero capitale sociale delle SPV Conferite. Tali società sono titolari dell'autorizzazione a realizzare dei Parchi Eolici con una capacità complessiva di 102,4 MW, la cui realizzazione verrà finanziata in via prevalente mediante ricorso ad indebitamento bancario da parte delle SPV Conferite, come in precedenza specificato; pertanto, alla data di conferimento, il valore complessivo delle SPV Conferite, pari a Euro 24.800 migliaia, è prevalentemente attribuibile alle autorizzazioni ottenute da queste ultime per la realizzazione dei Parchi Eolici. Sulla base di tali informazioni e sulla base delle politiche contabili adottate in precedenza dal Gruppo Alerion in operazioni di acquisizioni aventi caratteristiche simili a quella in oggetto, gli Amministratori hanno ritenuto che il compendio delle attività e passività conferite non rispetti la definizione di *business* disciplinata dal principio contabile IFRS 3 - Aggregazioni Aziendali e che, pertanto, l'operazione di conferimento non rientri nell'ambito di applicazione di tale principio contabile. Conseguentemente, ai fini della redazione dei Prospetti Consolidati Pro-forma, le attività e passività conferite sono state contabilizzate come un'acquisizione di singole attività e passività, e sono state iscritte nella situazione patrimoniale-finanziaria consolidata pro-forma allocando la differenza tra l'Aumento di Capitale (pari a Euro 24.800 migliaia) e il valore delle attività nette acquisite (pari a Euro 1.352 migliaia) a Diritti e concessioni fra le Attività immateriali a vita utile definita, sulla base dei *fair value* relativi misurati alla data di conferimento e senza rilevare alcun avviamento.

13.2.4 Descrizione dell'Emissione Obbligazionaria e del Rimborso Anticipato

L'Emissione Obbligazionaria consiste in un'offerta di sottoscrizione e ammissione a quotazione sul MOT di minimo n. 130.000.000 Obbligazioni (il "**Quantitativo Offerto Minimo**") e massimo n. 160.000.000 Obbligazioni (il "**Quantitativo Offerto Massimo**"), del valore nominale di Euro 1,00

ciascuna, con scadenza a 78 mesi (sei anni e sei mesi). Le obbligazioni saranno emesse ai sensi della legislazione italiana.

Le obbligazioni sono fruttifere di interessi, al tasso fisso nominale annuo lordo minimo non inferiore al 3% su base annua dalla data di godimento del Prestito 2018–2024 (inclusa) e sino alla data di scadenza del Prestito 2018–2024 (esclusa). L'Emissione Obbligazionaria avverrà alla pari. Ai fini della redazione dei Prospetti Consolidati Pro-forma è stato assunto che il tasso d'interesse sarà pari al tasso minimo del 3%.

Il tasso fisso nominale annuo lordo definitivo sarà determinato al termine del periodo di offerta di sottoscrizione in dipendenza delle condizioni di mercato.

Fatto salvo quanto previsto in caso di rimborso anticipato volontario, le obbligazioni saranno rimborsate alla pari e, dunque, al 100% del valore nominale, in un'unica soluzione, alla data di scadenza dell'Emissione Obbligazionaria.

Il Consiglio di Amministrazione dell'Emittente del 10 maggio 2018 ha previsto che le risorse finanziarie derivanti dall'emissione del Prestito Obbligazionario 2018–2024 saranno utilizzate come segue (i) in primo luogo, per il rimborso anticipato del prestito obbligazionario denominato "*Prestito Obbligazionario Alerion Clean Power S.p.A. 2015–2022*" emesso da Alerion con scadenza al 2022, costituito da n. 130.000 obbligazioni del valore nominale di Euro 1.000,00, quotate sul MOT e (ii) per l'eventuale residuo, per la realizzazione e lo sviluppo di nuovi investimenti alla Data del Documento di Registrazione non ancora identificati.

Si ricorda che in data 11 febbraio 2015 è stato emesso il prestito obbligazionario garantito non convertibile e non subordinato denominato "*Prestito Obbligazionario Alerion Clean Power S.p.A. 2015–2022*" per un ammontare complessivo di Euro 130 milioni, della durata di 7 anni, al tasso fisso nominale annuo del 6% (il "**Prestito 2015–2022**"). Il debito relativo al Prestito 2015–2022 esposto in bilancio alla data del 31 dicembre 2017, determinato utilizzando il metodo del costo ammortizzato, era pari ad Euro 127,5 (costituito dal valore del prestito obbligazionario sottoscritto l'11 febbraio 2015, pari a Euro 130 milioni, al netto degli oneri accessori pari a Euro 2.547 migliaia alla data del 31 dicembre 2017). Inoltre, si segnala che gli interessi maturati al 31 dicembre 2017 sul periodo 12 febbraio 2017 – 31 dicembre 2017 erano pari a Euro 6,9 milioni e sono stati poi corrisposti in data 12 febbraio 2018.

Si ricorda che ai sensi del regolamento del Prestito 2015–2022, l'Emittente ha la facoltà di procedere al rimborso anticipato totale o parziale dello stesso a decorrere dal 12 febbraio 2018, al prezzo di rimborso pari al 103% del valore nominale delle obbligazioni oggetto di rimborso, maggiorato degli interessi maturati e non ancora pagati sulle obbligazioni rimborsate alla data di rimborso. Nell'ipotesi di rimborso anticipato totale del prestito obbligazionario 2015–2022, l'importo da destinare al rimborso sarà pertanto pari a Euro 133.900.000, oltre agli interessi maturati e non ancora pagati sulle obbligazioni rimborsate alla data di rimborso. L'Emittente procederà all'esercizio della facoltà di rimborso subordinatamente all'esito positivo del collocamento del Prestito 2018–2024.

13.2.5 Prospetti Consolidati Pro-forma

Nel presente paragrafo sono riportati i prospetti relativi alla situazione patrimoniale finanziaria consolidata pro-forma al 31 dicembre 2017 (la "**Situazione Patrimoniale Finanziaria Pro-forma**"), al conto economico consolidato pro-forma relativo all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2017 ("**Conto Economico Pro-forma**"), al rendiconto finanziario consolidato pro-forma relativo all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2017 ("**Rendiconto Finanziario Pro-forma**") e le relative note esplicative.

Situazione Patrimoniale Finanziaria Pro-forma al 31 dicembre 2017

Nelle seguenti tabelle sono riportate, per tipologia, le rettifiche pro-forma effettuate per rappresentare gli effetti significativi dell'Aumento di Capitale e dell'Acquisto Crediti, degli investimenti effettuati dalle SPV Conferite, della Sottoscrizione Minima o in alternativa della Sottoscrizione Massima, e del Rimborso Anticipato sulla situazione patrimoniale finanziaria consolidata al 31 dicembre 2017 del Gruppo Alerion:

(valori in Euro migliaia)	Note	Rettifiche Pro-forma						Gruppo	Gruppo
		Gruppo Alerion dati storici	Società conferite	Aumento di Capitale e Acquisto Crediti	Investimenti SPV Conferite	Sottoscriz. Minima bond	Sottoscriz. Massima bond	Gruppo Alerion Pro-forma Ipotesi	Gruppo Alerion Pro-forma Ipotesi
		a	b	c1	c1.1	c2	c3	d1 = (a + b + c1+c2)	d2 = (a + b + c1+c3)
ATTIVITA' NON CORRENTI:									
Attività immateriali									
Avviamento		-	-	-	-	-	-	-	-
Attività immateriali a vita definita	1	62.703	78	23.448	-	-	-	86.229	86.229
Totale attività immateriali		62.703	78	23.448	-	-	-	86.229	86.229
Attività materiali (immobili, impianti e macchinari)									
Partecipazioni in joint-venture valutate con il metodo del patrimonio netto		17.770	-	-	9.993	-	-	207.122	207.122
Partecipazioni collegate valutate con il metodo del Patrimonio Netto		-	-	-	-	-	-	-	-
Crediti finanziari e altre attività finanziarie non correnti		4.318	-	-	-	-	-	4.318	4.318
Crediti vari e altre attività non correnti		-	9	-	-	-	-	9	9
Attività per imposte anticipate	4,6,10	15.745	4	-	-	1.291	1.291	17.040	17.040
TOTALE ATTIVITA' NON CORRENTI		291.899	5.857	23.448	9.993	1.291	1.291	332.488	332.488
ATTIVITA' CORRENTI:									
Crediti commerciali		3.415	-	-	-	-	-	3.415	3.415
Crediti tributari		702	985	-	-	-	-	1.687	1.687
Crediti vari e altre attività correnti		22.854	894	-	-	-	-	23.748	23.748
Crediti finanziari e altre attività finanziarie correnti		45	-	-	-	-	-	45	45
Cassa e altre disponibilità liquide equivalenti	2,3,4,8	43.299	633	(5.109)	(8.181)	(13.566)	16.434	17.076	47.076
TOTALE ATTIVITA' CORRENTI		70.315	2.512	(5.109)	(8.181)	(13.566)	16.434	45.971	75.971
TOTALE ATTIVITA'		362.214	8.369	18.339	1.812	(12.275)	17.725	378.459	408.459

Rettifiche Pro-forma											
(valori in Euro migliaia)	Note	Gruppo Alerion dati storici	Società conferite	Aumento di				Sottoscriz. Minima bond	Sottoscriz. Massima bond	Gruppo Alerion Pro-forma ipotesi	Gruppo Alerion Pro-forma ipotesi
				Capitale e Acquisto Crediti	Investimenti SPV Conferite	c1	c1.1			c2	c3
		a	b	c1	c1.1	c2	c3	d1	d2		
PATRIMONIO NETTO DI PERTINENZA DEL GRUPPO	1,2,5,9	111.818	1.352	23.350	-	(4.900)	(4.900)	131.620	131.620		
PATRIMONIO NETTO DI PERTINENZA DI TERZI		2.538	-	-	-	-	-	2.538	2.538		
PASSIVITA' NON CORRENTI:											
Passività finanziarie non correnti	7,11	157.938	-	-	-	(217)	29.783	157.721	187.721		
Debiti non correnti per strumenti derivati		7.645	-	-	-	-	-	7.645	7.645		
TFR ed altri fondi relativi al personale		1.181	-	-	-	-	-	1.181	1.181		
Fondo imposte differite		8.431	-	-	-	-	-	8.431	8.431		
Fondi per rischi ed oneri futuri		7.940	-	-	-	-	-	7.940	7.940		
Debiti vari ed altre passività non correnti		3.658	-	-	-	-	-	3.658	3.658		
TOTALE PASSIVITA' NON CORRENTI		186.793	-	-	-	(217)	29.783	186.576	216.576		
PASSIVITA' CORRENTI:											
Passività finanziarie correnti	3,4	48.768	5.011	(5.011)	-	(6.902)	(6.902)	41.866	41.866		
Debiti correnti per strumenti derivati		3.126	-	-	-	-	-	3.126	3.126		
Debiti commerciali correnti		5.049	220	-	1.812	-	-	7.081	7.081		
Debiti tributari	6,10	486	26	-	-	(256)	(256)	256	256		
Debiti vari ed altre passività correnti		3.636	1.760	-	-	-	-	5.396	5.396		
TOTALE PASSIVITA' CORRENTI		61.065	7.017	(5.011)	1.812	(7.158)	(7.158)	57.725	57.725		
TOTALE PASSIVITA'		247.858	7.017	(5.011)	1.812	(7.375)	22.625	244.301	274.301		
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITA'		362.214	8.369	18.339	1.812	(12.275)	17.725	378.459	408.459		

Conto Economico Pro-forma al 31 dicembre 2017

Nella seguente tabella sono riportate, per tipologia, le rettifiche pro-forma effettuate per rappresentare gli effetti significativi dell'Aumento di Capitale e dell'Acquisto Crediti, della Sottoscrizione Minima o in alternativa della Sottoscrizione Massima, e del Rimborso Anticipato sul conto economico consolidato relativo all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2017 del Gruppo Alerion. Poiché gli investimenti delle SPV Conferite attengono a immobilizzazioni in corso, che non sono ammortizzate, non ci sono effetti sul Conto Economico Pro-forma.

(valori in Euro migliaia)	Rettifiche Pro-forma						Gruppo	Gruppo
	Note	Gruppo	Società	Aumento di	Sottoscriz.	Sottoscriz.	Pro-forma	Pro-forma
		Alerion	conferite	Capitale e	Minima	Massima	Ipotesi	Ipotesi
		dati storici		Acquisto Crediti	bond	bond	Sottoscrizione	Sottoscrizione
		a	b	c1	c2	c3	Minima	Massima
							d1 = (a + b + c1+c2)	d2 = (a + b + c1+c3)
							d1	d2
Vendite energia elettrica		19.241	-	-	-	-	19.241	19.241
Ricavi da tariffa incentivante		32.944	-	-	-	-	32.944	32.944
Ricavi Operativi		52.185	-	-	-	-	52.185	52.185
Altri ricavi e proventi diversi		2.743	37	-	-	-	2.780	2.780
Totale Ricavi		54.928	37	-	-	-	54.965	54.965
Costi operativi								
Costi del personale		2.621	-	-	-	-	2.621	2.621
Altri costi operativi		12.499	185	-	-	-	12.684	12.684
Accantonamenti per rischi		205	-	-	-	-	205	205
Totale Costi operativi		15.325	185	-	-	-	15.510	15.510
Variazione delle joint venture valutate con il metodo del patrimonio netto		2.444	-	-	-	-	2.444	2.444
Ammortamenti		20.203	5	-	-	-	20.208	20.208
Svalutazioni e rettifiche di valore		391	-	-	-	-	391	391
Totale ammortamenti e svalutazioni		20.594	5	-	-	-	20.599	20.599
RISULTATO OPERATIVO		21.453	(153)	-	-	-	21.300	21.300
Proventi finanziari		151	-	-	-	-	151	151
Oneri finanziari	1,3	(13.493)	-	-	(2.341)	(3.241)	(15.834)	(16.734)
Proventi (oneri) finanziari		(13.342)	-	-	(2.341)	(3.241)	(15.683)	(16.583)
Proventi (oneri) da partecipazioni ed altre attività finanziarie		40	-	-	-	-	40	40
RISULTATO ANTE IMPOSTE		8.151	(153)	-	(2.341)	(3.241)	5.657	4.757
Correnti		(2.604)	39	-	256	256	(2.309)	(2.309)
Differite		(679)	(2)	-	306	522	(375)	(159)
Imposte dell'esercizio	2,4	(3.283)	37	-	562	778	(2.684)	(2.468)
RISULTATO NETTO DELL'ESERCIZIO		4.868	(116)	-	(1.779)	(2.463)	2.973	2.289
Attribuibile a:								
Soci della Controllante		4.952	(116)	-	(1.779)	(2.463)	3.057	2.373
Interessenze di pertinenza di terzi		(84)	-	-	-	-	(84)	(84)
RISULTATO PER AZIONE								
- Base, per risultato netto del periodo attribuibile agli azionisti ordinari della capogruppo		0,116	(0,003)	-	(0,035)	(0,049)	0,061	0,047
RISULTATO PER AZIONE DA ATTIVITA' DI FUNZIONAMENTO								
- Base, per risultato netto del periodo derivante dall'attività di funzionamento attribuibile agli azionisti ordinari della capogruppo		0,116	(0,003)	-	(0,035)	(0,049)	0,061	0,047

Rendiconto Finanziario Pro-forma al 31 dicembre 2017

Nella seguente tabella sono riportate, per tipologia, le rettifiche pro-forma effettuate per rappresentare gli effetti significativi dell'Aumento di Capitale e dell'Acquisto Crediti, degli investimenti effettuati dalle SPV Conferite, della Sottoscrizione Minima o in alternativa della Sottoscrizione Massima, e del Rimborso Anticipato sul rendiconto finanziario consolidato relativo all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2017 del Gruppo Alerion:

(valori in euro migliaia)	Rettifiche Pro-forma							Gruppo	Gruppo
	Note	Gruppo	Aumento	Investimenti	Sottoscriz	Sottoscriz	Sottoscrizion	e Minima	Sottoscrizion
		Alerion							
	dati storici	Società	e Acquisto	Conferite	bond	bond	c1+c2)	d2 = (a + b +	
	a	b	c1	c1.1	c2	c3	d1	d2	
A. Flussi finanziari dell'attività operativa									
Utile (perdita) dell'esercizio attribuibile a:									
Soci della Controllante	4.952	(116)	-	-	(1.779)	(2.463)	3.057	2.373	
Interessenze di pertinenze di terzi	(84)	-	-	-	-	-	(84)	(84)	
Rettifiche per:									
(Proventi) Oneri da alienazione di attività cedute	-	-	-	-	-	-	-	-	
Ammortamenti e svalutazioni	20.594	5	-	-	-	-	20.599	20.599	
(Proventi) / Oneri finanziari e da partecipazioni	4,8	13.302	-	-	2.341	3.241	15.643	16.543	
Imposte correnti dell'esercizio	5,9	2.604	(39)	-	(256)	(256)	2.309	2.309	
Variazione delle joint venture valutate con il metodo del patrimonio netto	(2.444)	-	-	-	-	-	(2.444)	(2.444)	
Incremento (decremento) fondo trattamento di fine rapporto	18	-	-	-	-	-	18	18	
Incremento (decremento) fondo rischi ed oneri	196	-	-	-	-	-	196	196	
Incremento (decremento) imposte differite	5,9	675	2	-	(306)	(522)	371	155	
Totale flussi finanziari da gestione corrente	39.813	(148)	-	-	-	-	39.665	39.665	
(Incremento) decremento delle rimanenze	-	-	-	-	-	-	-	-	
(Incremento) decremento dei crediti commerciali ed altre attività	(4.173)	(1.070)	-	-	-	-	(5.243)	(5.243)	
Incremento (decremento) dei debiti commerciali ed altre passività	(3.089)	(31)	-	-	-	-	(3.120)	(3.120)	
Imposte sul reddito corrisposte	(1.343)	74	-	-	-	-	(1.269)	(1.269)	
Totale flussi finanziari da variazione circolante	(8.605)	(1.027)	-	-	-	-	(9.632)	(9.632)	
Totale flussi finanziari da attività operativa	31.208	(1.175)	-	-	-	-	30.033	30.033	
B. Flussi finanziari da attività di investimento									
(Investimenti) disinvestimenti in immobilizzazioni immateriali	-	(78)	-	-	-	-	(78)	(78)	
(Investimenti) disinvestimenti in immobilizzazioni materiali	(531)	(2.950)	-	(8.181)	-	-	(11.662)	(11.662)	
Totale flussi finanziari da attività di investimento	(531)	(3.028)	-	(8.181)	-	-	(11.740)	(11.740)	
C. Flussi finanziari da attività di finanziamento									
Variazione netta dei debiti /crediti finanziari	1	754	4.218	(4.218)	-	-	754	754	
Rimborso Strumenti derivati	-	-	-	-	-	-	-	-	
Incremento (decremento) debiti vs. banche	(8.738)	-	-	-	-	-	(8.738)	(8.738)	
Rimborso di debiti vs banche risultanti dopo - Acquisizione WPS	-	-	-	-	-	-	-	-	
Incremento (decremento) debiti vs. obbligazionisti	6,10	-	-	-	(2.764)	27.236	(2.764)	27.236	
Variazione capitale sociale e altre movimentazioni del patrimonio	2	-	567	(567)	-	-	-	-	
Dividendi corrisposti	(1.926)	-	-	-	-	-	(1.926)	(1.926)	
Oneri finanziari corrisposti	7,11	(12.475)	-	-	(3.002)	(3.002)	(15.477)	(15.477)	
Totale flussi finanziari da attività di finanziamento	(22.385)	4.785	(4.785)	-	(5.766)	24.234	(28.151)	1.849	
D. Flussi finanziari dell'esercizio (A+B+C)	8.292	582	(4.785)	(8.181)	(5.766)	24.234	(9.858)	20.142	
E. Disponibilità liquide all'inizio dell'esercizio	1,2,3	35.007	51	(324)	-	-	34.734	34.734	
F. Disponibilità liquide alla fine dell'esercizio (D+E)		43.299	633	(5.109)	(8.181)	(5.766)	24.234	24.876	54.876

13.2.6 Note esplicative ai Prospetti Consolidati Pro-forma

Dettaglio delle rettifiche Pro-forma relative alla Situazione patrimoniale Finanziaria Pro-forma

a) "Gruppo Alerion dati storici"

La colonna "a" della Situazione patrimoniale finanziaria Pro-forma include la situazione patrimoniale finanziaria consolidata al 31 dicembre 2017 del Gruppo Alerion, così come risultante dal bilancio consolidato per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2017.

b) "Società Conferite" – Prospetti Contabili delle SPV Conferite

La colonna "b" della Situazione Patrimoniale Finanziaria Pro-forma include la somma delle situazioni patrimoniali finanziarie dei Prospetti Contabili delle SPV Conferite al 31 dicembre 2017.

I Prospetti Contabili delle SPV Conferite della situazione patrimoniale finanziaria delle singole società, inclusivi degli arrotondamenti inseriti nella colonna E, sono di seguito illustrati:

(valori in Euro migliaia)	saldi al 31 dicembre 2017			colonna "b"		
	Fri-el ALBARETO	Green Energy Sardegna	EOLICA PM	Società conferite	Arrottondamenti	Totale Società conferite
	A	B	C	D = (A + B + C)	E	F = (D + E)
ATTIVITA' NON CORRENTI:						
Attività immateriali						
Avviamento	-	-	-	-	-	-
Attività immateriali a vita definita	78	-	-	78	-	78
Totale attività immateriali	78	-	-	78	-	78
Attività materiali (immobili, impianti e macchinari)						
Partecipazioni in joint-venture valutate con il metodo del patrimonio netto	-	-	-	-	-	-
Partecipazioni collegate valutate con il metodo del Patrimonio Netto	-	-	-	-	-	-
Crediti finanziari e altre attività finanziarie non correnti	-	-	-	-	-	-
Crediti vari e altre attività non correnti	6	1	2	9	-	9
Attività per imposte anticipate	-	-	4	4	-	4
TOTALE ATTIVITA' NON CORRENTI	1.397	2.932	1.528	5.857	-	5.857
ATTIVITA' CORRENTI:						
Crediti commerciali	-	-	-	-	-	-
Crediti tributari	229	548	208	985	-	985
Crediti vari e altre attività correnti	38	811	45	894	-	894
Crediti finanziari e altre attività finanziarie correnti	-	-	-	-	-	-
Cassa e altre disponibilità liquide equivalenti	277	30	326	633	-	633
TOTALE ATTIVITA' CORRENTI	544	1.389	579	2.512	-	2.512
TOTALE ATTIVITA'	1.941	4.321	2.107	8.369	-	8.369

(valori in Euro migliaia)	saldi al 31 dicembre 2017			colonna "b"		
	Fri-el	Green Energy		Società conferite	Arrottondamenti	Totale Società conferite
	ALBARETO	Sardegna	EOLICA PM			
	A	B	C	D = (A + B + C)	E	F = (D + E)
PATRIMONIO NETTO DI PERTINENZA DEL GRUPPO	661	535	156	1.352	-	1.352
PATRIMONIO NETTO DI PERTINENZA DI TERZI	-	-	-	-	-	-
PASSIVITA' NON CORRENTI:						
Passività finanziarie non correnti	-	-	-	-	-	-
Debiti non correnti per strumenti derivati	-	-	-	-	-	-
TFR ed altri fondi relativi al personale	-	-	-	-	-	-
Fondo imposte differite	-	-	-	-	-	-
Fondi per rischi ed oneri futuri	-	-	-	-	-	-
Debiti vari ed altre passività non correnti	-	-	-	-	-	-
TOTALE PASSIVITA' NON CORRENTI	-	-	-	-	-	-
PASSIVITA' CORRENTI:						
Passività finanziarie correnti	880	3.075	1.056	5.011	-	5.011
Debiti correnti per strumenti derivati	-	-	-	-	-	-
Debiti commerciali correnti	17	104	98	219	1	220
Debiti tributari	1	10	15	26	-	26
Debiti vari ed altre passività correnti	381	597	782	1.760	-	1.760
TOTALE PASSIVITA' CORRENTI	1.279	3.786	1.951	7.016	1	7.017
TOTALE PASSIVITA'	1.279	3.786	1.951	7.016	1	7.017
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITA'	1.941	4.321	2.107	8.368	1	8.369

La Colonna F "Totale società conferite" rappresenta la risultante della somma delle colonne precedenti.

c1) Rettifiche Pro-forma: "Aumento di Capitale e Acquisto Crediti"

La colonna "c1" della Situazione Patrimoniale Finanziaria Pro-forma mostra gli effetti pro-forma relativi alla contabilizzazione dell'operazione di conferimento delle SPV Conferite a fronte dell'emissione di nuove azioni da parte di Alerion e l'acquisizione da parte di Alerion dei crediti per finanziamenti soci vantati da Fri-El S.p.A. nei confronti delle SPV Conferite.

In particolare, si descrivono di seguito le rettifiche pro-forma alle note indicate nella colonna c1 "Aumento di Capitale e Acquisto Crediti":

- nota 1 - il conferimento ha comportato un aumento del capitale sociale di Alerion per un importo complessivo pari a Euro 24.800 migliaia. Ai fini della redazione dei Prospetti Consolidati Pro Forma, non essendo disponibili situazioni contabili complete delle SPV Conferite alla data di conferimento, il conferimento è stato rilevato determinando il plusvalore rinveniente dall'operazione quale differenza tra l'aumento di capitale e i patrimoni netti delle SPV Conferite al 31 dicembre 2017, pari a Euro 1.352 migliaia al 31 dicembre 2017, determinando conseguentemente un plusvalore di Euro 23.448 migliaia che gli Amministratori hanno ritenuto essere rappresentativo del valore delle autorizzazioni detenute dalle SPV Conferite e che hanno pertanto allocato alla voce "Attività immateriali a

vita definita” (per il trattamento contabile del Conferimento si rimanda a quanto riportato nell’ultimo capoverso del paragrafo 13.2.3 *“Descrizione dell’Aumento di Capitale e dell’Acquisto Crediti”*). A seguito delle richiamate rettifiche pro-forma, pertanto, la voce “Attività immateriali a vita definita” risulta incrementata di Euro 23.448 migliaia, e la voce “Patrimonio netto di pertinenza del gruppo” risulta incrementata di pari importo, quale combinato effetto dell’eliminazione del patrimonio netto contabile conferito, pari a Euro 1.352 migliaia, e dell’Aumento di Capitale, pari a Euro 24.800 migliaia;

- nota 2 - l’esecuzione dell’Aumento di Capitale ha comportato per la Società alcuni costi essenzialmente consistenti in costi di consulenza e revisione per un ammontare complessivo di Euro 98 migliaia. Tali costi sono direttamente attribuibili all’Aumento di Capitale e sono stati, pertanto, contabilizzati a riduzione degli effetti dell’aumento di capitale nella voce “Patrimonio netto di pertinenza del gruppo”. Ai fini della redazione dei Prospetti Consolidati Pro-forma, si è ipotizzato che i debiti commerciali legati a tali costi siano già stati onorati al 31 dicembre 2017. A seguito delle richiamate rettifiche pro-forma, pertanto, le voci “Patrimonio netto di pertinenza del gruppo” e “Cassa e altre disponibilità liquide equivalenti” sono state ridotte di Euro 98 migliaia.

Di conseguenza, le rettifiche sul patrimonio netto di gruppo risultano pari a Euro 23.350 migliaia, uguali alla differenza tra Euro 23.448 in aumento Euro 98 migliaia in diminuzione;

- nota 3 - come precedentemente indicato, l’Aumento di Capitale e l’Acquisto Crediti prevedevano contestualmente al conferimento delle partecipazioni a fronte dell’Aumento di Capitale, l’acquisizione da parte di Alerion di alcuni crediti finanziari vantati da Fri-El nei confronti delle SPV Conferite. Tale acquisizione è stata perfezionata in data 11 aprile 2018 ad un valore pari a Euro 13.192 migliaia, comprensivo delle erogazioni effettuate da Fri-El in favore delle SPV Conferite nel periodo intercorrente dal 1 gennaio 2018 alla data di perfezionamento dell’acquisizione per Euro 8.161 migliaia e degli interessi maturati alla data per Euro 26 migliaia. Si riporta nella tabella sottostante la riconciliazione, suddivisa per quota capitale e quota interessi, dell’importo dei crediti finanziari vantati da Fri-El nei confronti delle Conferite al 31 dicembre 2017 con l’importo degli stessi crediti finanziari alla data di acquisizione effettiva degli stessi da parte di Alerion.

Saldo	al 31.12.2017		
	Capitale	Interessi	Totale
(valori in Euro migliaia)			
Fri-el ALBARETO	879	1	880
Green Energy Sardegna	3.071	4	3.075
EOLICA PM	1.055	1	1.056
Totale	5.005	6	5.011

Nuove erogazioni da parte di Fri-El S.p.A. alle SPV Conferite ed interessi	Dall'1.1.2018 all'11.04.2018		
	Erogazioni	sulle erogazioni	Totale
(valori in Euro migliaia)			
Fri-el ALBARETO	2.631	4	2.635
Green Energy Sardegna	4.870	13	4.883
EOLICA PM	660	3	663
Totale	8.161	20	8.181

Saldo	all'11.04.2018		
	Capitale	Interessi	Totale
(valori in Euro migliaia)			
Fri-el ALBARETO	3.510	5	3.515
Green Energy Sardegna	7.941	16	7.957
EOLICA PM	1.715	5	1.720
Totale	13.166	26	13.192

Ai fini della redazione della Situazione Patrimoniale Finanziaria Pro-forma al 31 dicembre 2017 i crediti finanziari acquisiti sono stati iscritti tra le attività (voce "Crediti finanziari e altre attività finanziarie correnti") di Alerion con contropartita la voce "Cassa e altre disponibilità liquide equivalenti" per pari importo in riduzione a fronte dell'uscita di cassa per l'acquisizione dei suddetti crediti. Si è tenuto conto delle menzionate erogazioni avvenute successivamente al 31 dicembre 2017 attraverso l'incremento delle disponibilità liquide per Euro 8.181 migliaia avente quale contropartita un aumento di pari importo alla voce debiti finanziari delle SPV Conferite. In conseguenza di tali menzionate erogazioni e del correlato incremento dei crediti finanziari oggetto di acquisizione, ai fini della redazione della Situazione Patrimoniale Finanziaria Pro-forma al 31 dicembre 2017 si è proceduto, come in precedenza esplicitato, all'iscrizione di una corrispondente riduzione delle disponibilità liquide pari a Euro 13.192 migliaia. Il processo di consolidamento, che prevede l'eliminazione del valore delle partite *intercompany*, ha portato all'eliminazione dei predetti crediti finanziari di Alerion e delle "Passività finanziarie correnti" relative ai debiti finanziari, precedentemente dovuti dalle SPV al gruppo facente capo a Fri-El che, a seguito di tale acquisizione, risultano dovuti nei confronti di Alerion. A seguito delle richiamate rettifiche pro-forma, pertanto, le voci "Cassa e altre disponibilità liquide equivalenti" e "Passività finanziarie correnti" sono state ridotte per l'importo netto di Euro 5.011 migliaia.

Si riporta, nella tabella sottostante, un prospetto di raccordo tra quanto descritto nelle precedenti note 1, 2, 3 e quanto incluso nella colonna "c1- Aumento di Capitale e Acquisto Crediti" della Situazione Patrimoniale Finanziaria Pro-forma. Come sopra illustrato, tale prospetto di raccordo considera anche gli effetti delle ulteriori erogazioni effettuate da Fri-El alle SPV Conferite nel corso dell'esercizio 2018.

(valori in Euro migliaia)	Erogazioni successive al 31.12.17					Aumento di Capitale e Acquisito Crediti c1
	Aumento di Capitale	S.p.A. a SPV Conferite	Acquisito Crediti al 31.12.2017	Elisioni intercompany	Aumento di Capitale e Acquisito Crediti	
ATTIVITA' NON CORRENTI:						
Attività immateriali						
Avviamento	-	-	-	-	-	-
Attività immateriali a vita definita	23.448	-	-	-	-	23.448
Totale attività immateriali	23.448	-	-	-	-	23.448
Attività materiali (immobili, impianti e macchine)						
Partecipazioni in joint-venture valutate con il metodo del patrimonio netto	-	-	-	-	-	-
Partecipazioni collegate valutate con il metodo del Patrimonio Netto	-	-	-	-	-	-
Crediti finanziari e altre attività finanziarie non correnti	-	-	-	-	-	-
Crediti vari e altre attività non correnti	-	-	-	-	-	-
Attività per imposte anticipate	-	-	-	-	-	-
TOTALE ATTIVITA' NON CORRENTI	23.448	-	-	-	-	23.448
ATTIVITA' CORRENTI:						
Crediti commerciali	-	-	-	-	-	-
Crediti tributari	-	-	-	-	-	-
Crediti vari e altre attività correnti	-	-	-	-	-	-
Crediti finanziari e altre attività finanziarie	-	-	13.192	(13.192)	-	-
Cassa e altre disponibilità liquide equivalenti	(98)	8.181	(13.192)	-	-	(5.109)
TOTALE ATTIVITA' CORRENTI	(98)	8.181	-	(13.192)	-	(5.109)
TOTALE ATTIVITA'	23.350	8.181	-	(13.192)	-	18.339

(valori in Euro migliaia)	Erogazioni successive al 31.12.17					Aumento di Capitale e Acquisito Crediti c1
	Aumento di Capitale	S.p.A. a SPV Conferite	Acquisito Crediti al 31.12.2017	Elisioni intercompany	Aumento di Capitale e Acquisito Crediti	
PATRIMONIO NETTO DI PERTINENZA DEL GRUPPO	23.350	-	-	-	-	23.350
PATRIMONIO NETTO DI PERTINENZA DI TERZI	-	-	-	-	-	-
PASSIVITA' NON CORRENTI:						
Passività finanziarie non correnti	-	-	-	-	-	-
Debiti non correnti per strumenti derivati	-	-	-	-	-	-
TFR ed altri fondi relativi al personale	-	-	-	-	-	-
Fondo imposte differite	-	-	-	-	-	-
Fondi per rischi ed oneri futuri	-	-	-	-	-	-
Debiti vari ed altre passività non correnti	-	-	-	-	-	-
TOTALE PASSIVITA' NON CORRENTI	-	-	-	-	-	-
PASSIVITA' CORRENTI:						
Passività finanziarie correnti	-	8.181	-	(13.192)	-	(5.011)
Debiti correnti per strumenti derivati	-	-	-	-	-	-
Debiti commerciali correnti	-	-	-	-	-	-
Debiti tributari	-	-	-	-	-	-
Debiti vari ed altre passività correnti	-	-	-	-	-	-
TOTALE PASSIVITA' CORRENTI	-	8.181	-	(13.192)	-	(5.011)
TOTALE PASSIVITA'	-	8.181	-	(13.192)	-	(5.011)
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITA'	23.350	8.181	-	(13.192)	-	18.339

c1.1) Rettifiche Pro-forma: "Investimenti SPV Conferite"

La colonna "c1.1" della situazione patrimoniale-finanziaria consolidata pro-forma mostra gli effetti pro-forma relativi agli investimenti in immobilizzazioni materiali (voce immobilizzazioni in corso) da parte delle SPV conferite, effettuati per lo sviluppo dei parchi eolici, attraverso l'utilizzo delle disponibilità liquide erogate da parte di Fri-El alle SPV Conferite nel periodo compreso tra il 1 gennaio 2018 e l'11 aprile 2018.

In particolare, gli investimenti in immobilizzazioni materiali risultano pari a Euro 9.993 migliaia alla data dell'11 aprile 2018, secondo quanto si desume dalle risultanze contabili alla medesima data, non sottoposte ad attività di revisione.

A fronte degli investimenti in immobilizzazioni materiali è stato assunto, ai fini del presente pro-forma che le erogazioni effettuate da Fri-El alle SPV conferite nel periodo compreso tra il 1 gennaio 2018 e l'11 aprile 2018 per un totale pari a Euro 8.181 migliaia (ipotizzando altresì il pagamento degli interessi maturati alla data) siano state interamente utilizzate ai fini degli investimenti di cui sopra.

La differenza tra gli investimenti effettuati nel periodo compreso tra il 1 gennaio 2018 e l'11 aprile 2018 e il decremento delle disponibilità liquide pari a Euro 1.812 migliaia è stato allocata alla voce "Debiti commerciali correnti", nell'ipotesi pro-forma che tali debiti per investimenti non fossero ancora stati interamente pagati.

c2) Rettifiche Pro-forma: "Sottoscrizione Minima bond"

La colonna "c2" della situazione patrimoniale-finanziaria consolidata pro-forma mostra gli effetti pro-forma relativi al Rimborso Anticipato del Prestito 2015-2022 e quelli derivanti dalla contabilizzazione dell'operazione di Emissione Obbligazionaria in ipotesi di Sottoscrizione Minima da parte degli investitori, ovvero pari ad Euro 130 milioni.

In particolare, si descrivono di seguito le rettifiche pro-forma alle note indicate nella colonna "c2 Sottoscrizione Minima bond":

- nota 4 - l'effetto netto delle rettifiche pro-forma sulla voce "Cassa e altre disponibilità liquide equivalenti" è una riduzione di Euro 13.566 migliaia, pari alla differenza tra l'esborso di cassa per il Rimborso Anticipato per Euro 140.802 migliaia e l'incremento di cassa per Euro 127.236 migliaia relativo all'operazione di Emissione Obbligazionaria).

In particolare, il Rimborso Anticipato del Prestito 2015-2022 comporta un esborso di cassa per complessivi Euro 140.802 migliaia riferiti:

- (i) per Euro 130 milioni al rimborso del valore nominale del prestito con contestuale decremento delle Passività finanziarie non correnti;
- (ii) per Euro 6.902 migliaia agli interessi finanziari maturati sul prestito obbligazionario 2015-2022 dalla data dell'ultimo pagamento (13 febbraio 2017) al 31 dicembre 2017 con contestuale decremento delle Passività finanziarie correnti;

- (iii) per Euro 3.900 migliaia alla differenza tra il valore nominale del Prestito 2015–2022 ed il maggior prezzo di rimborso stabilito dal contratto di regolamento del suddetto prestito obbligazionario in base al periodo di rimborso, ovvero pari al 103%, con contestuale rilevazione di un maggior onere finanziario per pari importo che nella Situazione Patrimoniale Finanziaria è stato rilevato a riduzione del patrimonio netto.

Infine, l'operazione di Emissione Obbligazionaria comporta un incremento netto delle disponibilità liquide pari ad Euro 127.236 migliaia. Tale valore è composto per Euro 130 milioni dalla maggior liquidità reperita a fronte della sottoscrizione del prestito da parte degli investitori e quindi della contestuale rilevazione del debito verso obbligazionisti per pari importo alla voce Passività finanziarie non correnti e per Euro 2.764 migliaia dall'esborso derivante dal pagamento degli oneri accessori relativi all'emissione del nuovo prestito obbligazionario, contabilizzati a riduzione del debito relativo al Prestito 2015–2022, secondo quanto previsto dal metodo del costo ammortizzato ed ipotizzando il pagamento degli stessi costi alla data del 31 dicembre 2017.

- nota 5 - le operazioni di Rimborso Anticipato ed emissione del nuovo prestito obbligazionario in ipotesi di Sottoscrizione Minima, comportano una riduzione del patrimonio netto di pertinenza del gruppo pari a complessivi Euro 4.900 migliaia. Tale rettifica pro-forma risulta dall'effetto combinato:

- (i) della diminuzione di Euro 3.900 migliaia risultante dalla differenza tra il valore nominale del Prestito 2015–2022 ed il maggior prezzo di rimborso stabilito dal contratto di regolamento del suddetto prestito obbligazionario in base al periodo di rimborso, ovvero pari al 103%;

- (ii) della diminuzione di Euro 2.547 migliaia relativa agli oneri accessori sostenuti dalla Società per l'emissione del Prestito 2015–2022, contabilizzati secondo il criterio del costo ammortizzato a riduzione del relativo debito verso obbligazionisti ed interamente rilevati a conto economico al momento del Rimborso Anticipato del Prestito 2015–2022 e della contabilizzazione dell'operazione di Emissione Obbligazionaria;

- (iii) dell'incremento di Euro 1.547 migliaia riferito all'effetto fiscale calcolato sui maggiori oneri finanziari, così come previsto dalla normativa fiscale di riferimento.

Ai fini della redazione della Situazione Patrimoniale Finanziaria Pro-forma, non è stata considerata la contabilizzazione degli interessi sull'Emissione Obbligazionaria in quanto, nell'ipotesi che la stessa fosse avvenuta al 31 dicembre 2017, a tale data non sarebbero ancora maturati.

- nota 6 - il calcolo dell'effetto fiscale sopracitato, pari a Euro 1.547 migliaia ha portato in particolare all'iscrizione di imposte correnti e differite attive di competenza, così come previsto dalla normativa fiscale di riferimento, pari rispettivamente ad Euro 256 migliaia, iscritte a deduzione della voce Debiti tributari, ed a Euro 1.291 migliaia iscritte ad incremento della voce Imposte anticipate.

- nota 7 - le operazioni di Rimborso Anticipato ed emissione del nuovo prestito obbligazionario 2018–2024 in ipotesi di Sottoscrizione Minima, generano un decremento netto delle passività finanziarie non correnti per Euro 217 migliaia, quale effetto netto: (i) per Euro zero dell'incremento del debito verso obbligazionisti a seguito dell'operazione di Emissione Obbligazionaria di Euro 130 milioni e la contestuale riduzione della medesima voce per Euro 130 milioni a seguito dell'operazione di Rimborso Anticipato del Prestito 2015–2022, (ii) dell'incremento delle passività finanziarie non correnti in seguito alla rilevazione a conto economico degli oneri accessori di emissione del Prestito 2015–2022, rimborsato anticipatamente, e suo tempo rilevati a riduzione delle Passività finanziarie secondo il metodo del costo ammortizzato per Euro 2.547 migliaia e (iii) della riduzione delle Passività finanziarie non correnti in seguito alla contabilizzazione secondo il criterio del costo ammortizzato degli oneri accessori connessi all'Emissione Obbligazionaria per Euro 2.764 migliaia.

c3) Rettifiche Pro-forma: "Sottoscrizione Massima bond"

La colonna "c3" della situazione patrimoniale-finanziaria consolidata pro-forma mostra gli effetti pro-forma relativi al Rimborso Anticipato del Prestito 2015–2022 e quelli derivanti dalla contabilizzazione dell'operazione di Emissione Obbligazionaria in ipotesi di Sottoscrizione Massima da parte degli investitori, ovvero pari ad Euro 160 milioni.

In particolare, si descrivono di seguito le rettifiche pro-forma alle note indicate nella colonna "c3 Sottoscrizione Massima bond":

- nota 8 - l'effetto netto delle rettifiche pro-forma sulla voce "Cassa e altre disponibilità liquide equivalenti" è pari a Euro 16.434 migliaia positivo, rilevato come differenza tra l'esborso di cassa per il Rimborso Anticipato per Euro 140.802 migliaia e l'incremento di cassa per Euro 157.236 migliaia relativo all'operazione di Emissione Obbligazionaria).

In particolare, il Rimborso Anticipato del Prestito 2015–2022 comporta un esborso di cassa per complessivi Euro 140.802 migliaia, come descritto alla precedente nota 4.

Infine, l'operazione di Emissione Obbligazionaria comporta un incremento netto delle disponibilità liquide pari ad Euro 157.236 migliaia. Tale valore è composto per Euro 160 milioni dalla maggior liquidità reperita a fronte della sottoscrizione del prestito da parte degli investitori e quindi della contestuale rilevazione del debito verso obbligazionisti alla voce Passività finanziarie non correnti e per Euro 2.764 migliaia dall'esborso derivante dal pagamento degli oneri accessori relativi all'emissione del nuovo prestito obbligazionario, contabilizzati a riduzione del debito relativo al Prestito 2015–2022, secondo quanto previsto dal metodo del costo ammortizzato ed ipotizzando il pagamento degli stessi costi alla data del 31 dicembre 2017.

- nota 9 - le operazioni di Rimborso Anticipato ed emissione del nuovo prestito obbligazionario 2018–2024 in ipotesi di Sottoscrizione Massima, comportano una riduzione del patrimonio netto di pertinenza del gruppo pari a complessivi Euro 4.900 migliaia, parimenti a quanto rilevato in ipotesi di Sottoscrizione Minima.

Ai fini della redazione della Situazione Patrimoniale Finanziaria Pro-forma, non è stata considerata la contabilizzazione degli interessi sull'Emissione Obbligazionaria in quanto, nell'ipotesi che la stessa fosse avvenuta in data 31 dicembre 2017, a tale data non sarebbero ancora maturati interessi.

- nota 10 - il calcolo dell'effetto fiscale sui maggiori oneri finanziari pari a Euro 1.547 migliaia ha portato in particolare all'iscrizione di imposte correnti e differite attive di competenza, come descritto alla precedente Nota 6.
- nota 11 - le operazioni di Rimborso Anticipato ed emissione del nuovo prestito obbligazionario in ipotesi di Sottoscrizione Massima generano un incremento netto delle Passività finanziarie non correnti per Euro 29.783 migliaia, quale effetto: (i) per Euro 30 milioni dell'incremento del debito verso obbligazionisti a seguito dell'operazione di Emissione Obbligazionaria di Euro 160 milioni e la contestuale riduzione della medesima voce per Euro 130 milioni a seguito dell'operazione di Rimborso Anticipato del Prestito 2015-2022, (ii) per Euro 217 migliaia quale effetto netto dell'incremento delle passività finanziarie non correnti in seguito alla rilevazione a conto economico degli oneri accessori di emissione del Prestito 2015-2022, rimborsato anticipatamente, e suo tempo rilevati a riduzione delle Passività finanziarie secondo il metodo del costo ammortizzato per Euro 2.547 migliaia e della riduzione delle Passività finanziarie non correnti in seguito alla contabilizzazione secondo il criterio del costo ammortizzato degli oneri accessori connessi all'Emissione Obbligazionaria per Euro 2.764 migliaia.

d1) "Gruppo Alerion Pro-forma ipotesi Sottoscrizione Minima"

La colonna "d1" della Situazione Patrimoniale Finanziaria Pro-forma evidenzia la Situazione Patrimoniale-Finanziaria consolidata pro-forma del Gruppo Alerion al 31 dicembre 2017, quale risultante della somma delle precedenti colonne a, b, c1 e c2, ovvero in ipotesi di Sottoscrizione Minima dell'Emissione Obbligazionaria, per un importo pari ad Euro 130 milioni.

d2) "Gruppo Alerion Pro-forma ipotesi Sottoscrizione Massima"

La colonna "d2" della Situazione Patrimoniale Finanziaria Pro-forma evidenzia la Situazione Patrimoniale-Finanziaria consolidata pro-forma del Gruppo Alerion al 31 dicembre 2017, quale risultante della somma delle precedenti colonne a, b, c1 e c3, ovvero in ipotesi di Sottoscrizione Massima dell'Emissione Obbligazionaria, per un importo pari ad Euro 160 milioni.

Dettaglio delle rettifiche Pro-forma relative al Conto Economico Pro-forma

a) "Gruppo Alerion dati storici"

La colonna "A" del Conto Economico Pro-forma include il conto economico consolidato del Gruppo Alerion, quale risultante dal bilancio consolidato al 31 dicembre 2017.

b) "Società Conferite" - Prospetti Contabili delle SPV Conferite

La colonna "b" del Conto Economico Pro-forma include la somma degli importi inclusi nei prospetti di conto economico 2017 dei Prospetti Contabili delle SPV Conferite, inclusivi (i) degli

arrotondamenti inseriti nella colonna E, e (ii) delle riclassifiche necessarie alla loro inclusione negli schemi consolidati del Gruppo Alerion inseriti nella colonna F, come di seguito riportato:

(valori in Euro migliaia)	saldi al 31 dicembre 2017			colonna "b"			
	Green			Società conferite	Arrotondamenti	Riclassifiche di schema	Totale Società conferite
	Fri-el ALBARETO	Energy Sardegna	EOLICA PM				
A	B	C	D = (A + B + C)	E	F	G = (D + E + F)	
Ricavi Operativi	-	-	-	-	-	-	-
Altri ricavi e proventi diversi	-	11	26	37	-	-	37
Totale Ricavi	-	11	26	37	-	-	37
Costi operativi							
Costi del personale	-	-	-	-	-	-	-
Capitalizzazioni interne	(1)	(4)	(1)	(6)	-	6	-
Costi per materie prime	-	2	1	3	-	(3)	-
Altri costi operativi	95	33	53	181	1	3	185
Accantonamenti per rischi	-	-	-	-	-	-	-
Totale Costi operativi	95	32	53	180	(1)	6	185
Ammortamenti	-	-	4	4	1	-	5
Svalutazioni e rettifiche di valore	-	-	-	-	-	-	-
Totale ammortamenti e svalutazioni	-	-	4	4	1	-	5
RISULTATO OPERATIVO	(94)	(21)	(32)	(147)	-	(6)	(153)
Proventi finanziari	-	-	-	-	-	-	-
Oneri finanziari	(1)	(4)	(1)	(6)	-	6	-
Proventi (oneri) finanziari	(1)	(4)	(1)	(6)	-	6	-
Proventi (oneri) da partecipazioni ed altre attività finanziarie	-	-	-	-	-	-	-
RISULTATO ANTE IMPOSTE	(95)	(25)	(33)	(153)	-	-	(153)
Correnti	27	2	10	39	-	-	39
Differite	-	-	(2)	(2)	-	-	(2)
Imposte dell'esercizio	27	2	8	37	-	-	37
RISULTATO NETTO DELL'ESERCIZIO	(68)	(23)	(25)	(116)	-	-	(116)

La Colonna G "Totale società conferite" rappresenta la risultante della somma delle colonne precedenti.

c1) Rettifiche Pro-forma: "Aumento di Capitale e Acquisto Crediti"

Come indicato nella tabella, l'Aumento di Capitale e l'Acquisto Crediti non hanno generato rettifiche pro-forma ai fini della redazione del Conto Economico Pro-forma per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2017.

Si segnala, in particolare, che non sono state effettuate rettifiche in relazione agli interessi del periodo, in quanto (i) tali interessi sono stati capitalizzati nei Prospetti Contabili delle SPV Conferite, pertanto la scrittura non comporterebbe nessun effetto sul Conto Economico Pro-forma, (ii) l'importo degli interessi maturati nel 2017 non risulta rilevante (Euro 6 migliaia) e (iii) la movimentazione successiva comporterebbe scritture *intercompany* da eliminare ai fini del consolidamento.

c2) Rettifiche Pro-forma: "Sottoscrizione Minima bond"

La colonna "c2" del conto economico consolidato pro-forma mostra gli effetti pro-forma relativi al Rimborso Anticipato del Prestito 2015-2022 e quelli derivanti dalla contabilizzazione dell'operazione di Emissione Obbligazionaria in ipotesi di Sottoscrizione Minima da parte degli investitori, ovvero pari ad Euro 130 milioni.

In particolare, si descrivono di seguito le rettifiche pro-forma alle note indicate nella colonna c2 "Sottoscrizione Minima bond":

- nota 1 - il Rimborso Anticipato del Prestito 2015-2022 comporta la rilevazione a conto economico di un minore onere finanziario netto, pari ad Euro 1.984 migliaia. Tale importo è stato calcolato considerando:

(i) il beneficio economico derivante dallo storno degli oneri finanziari relativi al Prestito 2015-2022 maturati nell'esercizio 2017 per Euro 8.431 migliaia, comprensivi della quota di competenza derivante dalla contabilizzazione del prestito obbligazionario secondo il metodo del costo ammortizzato;

(ii) un maggior onere finanziario per Euro 2.547 migliaia derivante dall'imputazione a conto economico degli oneri accessori relativi al Prestito 2015-2022 quale effetto del rimborso anticipato. Si prevede che tale rettifica non avrà un effetto permanente sul conto economico consolidato del Gruppo Alerion;

(iii) maggiori oneri finanziari per Euro 3.900 migliaia derivanti dalla differenza tra il valore nominale del Prestito 2015-2022, pari a 130 milioni ed il maggior prezzo di rimborso stabilito dal contratto di regolamento del suddetto prestito obbligazionario in base al periodo di rimborso, ovvero pari al 103%. Si prevede che tale rettifica non avrà un effetto permanente sul conto economico consolidato del Gruppo Alerion.

Contestualmente, con riferimento all'operazione di Emissione Obbligazionaria, in ipotesi di Sottoscrizione Minima, vengono rilevati maggiori oneri finanziari pari ad Euro 4.325 migliaia. Tale importo include Euro 3.900 migliaia relativi agli interessi annui calcolati sul nuovo prestito obbligazionario al tasso di interesse nominale annuo pari al 3% annuo (tasso di interesse nominale considerato in ipotesi ai fini del presente Pro-forma) ed alla quota di oneri accessori relativi all'Emissione Obbligazionaria di competenza dell'esercizio, secondo il metodo del costo ammortizzato come previsto dai principi contabili di riferimento. Con riferimento agli interessi finanziari si ricorda che il pagamento degli interessi sarà effettuato annualmente in via posticipata e cioè alla scadenza di ogni 12 (dodici) mesi a partire dalla data di godimento dell'Emissione Obbligazionaria.

L'effetto netto dell'operazione di Rimborso Anticipato del prestito obbligazionario 2015-2022 e dell'operazione di Emissione Obbligazionaria in ipotesi di Sottoscrizione Minima, ovvero pari ad Euro 130 milioni, ha quindi comportato la rilevazione di un maggior onere finanziario complessivo per la Società pari ad Euro 2.341 migliaia (comprensivo degli effetti relativi alla contabilizzazione secondo il metodo del costo ammortizzato).

- nota 2 - si è provveduto a calcolare l'effetto fiscale, sui maggiori oneri finanziari di cui alla nota precedente rilevando imposte correnti e differite attive di competenza, così come previsto dalla normativa fiscale di riferimento, pari rispettivamente ad Euro 256 migliaia iscritte a deduzione della voce Imposte correnti ed a Euro 306 migliaia accantonate nella voce imposte differite attive (risparmio totale di Euro 562 migliaia). L'effetto fiscale sulle rettifiche che non si prevede avranno un effetto permanente è pari ad Euro 1.547 migliaia (risparmio di imposte correnti ed iscrizione di imposte anticipate), mentre l'effetto fiscale sulle rettifiche che avranno un effetto permanente è pari ad Euro 985 migliaia (iscrizione di maggiori imposte). La somma di questi due ultimi importi risulta pari ad Euro 562 migliaia.

c3) Sottoscrizione Massima bond

La colonna "c3" del conto economico consolidato pro-forma mostra gli effetti pro-forma relativi al Rimborso Anticipato del prestito obbligazionario 2015-2022 e quelli derivanti dalla contabilizzazione dell'operazione di Emissione Obbligazionaria in ipotesi di Sottoscrizione Massima da parte degli investitori, ovvero pari ad Euro 160 milioni.

In particolare, si descrivono di seguito le rettifiche pro-forma alle note indicate nella colonna c3 "Sottoscrizione Massima bond":

- nota 3 - il Rimborso Anticipato del Prestito 2015-2022 comporta la rilevazione a conto economico di un minore onere finanziario netto, pari ad Euro 1.984 migliaia, come illustrato alla precedente Nota 1.

Contestualmente, con riferimento all'operazione di Emissione Obbligazionaria, in ipotesi di Sottoscrizione Massima, vengono rilevati maggiori oneri finanziari pari ad Euro 5.225 migliaia. Tale importo include Euro 4.800 migliaia relativi agli interessi annui calcolati sul nuovo prestito obbligazionario al tasso di interesse nominale annuo pari al 3% annuo (tasso di interesse nominale considerato in ipotesi ai fini del presente pro-forma) ed alla quota di oneri accessori relativi all'Emissione Obbligazionaria di competenza dell'esercizio, secondo il metodo del costo ammortizzato come previsto dai principi contabili di riferimento. Con riferimento agli interessi finanziari si ricorda che il pagamento degli interessi sarà effettuato annualmente in via posticipata e cioè alla scadenza di ogni 12 (dodici) mesi a partire dalla data di godimento dell'Emissione Obbligazionaria.

L'effetto netto dell'operazione di Rimborso Anticipato del Prestito 2015-2022 e dell'operazione di Emissione Obbligazionaria in ipotesi di Sottoscrizione Massima, ovvero pari ad Euro 160 milioni, ha quindi comportato la rilevazione di un maggior onere finanziario complessivo per la Società pari ad Euro 3.241 migliaia (comprensivo degli effetti relativi alla contabilizzazione secondo il metodo del costo ammortizzato).

- nota 4 - si è provveduto a calcolare l'effetto fiscale sui maggiori oneri finanziari di cui alla nota precedente, rilevando imposte correnti e differite attive di competenza, così come previsto dalla normativa fiscale di riferimento, pari rispettivamente ad Euro 256 migliaia iscritte a deduzione della voce Imposte correnti ed a Euro 522 migliaia accantonate nella voce imposte differite attive (risparmio totale di Euro 778 migliaia). L'effetto fiscale sulle

rettifiche che non si prevede avranno un effetto permanente è pari ad Euro 1.547 migliaia (risparmio di imposte correnti ed iscrizione di imposte anticipate), mentre l'effetto fiscale sulle rettifiche che avranno un effetto permanente è pari ad Euro 769 migliaia (iscrizione di maggiori imposte). La somma di questi due ultimi importi risulta pari ad Euro 778 migliaia.

d1) "Gruppo Alerion Pro-forma ipotesi Sottoscrizione Minima"

La colonna "d1" evidenzia il Conto Economico Pro-forma del Gruppo Alerion al 31 dicembre 2017, quale risultante della somma delle precedenti colonne a, b, c1 e c2, ovvero in ipotesi di Sottoscrizione Minima dell'Emissione Obbligazionaria, per un importo pari a Euro 130 milioni.

d2) "Gruppo Alerion Pro-forma ipotesi Sottoscrizione Massima"

La colonna "d2" evidenzia il Conto Economico Pro-forma del Gruppo Alerion al 31 dicembre 2017, quale risultante della somma delle precedenti colonne a, b, c1 e c3, ovvero in ipotesi di Sottoscrizione Massima dell'Emissione Obbligazionaria, per un importo pari a Euro 160 milioni.

Dettaglio delle rettifiche Pro-forma relative al Rendiconto finanziario Pro-forma

a) "Gruppo Alerion dati storici"

La colonna "A" del Rendiconto Finanziario Pro-forma include il rendiconto finanziario consolidato al 31 dicembre 2017 del Gruppo Alerion, così come estratto dal bilancio consolidato per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2017.

b) "Società Conferite" – Prospetti Contabili delle SPV Conferite

La colonna "b" del Rendiconto Finanziario Pro-forma include la somma degli importi inclusi nel prospetto rendiconto finanziario dei Prospetti Contabili delle SPV Conferite al 31 dicembre 2017, inclusivi delle riclassifiche necessarie alla loro inclusione negli schemi consolidati del Gruppo Alerion inseriti nella colonna E, come di seguito riportato:

(valori in euro migliaia)	saldi al 31 dicembre 2017			colonna "b"			
	Fri-el	Green Energy	EOLICA	Società	Arrotonda	Riclassifiche	Totale
	ALBARETO	Sardegna	PM	conferite	menti	di schema	Società conferite
	A	B	C	D = (A + B + C)	E	F	G = (D + E + F)
A. Flussi finanziari dell'attività operativa							
Utile (perdita) del periodo attribuibile a:							
Soci della Controllante	(68)	(23)	(25)	(116)	-	-	(116)
Interessenze di pertinenze di terzi	-	-	-	-	-	-	-
Rettifiche per:	-	-	-	-	-	-	-
Ammortamenti e svalutazioni	-	-	4	4	1	-	5
(Proventi) / Oneri finanziari e da partecipazioni	-	-	-	-	-	-	-
Interessi ed altri oneri finanziari rilevati nell'esercizio	1	4	1	6	-	(6)	-
Imposte correnti dell'esercizio	(27)	(2)	(10)	(39)	-	-	(39)
Oneri stock options	-	-	-	-	-	-	-
Incremento (decremento) fondo trattamento di fine rapporto	-	-	-	-	-	-	-
Incremento (decremento) fondo rischi ed oneri	-	-	-	-	-	-	-
Incremento (decremento) imposte differite	-	-	2	2	-	-	2
Totale flussi finanziari da gestione corrente	(94)	(21)	(28)	(143)	1	(6)	(148)
(Incremento) decremento delle rimanenze	-	-	-	-	-	-	-
(Incremento) decremento dei crediti commerciali ed altre attività	(129)	(808)	(133)	(1.070)	-	-	(1.070)
Incremento (decremento) dei debiti commerciali ed altre passività	(201)	(41)	211	(31)	-	-	(31)
Imposte sul reddito corrisposte	7	43	24	74	-	-	74
Totale flussi finanziari da variazione circolante	(323)	(806)	102	(1.027)	-	-	(1.027)
Totale flussi finanziari da attività operativa	(417)	(827)	74	(1.170)	1	(6)	(1.175)
Flusso di cassa netto risultante da Attività Acquistate/cedute	-	-	-	-	-	-	-
(Investimenti) disinvestimenti in immobilizzazioni immateriali	(78)	-	-	(78)	-	-	(78)
(Investimenti) disinvestimenti in immobilizzazioni materiali	(605)	(1.451)	(893)	(2.949)	(1)	-	(2.950)
(Incrementi) decrementi in investimenti immobiliari	-	-	-	-	-	-	-
(Investimenti) disinvestimenti in partecipazioni	-	-	-	-	-	-	-
Totale flussi finanziari da attività di investimento	(683)	(1.451)	(893)	(3.027)	(1)	-	(3.028)
Decremento debiti per leasing finanziari	-	-	-	-	-	-	-
Variazione netta dei debiti /crediti finanziari	880	2.282	1.056	4.218	-	-	4.218
Rimborso Strumenti derivati	-	-	-	-	-	-	-
Corrispettivo derivante dall'aumento di capitale sociale	-	-	-	-	-	-	-
Variazione capitale sociale e altre movimentazioni del patrimonio	477	20	70	567	-	-	567
Liquidità da attività cedute	-	-	-	-	-	-	-
Acquisto di Azioni Proprie	-	-	-	-	-	-	-
Dividendi corrisposti	-	-	-	-	-	-	-
Oneri finanziari corrisposti	(1)	(4)	(1)	(6)	-	6	-
Totale flussi finanziari da attività di finanziamento	1.356	2.298	1.125	4.779	-	6	4.785
D. Flussi finanziari dell'esercizio (A+B+C)	256	19	307	582	-	-	582
E. Disponibilità liquide all'inizio dell'esercizio	21	11	19	51	-	-	51
F. Disponibilità liquide alla fine dell'esercizio (D+E)	277	30	326	633	-	-	633

La Colonna G "Totale società conferite" rappresenta la risultante della somma delle colonne precedenti.

c1) Rettifiche Pro-forma: "Aumento di Capitale e Acquisto Crediti"

La colonna "c1" del Rendiconto Finanziario Pro-forma mostra gli effetti pro-forma relativi alla contabilizzazione dell'Aumento di Capitale e dell'Acquisto Crediti, concernente il conferimento delle SPV Conferite a fronte dell'emissione di nuove azioni da parte di Alerion e l'acquisizione da parte di Alerion dei crediti per finanziamenti soci vantati da Fri-El S.p.A. nei confronti delle SPV Conferite.

In particolare, si descrivono di seguito le rettifiche pro-forma alle note indicate nella colonna Rettifiche Pro-forma relative all'Aumento di Capitale e all'Acquisto Crediti:

- nota 1 -Ai fini di evidenziare gli effetti dell'Acquisto Crediti sul rendiconto finanziario come se fosse avvenuta a far data dal 1 gennaio 2017, gli Amministratori hanno proceduto a (i) eliminare gli effetti dell'incremento delle passività finanziarie avvenuto durante il corso del 2017, passate da Euro 793 migliaia a Euro 5.011 migliaia al 31 dicembre 2017, con una variazione pari a Euro 4.218 migliaia, ipotizzando che tale finanziamento fosse già avvenuto al 1° gennaio 2017, e (ii) rappresentare l'uscita di risorse finanziarie necessaria all'acquisizione dei citati crediti finanziari da parte di Alerion. A seguito delle richiamate rettifiche pro-forma, pertanto, la voce "Variazione netta dei debiti/crediti finanziari" risulta ridotta di Euro 4.218 migliaia, e la voce "E. Disponibilità liquide all'inizio dell'esercizio" risulta ridotta di Euro 793 migliaia;
- nota 2 - durante l'esercizio 2017, FGP ha proceduto ad un aumento di riserve di capitale di Euro 567 migliaia a beneficio delle SPV Conferite e, pertanto, i flussi di cassa del periodo risultano influenzati da tale operazione sul capitale. Tale contribuzione è avvenuta precedentemente l'operazione di conferimento delle SPV in Alerion e, pertanto, sono state appostate delle rettifiche pro-forma ai fini di simulare che tale operazione sia già avvenuta al 1° gennaio 2017. A seguito delle richiamate rettifiche pro-forma, pertanto, la voce "Variazione capitale sociale e altre movimentazioni del patrimonio" risulta ridotta di Euro 567 migliaia, e la voce "E. Disponibilità liquide all'inizio del periodo" è stata incrementata di Euro 567 migliaia. Tale rettifica non ha alcuno effetto sulla Situazione Patrimoniale Finanziaria Pro-forma;
- nota 3 - l'esecuzione dell'Aumento di Capitale ha comportato per la Società alcuni costi essenzialmente consistenti in costi di consulenza e revisione per un ammontare complessivo di Euro 98 migliaia. Ai fini degli effetti pro-forma, si è ipotizzato che i debiti commerciali legati a tali costi fossero stati onorati al 1° gennaio 2017. Pertanto, la voce "E. Disponibilità liquide all'inizio dell'esercizio" è stata ridotta di Euro 98 migliaia. Si rimanda a quanto riportato precedentemente in relazione alla Situazione Patrimoniale Finanziaria Pro-forma (nota 2).

In conclusione, la riduzione della voce "E. Disponibilità liquide all'inizio dell'esercizio" è pari ad Euro 324 migliaia per effetto combinato della riduzione di Euro 793 migliaia (come spiegato alla precedente nota 1), dell'aumento di Euro 567 migliaia (come spiegato alla precedente nota 2) e della riduzione di Euro 98 migliaia (come spiegato alla precedente nota 3).

Si riporta, nella tabella sottostante, un prospetto di raccordo tra quanto descritto nelle precedenti note 1, 2, 3 e quanto incluso nella colonna "c1" del Rendiconto Finanziario Pro-forma. Tale prospetto di raccordo illustra anche gli effetti delle ulteriori erogazioni effettuate da Fri-El alle SPV Conferite nel corso dell'esercizio 2018.

(valori in euro migliaia)	Erogazioni successive al 31.12.17 da			Elisioni intercompany	Aumento di Capitale e Acquisto Crediti
	Aumento di Capitale	Fri-El S.p.A. a SPV Conferite	Acquisito Crediti al 31.12.2017		
A. Flussi finanziari dell'attività operativa					
Utile (perdita) dell'esercizio attribuibile a:					
Soci della Controllante	-	-	-	-	-
Interessenze di pertinenze di terzi	-	-	-	-	-
Rettifiche per:					
(Proventi) Oneri da alienazione di attività cedute	-	-	-	-	-
Ammortamenti e svalutazioni	-	-	-	-	-
(Proventi) / Oneri finanziari e da partecipazioni	-	-	-	-	-
Imposte correnti dell'esercizio	-	-	-	-	-
Variazione delle joint venture valutate con il metodo del patrimonio netto	-	-	-	-	-
Incremento (decremento) fondo trattamento di fine rapporto	-	-	-	-	-
Incremento (decremento) fondo rischi ed oneri	-	-	-	-	-
Incremento (decremento) imposte differite	-	-	-	-	-
Totale flussi finanziari da gestione corrente	-	-	-	-	-
(Incremento) decremento delle rimanenze	-	-	-	-	-
(Incremento) decremento dei crediti commerciali ed altre attività	-	-	-	-	-
Incremento (decremento) dei debiti commerciali ed altre passività	-	-	-	-	-
Imposte sul reddito corrisposte	-	-	-	-	-
Totale flussi finanziari da variazione circolante	-	-	-	-	-
Totale flussi finanziari da attività operativa	-	-	-	-	-
B. Flussi finanziari da attività di investimento					
(Investimenti) disinvestimenti in immobilizzazioni immateriali	-	-	-	-	-
(Investimenti) disinvestimenti in immobilizzazioni materiali	-	-	-	-	-
Totale flussi finanziari da attività di investimento	-	-	-	-	-
C. Flussi finanziari da attività di finanziamento					
Variazione netta dei debiti /crediti finanziari	-	(12.399)	8.181	-	(4.218)
Rimborso Strumenti derivati	-	-	-	-	-
Incremento (decremento) debiti vs. banche	-	-	-	-	-
Rimborso di debiti vs banche risultanti dopo - Acquisizione WPS	-	-	-	-	-
Incremento (decremento) debiti vs. obbligazionisti	-	-	-	-	-
Variazione capitale sociale e altre movimentazioni del patrimonio	(567)	-	-	-	(567)
Dividendi corrisposti	-	-	-	-	-
Oneri finanziari corrisposti	-	-	-	-	-
Totale flussi finanziari da attività di finanziamento	(567)	(12.399)	8.181	-	(4.785)
D. Flussi finanziari dell'esercizio (A+B+C)	(567)	(12.399)	8.181	-	(4.785)
E. Disponibilità liquide all'inizio dell'esercizio	(324)	-	-	-	(324)
F. Disponibilità liquide alla fine dell'esercizio (D+E)	(891)	(12.399)	8.181	-	(5.109)

L'importo di Euro 12.399 migliaia corrisponde alla somma di Euro 4.218 migliaia, ossia l'importo delle erogazioni effettuate da Fri-El alle SPV Conferite nel 2017, e di Euro 8.181 migliaia ossia l'importo delle erogazioni effettuate da Fri-El alle SPV Conferite nel 2018.

c1.1) Rettifiche Pro-forma: "Investimenti SPV Conferite"

La colonna "c1.1" del rendiconto finanziario consolidato pro-forma mostra gli effetti pro-forma relativi agli investimenti in immobilizzazioni materiali (voce immobilizzazioni in corso) da parte delle SPV conferite, effettuati per lo sviluppo dei parchi eolici, attraverso l'utilizzo delle disponibilità liquide erogate da parte di Fri-El alle SPV Conferite nel periodo compreso tra il 1 gennaio 2018 e 11 aprile 2018.

A fronte degli investimenti in immobilizzazioni materiali, come riportato nelle assunzioni, è stato ipotizzato che le erogazioni successive effettuate da Fri-El alle SPV conferite per un totale pari a Euro 8.181 migliaia siano state interamente utilizzate per pagare gli investimenti effettuati tra il 1 gennaio 2018 e 11 aprile 2018 (ipotizzando altresì il pagamento degli interessi maturati alla data).

c2) Rettifiche Pro-forma: "Sottoscrizione Minima bond"

La colonna "c2" del rendiconto finanziario consolidato pro-forma mostra gli effetti pro-forma relativi alla contabilizzazione del Rimborso Anticipato del Prestito 2015-2022 e quelli derivanti dalla contabilizzazione dell'operazione di Emissione Obbligazionaria in ipotesi di Sottoscrizione Minima da parte degli investitori, ovvero pari ad Euro 130 milioni.

I flussi finanziari derivanti dall'attività operativa sono rappresentati, come previsto dallo IAS 7, utilizzando il metodo indiretto, per mezzo del quale la perdita d'esercizio (Euro 1.779 migliaia), derivante dal Conto Economico Pro-forma, è rettificata dagli effetti delle operazioni di natura non monetaria, da qualsiasi differimento o accantonamento di precedenti o futuri incassi o pagamenti operativi, e da elementi di ricavi o costi connessi con i flussi finanziari derivanti dall'attività di investimento o finanziaria. Si descrivono quindi di seguito le rettifiche pro-forma alle note indicate nella colonna "c2 Sottoscrizione Minima bond":

- nota 4 - l'effetto netto dell'operazione di Rimborso Anticipato del Prestito 2015-2022 e dell'operazione di Emissione Obbligazionaria in ipotesi di Sottoscrizione Minima, ha comportato una variazione in aumento degli oneri finanziari complessivi per il Gruppo Alerion pari ad Euro 2.341 migliaia determinata sulla base delle rettifiche pro-forma rilevate nel Conto Economico Pro-forma. Tale effetto è stato rettificato nel Rendiconto Finanziario Pro-Forma all'interno della voce Proventi/Oneri finanziari e da partecipazioni. Si rimanda al sub-paragrafo "Dettaglio delle rettifiche Pro-forma relative al Conto Economico Pro-forma" per l'indicazione delle rettifiche che si prevede avranno un effetto permanente e di quelle che non avranno tale effetto;
- nota 5 - l'effetto fiscale calcolato sul maggior onere finanziario riportato alla precedente nota 4 al fine di rilevare imposte correnti e differite attive di competenza, così come previsto dalla normativa fiscale di riferimento, rispettivamente pari ad Euro 256 migliaia ed Euro 306 migliaia, è stato rettificato rispettivamente all'interno delle voci Imposte correnti e Decremento imposte differite. Si rimanda al sub-paragrafo "Dettaglio delle rettifiche Pro-forma relative al Conto Economico Pro-forma" per l'indicazione delle rettifiche che si prevede avranno un effetto permanente e di quelle che non avranno tale effetto.
- nota 6 - la variazione in diminuzione della voce debiti verso obbligazionisti per Euro 2.764 migliaia si riferisce alla rilevazione degli oneri accessori relativi all'Emissione Obbligazionaria, contabilizzati secondo il metodo del costo ammortizzato a riduzione del debito, in ipotesi di un loro pagamento nel corso dell'esercizio 2017.
- nota 7 - la variazione di Euro 3.002 migliaia relativa ai maggiori oneri finanziari corrisposti è ascrivibile:

(i) alla rilevazione del pagamento di Euro 3.900 migliaia riferito alla differenza tra il valore nominale del Prestito 2015–2022 ed il maggior prezzo di rimborso così come stabilito dal contratto di regolamento del suddetto prestito obbligazionario in base al periodo di rimborso, ovvero pari al 103%;

(ii) ai minori interessi pagati da Alerion in ipotesi di rimborso del Prestito 2015–2022 fosse stato effettuato in data 1 gennaio 2017, con un conseguente beneficio finanziario pari ad Euro 898 migliaia, pari alla differenza tra interessi annuali maturati sul Prestito 2015–2022 (Euro 7.800 migliaia) e il debito iscritto in bilancio al 31 dicembre 2017 per gli interessi maturati dal 12 febbraio 2017 al 31 dicembre 2017 (Euro 6.902 migliaia). In particolare, ipotizzando il Rimborso Anticipato come avvenuto in data 1 gennaio 2017, gli oneri finanziari da corrispondere in relazione al Prestito 2015–2022 si riferiscono al periodo di maturazione 12 febbraio 2016–31 dicembre 2016 e non al periodo 12 febbraio 2016–11 febbraio 2017 come di fatto avvenuto. Infine, si segnala che non è stato considerato il pagamento degli oneri finanziari relativi all'Emissione Obbligazionaria in quanto, come indicato nel paragrafo 13.2.4 "*Descrizione dell'Emissione Obbligazionaria e del Rimborso Anticipato*", il pagamento degli interessi verrà effettuato annualmente in via posticipata e cioè alla scadenza di ogni 12 (dodici) mesi a partire dalla data di godimento e quindi nell'ipotesi del Rendiconto Finanziario Pro-forma in data 1 gennaio 2018.

Si prevede che tale ultima variazione non avrà un effetto permanente sul rendiconto finanziario consolidato del Gruppo Alerion.

c3) Rettifiche Pro-forma: "Sottoscrizione Massima bond"

La colonna "c3" del rendiconto finanziario consolidato pro-forma mostra gli effetti pro-forma relativi alla contabilizzazione del Rimborso Anticipato del Prestito 2015–2022 e quelli derivanti dalla contabilizzazione dell'operazione di Emissione Obbligazionaria in ipotesi di Sottoscrizione Massima da parte degli investitori, ovvero pari ad Euro 160 milioni.

I flussi finanziari derivanti dall'attività operativa sono rappresentati, come previsto dallo IAS 7, utilizzando il metodo indiretto, rettificando la perdita d'esercizio (Euro 2.463 migliaia), derivante dal Conto Economico Pro-forma, secondo i criteri descritti nella precedente al precedente punto c2. Si descrivono quindi di seguito le rettifiche pro-forma alle note indicate nella colonna "c3 Sottoscrizione Massima bond":

- nota 8 - l'effetto netto dell'operazione di Rimborso Anticipato del Prestito 2015–2022 e dell'operazione di Emissione Obbligazionaria in ipotesi di Sottoscrizione Minima, ha comportato una variazione in aumento degli oneri finanziari complessivi per il Gruppo Alerion pari ad Euro 3.241 migliaia determinata sulla base delle rettifiche pro-forma rilevate nel Conto Economico Pro-forma. Tale effetto è stato rettificato nel Rendiconto Finanziario Pro-Forma all'interno della voce Proventi/Oneri finanziari e da partecipazioni. Si rimanda al sub-paragrafo "Dettaglio delle rettifiche Pro-forma relative al Conto Economico Pro-forma" per l'indicazione delle rettifiche che si prevede avranno un effetto permanente e di quelle che non avranno tale effetto;

- nota 9 - l'effetto fiscale calcolato sul maggior onere finanziario riportato alla precedente nota 8 al fine di rilevare imposte correnti e differite attive di competenza, così come previsto dalla normativa fiscale di riferimento, rispettivamente pari ad Euro 256 migliaia ed Euro 522 migliaia, è stato rettificato rispettivamente all'interno delle voci Imposte correnti e Decremento imposte differite. Si rimanda al sub-paragrafo "Dettaglio delle rettifiche Pro-forma relative al Conto Economico Pro-forma" per l'indicazione delle rettifiche che si prevede avranno un effetto permanente e di quelle che non avranno tale effetto;
- nota 10 - la variazione in aumento della voce debiti verso obbligazionisti per Euro 27.236 migliaia si riferisce alla differenza tra il rimborso del Prestito 2015-2022 pari ad Euro 130 milioni e il maggior debito rilevato a fronte dell'Emissione Obbligazionaria in ipotesi di Sottoscrizione Massima per un importo pari ad Euro 160 milioni, al netto dei relativi oneri accessori relativi all'emissione pari ad Euro 2.764 migliaia rilevati contabilizzati secondo il metodo del costo ammortizzato a riduzione del debito in ipotesi di un loro pagamento nel corso dell'esercizio 2017;
- nota 11 - la variazione di Euro 3.002 migliaia relativa ai maggiori oneri finanziari corrisposti è stata determinata secondo i criteri descritti nella precedente Nota 7.

d1) "Gruppo Alerion Pro-forma ipotesi Sottoscrizione Minima"

La colonna "d1" evidenzia il Rendiconto Finanziario Pro-forma del Gruppo Alerion al 31 dicembre 2017, quale risulta della somma delle precedenti colonne a, b, c1 e c2, ovvero in ipotesi di Sottoscrizione Minima dell'Emissione Obbligazionaria, per un importo pari a Euro 130 milioni.

d2) "Gruppo Alerion Pro-forma ipotesi Sottoscrizione Massima"

La colonna "d2" evidenzia il Rendiconto Finanziario Pro-forma del Gruppo Alerion al 31 dicembre 2017, quale risulta della somma delle precedenti colonne a, b, c1 e c3, ovvero in ipotesi di Sottoscrizione Massima dell'Emissione Obbligazionaria, per un importo pari a Euro 160 milioni.

13.2.7 Effetti pro-forma sull'indebitamento finanziario consolidato

Si riporta di seguito l'effetto, sul indebitamento finanziario netto consolidato del Gruppo Alerion al 31 dicembre 2017, derivante dalle rettifiche pro-forma relative all'Aumento di Capitale, all'Acquisto Crediti, alla Sottoscrizione Minima o, in alternativa, alla Sottoscrizione Massima e al Rimborso Anticipato ("**Indebitamento Finanziario Pro-forma**").

(valori in Euro migliaia)	Gruppo Alerion		Aumento di Capitale e		Investiment	Sottoscriz.	Sottoscriz.	Gruppo Alerion	Alerion
	dati storici	Società Conferite	Acquisto Crediti	Conferite	i SPV Conferite	Minima bond	Massima bond	Pro-forma Ipotesi Sottoscrizione Minima	Pro-forma Ipotesi Sottoscrizione Massima
	a	b	c1	c1.1	c2	c3	d1 = (a + b + c1+c2)	d2 = (a + b + c1+c3)	
Cassa e altre disponibilità liquide equivalenti									
- Disponibilità liquide	43.299	633	(5.109)	(8.181)	(13.566)	16.434	17.076	47.076	
Totale cassa e altre disponibilità liquide equivalenti	43.299	633	(5.109)	(8.181)	(13.566)	16.434	17.076	47.076	
Crediti finanziari e altre attività finanziarie correnti	45	-	-	-	-	-	45	45	
- Debito corrente per finanziamenti	(41.866)	(5.011)	5.011				(41.866)	(41.866)	
- Debito corrente verso Obbligazionisti	(6.902)				6.902	6.902	-	-	
- Debiti correnti per strumenti derivati	(3.126)						(3.126)	(3.126)	
Totale passività finanziarie correnti	(51.894)	(5.011)	5.011	-	6.902	6.902	(44.992)	(44.992)	
INDEBITAMENTO FINANZIARIO CORRENTE	(8.550)	(4.378)	(98)	(8.181)	(6.664)	23.336	(27.871)	2.129	
- Debito verso altri finanziatori	(2.056)						(2.056)	(2.056)	
- Debito verso banche per finanziamenti	(28.429)						(28.429)	(28.429)	
- Debito verso Obbligazionisti	(127.453)				217	(29.783)	(127.236)	(157.236)	
- Debiti non correnti per strumenti derivati	(7.645)						(7.645)	(7.645)	
INDEBITAMENTO FINANZIARIO NON CORRENTE	(165.583)	-	-	-	217	(29.783)	(165.366)	(195.366)	
INDEBITAMENTO FINANZIARIO COME DA COMUNICAZIONE CONSOB N. DEM/6064293/2006	(174.133)	(4.378)	(98)	(8.181)	(6.447)	(6.447)	(193.237)	(193.237)	

L'Indebitamento Finanziario Pro-forma del Gruppo Alerion, pari ad Euro 193,2 milioni al 31 dicembre 2017 risulta maggiore per Euro 19,1 milioni rispetto ai dati storici del Gruppo alla medesima data di riferimento (Euro 174,1 milioni). Si precisa che le ipotesi di Sottoscrizione Minima e Massima, pur comportando una diversa classificazione tra le disponibilità liquide e le passività finanziarie non correnti, producono gli stessi effetti sull'indebitamento finanziario netto.

In particolare, l'emissione del Prestito 2018-2024, sia nel caso di Sottoscrizione Minima sia nel caso di Sottoscrizione Massima, e il Rimborso Anticipato del prestito obbligazionario 2015-2022 comportano un aumento dell'indebitamento finanziario netto del Gruppo per circa Euro 6,4 milioni (in seguito sia al pagamento del maggior onere finanziario legato al Rimborso Anticipato per Euro 3,9 milioni sia all'eliminazione degli oneri accessori relativi al Prestito 2015-2022 per Euro 2,5 milioni, precedentemente rilevati come costo ammortizzato e quindi iscritti a diminuzione della voce debiti verso obbligazionisti).

La variazione in aumento dell'Indebitamento Finanziario Pro-forma, pari ad Euro 19.104 migliaia è costituito da:

- (i) gli effetti del conferimento delle 3 SPV Conferite che comportano un incremento dell'indebitamento finanziario pari a Euro 4.378 migliaia;
- (ii) gli effetti delle rettifiche pro-forma derivanti dall'Aumento di Capitale e Acquisto Crediti che comportano un maggior indebitamento netto pari ad Euro 98 migliaia. Tale importo è riferito ai costi relativi all'operazione di Aumento di Capitale nell'ipotesi pro-forma che gli stessi siano pagati alla data del 31 dicembre 2017. La diminuzione delle disponibilità liquide di Alerion a seguito dell'operazione di Acquisto Crediti è compensata dalla contestuale elisione del debito finanziario infragruppo in sede di consolidamento (Euro 5.011 migliaia);

- (iii) gli effetti delle rettifiche pro-forma derivanti dagli investimenti in immobilizzazioni materiali effettuati dalle SPV Conferite nel 2018;
- (iv) gli effetti delle rettifiche pro-forma derivanti dall'operazione di Rimborso Anticipato del Prestito 2015–2022 e gli effetti dell'operazione di Emissione Obbligazionaria nel caso di Sottoscrizione Minima e di Sottoscrizione Massima. Sia nel caso di Sottoscrizione Minima che nel caso di Sottoscrizione Massima, le rettifiche Pro-forma hanno generato un maggior indebitamento finanziario netto pari ad Euro 6.447 migliaia.

In particolare, nel caso di rimborso del Prestito 2015–2022 e di Emissione Obbligazionaria in ipotesi di Sottoscrizione Minima, gli effetti pro-forma riguardano la diminuzione delle disponibilità liquide pari ad Euro 13.566 migliaia, un minore debito corrente verso obbligazionisti pari ad Euro 6.902 ed un minor debito non corrente verso obbligazionisti pari ad Euro 217 migliaia, per effetto della contabilizzazione secondo il metodo del costo ammortizzato. Assumendo il Rimborso Anticipato, in caso di Sottoscrizione Minima il debito verso gli obbligazionisti rimarrebbe il medesimo rispetto a quello al 31 dicembre 2017, pari a Euro 130 milioni (al lordo degli effetti del costo ammortizzato) e non si avrebbe alcun impatto sulle disponibilità liquide per effetto dell'uscita e dell'entrata di cassa del medesimo importo di Euro 130 milioni.

Infine, nel caso di rimborso del Prestito 2015–2022 e di Emissione Obbligazionaria in ipotesi di Sottoscrizione Massima, gli effetti pro-forma riguardano un aumento delle disponibilità liquide pari ad Euro 16.434 migliaia, un minore debito corrente verso obbligazionisti pari ad Euro 6.902 ed un maggior debito non corrente verso obbligazionisti pari ad Euro 29.783 migliaia, per effetto dell'incremento del debito verso obbligazionisti di 30 milioni e della contabilizzazione del debito secondo il metodo del costo ammortizzato. In caso di Sottoscrizione Massima il debito verso obbligazionisti risulterebbe quindi pari a Euro 160 milioni e le disponibilità liquide sarebbero maggiori di Euro 30 milioni a seguito dell'entrata di cassa di Euro 160 milioni e dell'uscita di cassa di Euro 130 milioni in seguito al Rimborso Anticipato.

13.2.8 Indicatori pro-forma per azione della Società

Si riportano di seguito i dati per azione pubblicati da Alerion con indicazione degli importi storici e pro-forma al 31 dicembre 2017:

(valori in Euro migliaia)	Rettifiche Pro-forma						Gruppo Alerion Pro-forma ipotesi	Gruppo Alerion Pro-forma ipotesi	
	Gruppo Alerion dati storici	Società conferite	Aumento di Capitale e Acquisto Crediti			Sottoscrizione		Sottoscrizione Minima	Sottoscrizione e Massima
			Sottoscriz. Minima bond	Sottoscriz. Massima bond		d1 = (a + b + c1+c2)	d2 = (a + b + c1+c3)		
	a	b	c1	c2	c3	d1	d2		
Risultato d'esercizio attribuibile ai soci della Controllante (in migliaia di Euro)	a	4.952	(116)	-	(1.779)	(2.463)	3.057	2.373	
Numero di azioni al 31 dicembre 2017 al netto delle azioni proprie	b	42.798.665	42.798.665	42.798.665	42.798.665	42.798.665	42.798.665	42.798.665	
Risultato per azione (in unità di Euro)	c = a*1000/b	0,116	(0,003)	-	(0,042)	(0,058)	0,071	0,055	
Azioni emesse a servizio dell'Operazione	d	7.630.769	7.630.769	7.630.769	7.630.769	7.630.769	7.630.769	7.630.769	
Numero pro-forma di azioni al 31 dicembre 2017 al netto delle azioni proprie	e = d+b	50.429.434	50.429.434	50.429.434	50.429.434	50.429.434	50.429.434	50.429.434	
Risultato per azione pro-forma (in unità di Euro)	f = a*1000/e	0,098	(0,002)	-	(0,035)	(0,049)	0,061	0,047	

Il risultato base per azione pro-forma sono stati determinati sommando al numero di azioni considerate al fine del calcolo del risultato base per azione e del calcolo del risultato diluito per azione il numero di azioni emesse a servizio dell'Aumento di Capitale, simulando l'emissione di tali azioni al 1° gennaio 2017. Il risultato diluito per azione pro-forma risulta essere uguale al risultato base per azione pro-forma.

13.2.9 Riconciliazione del patrimonio netto e del risultato

Si riportano di seguito la riconciliazione tra il risultato di esercizio ed il patrimonio netto del Gruppo Alerion e le medesime grandezze consolidate proforma al 31 dicembre 2017:

Riconciliazione del patrimonio netto e del risultato	Riferimento colonna Pro-forma	Patrimonio netto al 31.12.2017	Risultato al 31.12.2017
(valori in Euro migliaia)			
Gruppo Alerion dati storici	a	111.818	4.952
Conferimento delle 3 SPV	b	1.352	(116)
Aumento di Capitale e Acquisto Crediti	c1	23.448	-
Oneri accessori all'umento di Capitale	c1	(98)	-
Sottoscriz. Minima bond	c2	(4.900)	(1.779)
Sottoscriz. Massima bond	c3	(4.900)	(2.463)
Gruppo Alerion Pro-forma ipotesi Sottoscrizione Minima d1 = (a + b + c1+c2)	d1	131.620	3.057
Gruppo Alerion Pro-forma ipotesi Sottoscrizione Massima d2 = (a + b + c1+c3)	d2	131.620	2.373



Deloitte & Touche S.p.A.
Via Tortona, 25
20144 Milano
Italia

Tel: +39 02 83322111
Fax: +39 02 83322112
www.deloitte.it

RELAZIONE DELLA SOCIETÀ DI REVISIONE SULL'ESAME DELLA SITUAZIONE PATRIMONIALE E FINANZIARIA CONSOLIDATA PRO-FORMA, DEL CONTO ECONOMICO CONSOLIDATO PRO-FORMA E DEL RENDICONTO FINANZIARIO CONSOLIDATO PRO-FORMA DI ALERION CLEAN POWER S.p.A. E SUE CONTROLLATE PER L'ESERCIZIO CHIUSO AL 31 DICEMBRE 2017

**Al Consiglio di Amministrazione di
Alerion Clean Power S.p.A.**

1. Abbiamo esaminato i prospetti relativi alla situazione patrimoniale e finanziaria consolidata pro-forma, al conto economico consolidato pro-forma ed al rendiconto finanziario consolidato pro-forma corredati delle note esplicative (nel seguito, i "Prospetti Consolidati Pro-Forma") di Alerion Clean Power S.p.A. e sue controllate (nel seguito anche il "Gruppo Alerion" o il "Gruppo") per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2017, inclusi nel paragrafo 13.2 "Informazioni finanziarie pro-forma" del Documento di Registrazione redatto da Alerion Clean Power S.p.A..

Tali prospetti derivano dai dati storici relativi:

- al bilancio consolidato del Gruppo Alerion al 31 dicembre 2017, da noi assoggettato a revisione contabile, a seguito della quale abbiamo emesso la relativa relazione senza modifica in data 9 marzo 2018;
- ai bilanci d'esercizio di Eolica PM S.r.l., Fri-El Albareto S.r.l. e Green Energy Sardegna S.r.l. al 31 dicembre 2017 risposti in conformità agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea ai fini della redazione dei Prospetti Consolidati Pro-Forma e assoggettati a revisione contabile limitata da parte di KPMG S.p.A. che ha emesso le proprie relazioni senza modifica in data 15 marzo 2018.

I Prospetti Consolidati Pro-Forma sono stati redatti sulla base delle ipotesi descritte nelle note esplicative, per riflettere retroattivamente gli effetti delle seguenti operazioni (le "Operazioni"):

- (i) dell'aumento di capitale sociale inscindibile e a pagamento per un importo complessivo pari ad Euro 24.799.999,25, con esclusione del diritto di opzione, ai sensi dell'art. 2441, comma 4, primo periodo, cod. civ., deliberato dall'Assemblea degli azionisti di Alerion Clean Power S.p.A. del 6 aprile 2018 e liberato mediante il conferimento in natura, da parte di FRI-EL Green Power S.p.A. ("FGP") e di Pro-Invest S.r.l. eseguito in data 11 aprile 2018, dell'intero capitale sociale delle società di progetto Eolica PM S.r.l., Fri-El Albareto S.r.l. e Green Energy Sardegna S.r.l. (le "SPV Conferite"), ciascuna titolare dell'autorizzazione per la costruzione di un Parco Eolico in fase di realizzazione;
- (ii) dell'acquisto da parte di Alerion dei crediti per finanziamento soci vantati da Fri-El S.p.A. nei confronti delle SPV Conferite effettuato in data 11 aprile 2018. Sono stati altresì considerati gli effetti degli investimenti in immobilizzazioni materiali, effettuati dalle SPV Conferite nel periodo tra 1 gennaio 2018 e 11 aprile 2018 nell'ambito dell'attività di sviluppo dei parchi eolici, che sono stati prevalentemente finanziati mediante il predetto finanziamento soci;

Ancona Bari Bergamo Bologna Brescia Cagliari Firenze Genova Milano Napoli Padova Parma Roma Torino Treviso Verona

Sede Legale: Via Tortona, 25 - 20144 Milano | Capitale Sociale: Euro 10.828.220,00 i.v.

Codice Fiscale/Registro delle imprese Milano n. 03049560166 - R.E.A. Milano n. 1720295 | P. IVA: IT 03049560166

Il nome Deloitte si riferisce a uno o più delle seguenti entità: Deloitte Touche Tohmatsu Limited, una società inglese a responsabilità limitata ("DTTL"), le member firm aderenti al suo network e le entità a esse correlate. DTTL e ciascuna delle sue member firm sono entità giuridicamente separate e indipendenti tra loro. DTTL (denominata anche "Deloitte Global") non fornisce servizi ai clienti. Si invita a leggere l'informazione completa relativa alla struttura legale di Deloitte Touche Tohmatsu Limited e delle sue member firm all'indirizzo www.deloitte.com/about.

© Deloitte & Touche S.p.A.

- (iii) della prevista offerta pubblica di sottoscrizione del prestito obbligazionario denominato "Prestito obbligazionario Alerion Clean Power S.p.a. 2018-2024", consistente in un'offerta di sottoscrizione e ammissione a quotazione sul Mercato Telematico delle Obbligazioni organizzato e gestito da Borsa Italiana (il "MOT") di minimo n. 130.000.000 Obbligazioni (la "Sottoscrizione Minima") e massimo n. 160.000.000 Obbligazioni (la "Sottoscrizione Massima" e congiuntamente alla Sottoscrizione Minima, l'"Emissione Obbligazionaria"), del valore nominale di Euro 1,00 ciascuna, aventi un importo complessivo compreso tra Euro 130 milioni ed Euro 160 milioni. I Prospetti Consolidati Pro-Forma sono stati predisposti utilizzando due scenari alternativi: nel primo è stata assunta la Sottoscrizione Minima, nel secondo è stata invece assunta la Sottoscrizione Massima;
- (iv) del previsto rimborso anticipato volontario del prestito obbligazionario 2015-2022, sottoscritto da Alerion in data 11 febbraio 2015, pari ad Euro 130 milioni.
2. I Prospetti Consolidati Pro-Forma relativi all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2017 sono stati predisposti ai fini di quanto richiesto dal Regolamento 809/2004/CE con riferimento al Documento di Registrazione.

L'obiettivo della redazione dei Prospetti Consolidati Pro-Forma è quello di rappresentare, secondo criteri di valutazione coerenti con i dati storici e conformi alla normativa di riferimento, gli effetti delle Operazioni sull'andamento economico, sulla situazione patrimoniale e finanziaria e sui flussi di cassa del Gruppo Alerion, come se esse fossero virtualmente avvenuti il 31 dicembre 2017 e, per quanto si riferisce agli effetti economici e ai flussi di cassa, all'inizio dell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2017. Tuttavia, va rilevato che qualora le Operazioni fossero realmente avvenute alla data ipotizzata, non necessariamente si sarebbero ottenuti gli stessi risultati rappresentati nei Prospetti Consolidati Pro-Forma.

La responsabilità della redazione dei Prospetti Consolidati Pro-Forma compete agli Amministratori di Alerion Clean Power S.p.A. E' nostra la responsabilità della formulazione di un giudizio professionale sulla ragionevolezza delle ipotesi adottate dagli Amministratori per la redazione dei Prospetti Consolidati Pro-Forma e sulla correttezza della metodologia da essi utilizzata per l'elaborazione dei medesimi prospetti. Inoltre è nostra la responsabilità della formulazione di un giudizio professionale sulla correttezza dei criteri di valutazione e dei principi contabili utilizzati.

3. Il nostro esame è stato svolto secondo i criteri raccomandati dalla Consob nella Comunicazione DEM/1061609 del 9 agosto 2001 per la verifica dei dati pro-forma ed effettuando i controlli che abbiamo ritenuto necessari per le finalità dell'incarico conferitoci.
4. A nostro giudizio, le ipotesi di base adottate da Alerion Clean Power S.p.A. per la redazione dei Prospetti Consolidati Pro-Forma relativi all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2017 - predisposti per riflettere retroattivamente gli effetti delle Operazioni - sono ragionevoli e la metodologia utilizzata per l'elaborazione dei predetti prospetti è stata applicata correttamente per le finalità informative descritte in precedenza. Inoltre riteniamo che i criteri di valutazione ed i principi contabili utilizzati per la redazione dei medesimi prospetti siano corretti.

DELOITTE & TOUCHE S.p.A.



Giovanni Gasperini
Socio

Milano, 7 giugno 2018

13.3 Data delle ultime informazioni finanziarie contenute nel Documento di Registrazione sottoposte a revisione

I dati economico-finanziari più recenti presentati nel Documento di Registrazione e sottoposti a revisione contabile completa si riferiscono al bilancio consolidato del Gruppo per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2017.

13.4 Procedimenti giudiziari e arbitrati

Alla Data del Documento di Registrazione, il Gruppo Alerion è parte in procedimenti civili, fiscali e amministrativi e in azioni legali connessi al normale svolgimento della propria attività.

Al 31 dicembre 2017, i fondi per rischi e oneri futuri del Gruppo ammontavano a circa Euro 7.940 migliaia. In considerazione dello stato delle cause e tenuto conto dei pareri dei propri consulenti legali, Alerion ritiene congrua la consistenza in bilancio del fondo rischi.

Inoltre, il Gruppo è parte di contenziosi in relazione ai quali ritiene che l'ipotesi di soccombenza sulla base della valutazione del Gruppo stesso sia possibile o remota e pertanto non ha accantonato alcun fondo a bilancio a fronte delle eventuali passività dagli stessi derivanti, in accordo ai principi contabili di riferimento.

Alla Data del Documento di Registrazione il *petitum* complessivo dei contenziosi in essere è pari a Euro 16,9 milioni. Si riporta di seguito una sintetica descrizione dei principali procedimenti contenziosi di cui sono parte l'Emittente e/o le società del Gruppo alla Data del Documento di Registrazione.

SIC – Società Italiana Cauzioni S.p.A.

È stato introdotto un giudizio civile di fronte il Tribunale di Roma che vede coinvolte Alerion e la sua controllata Alerion Real Estate S.r.l. in liquidazione ("**Alerion Real Estate**"), quali terzi chiamati in causa da SIC – Società Italiana Cauzioni S.p.A, (alla Data del Documento di Registrazione, ATRADIUS Credit Insurance conferitaria del ramo d'azienda di SIC) – nella loro qualità di coobbligate di polizza nel giudizio promosso da AGIED S.r.l. contro INPDAP e la SIC medesima.

Le polizze sono state rilasciate a garanzia degli obblighi in capo ad AGIED S.r.l. per il risarcimento delle perdite monetarie che INPDAP avrebbe potuto subire in conseguenza di fatti dolosi di AGIED S.r.l. nelle mansioni previste nella convenzione sottoscritta tra AGIED ed INPDAP, per la gestione di parte del comprensorio immobiliare dell'INPDAP.

Tale giudizio ha per oggetto: l'accertamento e la declaratoria di estinzione, per decorso del termine, di dette polizze fideiussorie. In particolare AGIED S.r.l. ha chiesto al Tribunale di dichiarare che l'INPDAP non abbia il diritto di escutere le suddette polizze e che quindi SIC non sia tenuta a corrispondere alcunché all'INPDAP.

L'Emittente e Alerion Real Estate erano coobbligate con SIC per l'adempimento degli obblighi oggetto delle polizze in quanto titolari di quote di partecipazione in AGIED. Tali quote sono state

cedute con atto del 24 maggio 1999 a seguito del quale SIC, con lettera del 9 giugno del 1999, dichiarò liberate l'Emittente e Alerion Real Estate dall'impegno di coobbligazione con riferimento ai fatti che verificatisi successivamente alla data di cessione delle quote societarie.

SIC, che ha aderito alle conclusioni di AGIED, ha, però, chiamato cautelativamente in causa Alerion e Alerion Real Estate, non potendo essere collocata temporalmente la responsabilità per i presunti danni lamentati dall'INPDAP a causa della genericità delle pretese.

Si fa presente che in relazione alle polizze citate dalla ATRADIUS, l'allora SIC, aveva con apposita lettera liberato i coobbligati Alerion e Alerion Real Estate con riferimento ai fatti che si fossero verificati posteriormente alla data di cessione di quote societarie del 24 maggio 1999. Tale assunto permette di rilevare l'assoluta estraneità delle società anche da tale giudizio poiché liberate da ogni coobbligazione da parte di SIC (alla Data del Documento di Registrazione, ATRADIUS) e di non ritenere pertanto la sussistenza di un'eventuale rischio a carico di entrambe le società.

Il 1° dicembre 2014 il Giudice di primo grado ha condannato la sola SIC (alla Data del Documento di Registrazione, ATRADIUS) e ha rilevato che gli inadempimenti si sono concretizzati dopo il 31 dicembre 2000, dunque successivamente alla liberazione delle coobligate, consentendo quindi di affermare che il Tribunale abbia implicitamente escluso la legittimazione passiva in capo all'Emittente e ad Alerion Real Estate. Pertanto la posizione di Alerion è da ritenersi soddisfattiva.

AGIED e ATRADIUS (già SIC) hanno impugnato autonomamente la sentenza di primo grado avanti la Corte d'Appello che ha fissato in merito all'appello di AGIED l'udienza di trattazione al 25 gennaio 2017 mentre per l'appello proposto da ATRADIUS l'udienza è stata fissata per il 16 settembre 2016.

Essendo i giudizi pendenti per l'impugnazione della stessa sentenza, Alerion Real Estate S.r.l. in Liquidazione e Alerion S.p.A. hanno ottenuto la riunione dei giudizi e all'udienza del 3 febbraio 2017 la Corte si è riservata su taluni profili circa le notifiche e il contraddittorio.

La Corte D'Appello a scioglimento della riserva ha onerato, tra l'altro, Alerion alla notifica della comparsa di risposta nei confronti di talune parti in causa la cui notifica non era andata a buon fine. Ha assegnato a tale scopo il termine di 150 giorni, rinviando la causa all'udienza del 14 dicembre 2018.

Bocchi

È stato introdotto un giudizio civile di fronte il Tribunale di Roma promosso dal Sig. Renato Bocchi contro la Banca di Roma e Alerion. Il Sig. Bocchi ha chiesto alla Banca di Roma e ad Alerion (ex Fincasa 44 S.p.A.) la restituzione della fideiussione rilasciata a titolo personale nell'interesse di Fincasa 44 S.p.A. a garanzie di tutte le obbligazioni assunte da quest'ultima e ormai estinte. Con Sentenza depositata il 25 ottobre 2012 il Tribunale di Roma ha rigettato integralmente le domande proposte dal Sig. Bocchi. Il Sig. Bocchi ha impugnato la sentenza avanti la Corte d'Appello di Roma e Alerion si è costituita chiedendo la conferma della sentenza di 1° grado. La causa è stata rinviata al 21 novembre 2018 per precisazione delle conclusioni.

Consorzio Census

Nell'ambito di un giudizio per adempimento contrattuale, promosso dal Consorzio Census (nel quale Fincasa 44, e quindi alla Data del Documento di Registrazione, Alerion, detiene una quota del 10% circa) contro il Comune di Roma, il Tribunale di Roma ha da un lato limitatamente accolto alcune domande del Consorzio (pagamento a favore del Consorzio della somma di circa Euro 0,24 milioni), dall'altro ha accolto una delle domande riconvenzionali formulate dal Comune di Roma (pagamento della somma di circa Euro 4,4 milioni oltre interessi) in merito all'esecuzione di alcuni lavori svolti da Fintecna S.p.A. ed Engie Servizi S.p.A., titolari rispettivamente di una quota di partecipazione del 12% e 30% del Consorzio.

La Corte d'Appello, su ricorso presentato dal Consorzio nel luglio 2015 ha respinto l'appello confermando la sentenza di 1° grado.

Il Comune di Roma non ha, alla Data del Documento di Registrazione, notificato la sentenza d'appello avversa al Census dello scorso luglio.

Il Consorzio ha presentato ricorso in Cassazione per il rigetto della sentenza della Corte d'Appello con la richiesta di sospensiva degli effetti della sentenza.

Le conseguenze economiche della sentenza graverebbero – nell'ambito dei rapporti interni tra consorziati – esclusivamente sui soggetti responsabili dei lavori eseguiti, salva l'ipotesi della loro insolvenza, nel qual caso dovrebbero essere chiamati a rispondere in ragione delle rispettive quote di partecipazione gli altri consorziati.

In merito al pagamento della somma di cui alle domande riconvenzionali formulate dal Comune, il consiglio direttivo del Consorzio Census in data 13 febbraio 2018, ha valutato la responsabilità di un eventuale pagamento in capo ai detti Consorziati in qualità di esecutori dei lavori oggetto della suddetta richiesta di pagamento. Pertanto gli interessi circa l'esito della causa sono principalmente in capo a quest'ultimi. Tale valutazione è stata poi riflessa nel bilancio al 31 dicembre 2017 del Consorzio Census che ha ripartito, con l'approvazione del bilancio avvenuta in data 27 febbraio 2018, le eventuali soccombenze in capo ai soli Consorziati esecutori dei lavori. La delibera non è stata impugnata nei termini di legge rendendo definitiva tale ripartizione in merito ai pagamenti richiesti dal Comune di Roma. Ne consegue che non sussiste alcun rischio di soccombenza in capo ad Alerion.

Procedimenti delle società controllate e partecipate

Wind Power Sud S.r.l.

L'Agenzia delle Entrate – Direzione Provinciale di Agrigento ha emesso nei confronti di Wind Power Sud S.r.l. (“WPS”) quattro distinti avvisi di accertamento per un totale di Euro 1,3 milioni, oltre interessi e sanzioni relativi agli anni 2008, 2009, 2010 e 2011 aventi ad oggetto un vantaggio fiscale costituito dalla deducibilità degli interessi passivi maturati sul finanziamento contratto a seguito di un'operazione di riorganizzazione societaria secondo lo schema del MLBO (*Merger Leveraged Buy Out*).

La Commissione Tributaria Provinciale di Agrigento ha respinto nell'agosto del 2015 i ricorsi presentati da WPS avverso tali avvisi di accertamento.

WPS ha poi proposto appello, deducendo l'illegittimità delle sentenze della Commissione Tributaria Provinciale di Agrigento, impugnate per difetto di motivazione e insussistenza della pretesa fiscale. Nel mese di aprile 2016 la Commissione Tributaria Regionale di Palermo ha rigettato gli appelli.

Nel dicembre 2016, la Direzione Provinciale di Agrigento ha accettato solo parzialmente il provvedimento in autotutela, con il quale sono stati rideterminati gli importi accertati, a titolo di imposte e sanzioni, a carico della controllata. L'importo accertato risulta, a seguito del provvedimento in autotutela, pari a Euro 0,7 milioni, oltre a sanzioni e interessi legali, in riduzione rispetto all'importo originario di Euro 1,3 milioni, oltre a sanzioni e interessi; si segnala che tale importo non è stato rilevato nel passivo patrimoniale del bilancio del Gruppo.

Le ragioni che hanno indotto la Direzione Provinciale di Agrigento a pronunciarsi in tal senso, vanno ricercate nell'aver ritenuto applicabili solo parzialmente le motivazioni economiche che stanno alla base dell'operazione di *Leveraged Buy Out* (LBO), che aveva visto l'ingresso del socio Alerion nella compagine sociale WPS attraverso la fusione inversa con una Newco utilizzata allo scopo.

Secondo i legali che assistono la Società, il risultato ottenuto con il provvedimento in autotutela, seppur parziale, rafforza la posizione di WPS nella trattazione del ricorso in sede di Cassazione. WPS ha dunque deciso di presentare ricorso. Lo stesso è stato notificato alla Corte Suprema di Cassazione in data 5 dicembre 2016. Alla Data del Documento di Registrazione, la relativa udienza non è stata fissata.

Si segnala, inoltre, che (i) nel maggio 2017 Equitalia ha accolto l'istanza di rateizzazione in 48 rate di 2 cartelle emesse per complessivi Euro 0,4 milioni con riferimento alle annualità 2010 e 2011 e (ii) nel dicembre 2017 Equitalia ha accolto l'istanza di rateizzazione in 72 rate di 2 cartelle emesse per complessivi Euro 0,9 milioni con riferimento alle annualità 2008 e 2009.

Nel febbraio 2017 la Società si è attivata, poi, con l'Agenzia delle Entrate per ottenere il riassorbimento nei piani di rateizzazione dell'importo richiesto e corrisposto ad Equitalia nel gennaio 2017 per Euro 0,12 milioni.

Si segnala che l'esposizione di Alerion in caso di eventuale soccombenza sarebbe comunque limitata al 50%, in virtù dell'impegno prestato dai precedenti soci, Moncada e Campione, in sede di compravendita delle quote societarie, a farsi carico del 50% del rischio.

Contenzioso fiscale relativo alle aliquote di ammortamento delle società operative

Si segnala che nel corso dei primi mesi del 2017 l'Agenzia delle Entrate - Direzione Provinciale I di Milano - Ufficio Controlli ha rilasciato un processo verbale di constatazione alle società Renergy San Marco S.r.l., Minerva S.r.l., Callari S.r.l., Ordon Energie S.r.l. e Parco Eolico Licodia Eubea S.r.l., con il quale si contesta, per il periodo di imposta 2013, un'aliquota di ammortamento fiscale per gli impianti eolici superiore a quella ritenuta corretta dall'Agenzia, pari al 4%. Nel corso

dell'esercizio, poi, l'Agenzia delle Entrate ha notificato alle cinque società degli avvisi di accertamento disconoscendo la quota di ammortamento (eccedente l'aliquota del 4%) portata in deduzione ai fini IRES ed IRAP nell'anno 2013 e poi nell'esercizio 2014 e, limitatamente a Ortona e a Licodia Eubea, nel 2015.

In considerazione di ciò, per i periodi di imposta sopra indicati, l'Agenzia delle Entrate ha accertato una maggiore imposta IRES per Euro 1,4 milioni e una maggiore imposta IRAP per Euro 0,2 milioni, oltre a sanzioni e interessi.

Tutti gli accertamenti sono stati ritualmente impugnati; all'esito della udienza del 29 gennaio 2018 la Commissione Tributaria Provinciale di Milano, XIII sezione, ha annullato gli accertamenti IRES e IRAP relativi al 2013 ed alcuni accertamenti relativi al 2014. Tutti gli altri ricorsi sono stati discussi nel 2017 e, alla Data del Documento di Registrazione, sono ancora in corso di definizione.

Le Società, basandosi sulla valutazione dei fiscalisti che le assistono e confortata dalla prima sentenza resa tra le parti, continuano ad applicare aliquote fiscali mediamente superiori al 4%. Essendo stata giudicata solo possibile, ma non probabile, l'eventualità di soccombenza in caso di giudizio finale, non sono stati accantonati fondi a bilancio.

Contenzioso fiscale relativo all'IMU delle società operative

Nell'anno 2016 le società operative del Gruppo hanno presentato gli atti di aggiornamento catastale degli Aerogeneratori ai sensi dei commi 21 e 22 dell'art. 1 della L. 208/2015 (legge di stabilità 2016) che prevedono che dal 1 gennaio 2016 la determinazione della rendita catastale degli immobili censibili nelle categorie D ed E (in cui sono inclusi gli impianti eolici) sia effettuata tenendo conto del suolo, delle costruzioni e degli elementi ad esse strutturalmente connessi. A decorrere dall'esercizio 2016, l'IMU è stata pertanto calcolata sulla base della nuova rendita rideterminata, escludendo le componenti di natura impiantistica (ad eccezione delle torri).

Nei primi mesi del 2017 sono stati, però, notificati ad alcune società del Gruppo gli avvisi di accertamento catastale riferiti agli esercizi 2016 e 2017, con i quali sono state aumentate le rendite catastali degli Aerogeneratori, conseguentemente all'inclusione della torre ed altre componenti nella base di calcolo. Le società coinvolte sono in particolare Minerva S.r.l., Ortona Energia S.r.l., Parco Eolico Licodia Eubea S.r.l., Renergy San Marco S.r.l., New Green Molise S.r.l. e Dotto S.r.l. hanno proposto ricorso e sono in attesa dell'esito. Solo Callari S.r.l. ha ricevuto riscontro dalla Commissione Tributaria Provinciale di Catania, che non ha accolto il ricorso. La Società impugnerà la sentenza negativa nei termini di legge.

Nonostante la non corrispondenza delle contestazioni catastali in analisi al testo normativo, alla luce della definita posizione ministeriale, l'esito dei relativi contenziosi è stato giudicato incerto dai fiscalisti che assistono le Società. Conseguentemente nell'esercizio è stato incrementato il fondo rischi, già presente nel 2016, a fronte di un maggiore importo IMU a copertura del probabile rischio di soccombenza.

Nel corso del 2017, inoltre, sono stati incrementati, in linea con le indicazioni fornite dai principi contabili di riferimento, i fondi rischi relativi a contestazioni di rendite catastali attinenti ad esercizi

precedenti il 2016. L'importo oggetto di contestazione da parte dell'Agenzia delle Entrate è pari ad Euro 896,7 migliaia (di cui Euro 424,3 migliaia relativi al tributo accertato e la parte rimanente relativa ad interessi e sanzioni).

In data 5 maggio 2018 l'Agenzia delle Entrate - DP di Foggia ha comunicato l'avvenuto annullamento in autotutela, degli atti impugnati per le società Ordona S.r.l. e Renergy San Marco S.r.l., e quindi il venir meno della materia del contendere con riguardo a tali liti. Si precisa che alla Data del Documento di Registrazione alle società Ecoenergia Campania S.r.l. ed Eolo S.r.l. non sono stati notificati avvisi di accertamento catastale.

Contenzioso relativo a Eolica PM S.r.l.

Con riferimento al Parco Eolico sito in Morcone e Pontelandolfo (BN), era pendente presso il TAR Campania un ricorso promosso da Eolica PM S.r.l. in relazione all'annullamento, previa sospensione cautelare degli effetti e tutela cautelare monocratica ai sensi dell'art. 56 c.p.a., dell'ordinanza di sospensione dei lavori del Comune di Morcone del 23 dicembre 2017 e di ogni altro atto presupposto, successivo connesso e/o conseguente. L'udienza per la trattazione di merito del ricorso si è svolta il 22 maggio 2018 e, ad esito della stessa, con sentenza del 5 giugno 2018, il TAR Campania ha accolto il ricorso promosso da Eolica PM S.r.l. e, per l'effetto, ha annullato i provvedimenti impugnati e condannato il Comune di Morcone al risarcimento dei danni e alla rifusione delle spese del giudizio nei confronti di Eolica PM S.r.l. Si segnala che il termine per l'impugnazione della predetta sentenza emessa dal TAR Campania è di 60 giorni a decorrere dalla notificazione della stessa ovvero, in difetto di notificazione della sentenza, di 6 mesi dalla data di pubblicazione della stessa. In caso di appello della sentenza e di esito negativo del giudizio di secondo grado, Eolica PM S.r.l. non potrebbe realizzare 6 dei complessivi 15 Aerogeneratori previsti sino alla risoluzione delle questioni oggetto di contenzioso. Ciò comporterebbe l'escussione parziale della fideiussione prestata da Eolica PM S.r.l. a favore del GSE, per un importo pari a circa Euro 2,5 milioni, qualora la realizzazione e messa in esercizio dei 6 Aerogeneratori non avvenisse nel rispetto della tempistica prevista dal DM 23 giugno 2016 (ovvero entro luglio 2019).

Altre vertenze minori

Sono pendenti inoltre, a livello di Gruppo, altre vertenze di minore entità per le quali la Società, in linea con le indicazioni fornite dai principi contabili di riferimento, ha appostato i fondi necessari. Si specifica che tali contenziosi sono riferibili principalmente alle richieste da parte di proprietari terrieri che lamentano la presenza dei Parchi in prossimità delle loro proprietà, nonché alle richieste di pagamento dei canoni convenzionali da parte dei Comuni.

Contenzioso davanti al TAR Lazio

A seguito di una modifica legislativa approvata nel 2011 ai sensi del D.Lgs. n. 28/2011 e del relativo Decreto Ministeriale del 6 luglio 2012, il regime di incentivazione dei certificati verdi è terminato a partire dal 1° gennaio 2016. I Parchi Eolici che hanno beneficiato del regime di incentivazione dei certificati verdi sono passati, a seguito della stipula di apposita convenzione con il GSE ad un sistema di tariffe incentivanti per il periodo di vita rimanente del Parco Eolico,

compreso tra i due ed i dodici anni a seconda del Parco. Il modello della convenzione stipulata con il GSE per la conversione dei certificati verdi nelle nuove tariffe incentivanti è stata impugnata al Tar Lazio da numerosi operatori, tra cui le società del Gruppo, in quanto introduce nuovi obblighi in capo ai produttori e modifica i termini e le modalità di erogazione dell'incentivo. In particolare, la convenzione per il riconoscimento degli incentivi stipulata con il GSE, diversamente da quanto previsto dal DM art. 19 del 2012, non si è limitato a convertire i certificati verdi in tariffa incentivante ma ha introdotto nuove disposizioni che:

- a) modificano i termini e le modalità di erogazione dell'incentivo, ritardando i tempi di incasso. Si ricorda che in passato il produttore poteva ottenere il riconoscimento dei certificati verdi su base mensile ed era possibile la cessione degli stessi sul mercato. Il nuovo schema di convenzione, invece, prevede la valorizzazione dell'energia prodotta su base trimestrale, entro l'ultimo giorno lavorativo del secondo trimestre successivo di competenza, comportando, pertanto, un ritardo di incasso rispetto alla precedente normativa di circa 6 mesi;
- b) introducono nuovi obblighi, divieti e prescrizioni a carico dei produttori relativi anche alla costruzione e all'esercizio nel periodo precedente l'introduzione della nuova convenzione, la cui violazione attribuisce al GSE poteri di agire in autotutela e dichiarare la decadenza e/o la risoluzione e/o la sospensione degli incentivi, senza alcun facoltà del produttore di rimediare ad eventuali irregolarità; e
- c) attribuiscono nuovi diritti al GSE non previsti dalla precedente normativa di incentivazione applicabile *ratione temporis* a ciascun impianto.

L'eventuale accoglimento dei ricorsi presentati innanzi al TAR del Lazio rappresenterebbe per gli operatori un miglioramento delle condizioni contrattuali in merito al riconoscimento e liquidazione degli incentivi; al contrario, in ipotesi di rigetto, agli operatori continuerà ad applicarsi la convenzione in vigore alla Data del Documento di Registrazione.

13.5 Cambiamenti significativi nella situazione finanziaria o commerciale dell'Emittente

Per quanto a conoscenza dell'Emittente, non si sono verificati cambiamenti significativi nella situazione finanziaria o commerciale del Gruppo dalla data del bilancio consolidato al 31 dicembre 2017.

XIV. INFORMAZIONI SUPPLEMENTARI

14.1 Capitale sociale

Alla Data del Documento di Registrazione il capitale sociale di Alerion è pari a Euro 186.042.314,05, interamente sottoscritto e versato, diviso in numero 51.209.773 azioni prive del valore nominale.

Si segnala che, alla Data del Documento di Registrazione, Alerion detiene n. 780.339 azioni proprie pari all'1,52% del capitale sociale della Società.

14.2 Atto costitutivo e Statuto

L'Emittente è iscritto al Registro delle Imprese di Milano con il numero 02996890584.

Ai sensi dell'art. 4 dello Statuto, la Società ha per oggetto l'assunzione di partecipazioni azionarie e non azionarie in società italiane e straniere e la gestione delle partecipazioni stesse; gli investimenti mobiliari ed immobiliari, l'assistenza ed il coordinamento tecnico delle società alle quali partecipa; la prestazione alle stesse società della opportuna assistenza finanziaria; operazioni finanziarie di qualsiasi natura a medio e lungo termine compresi i mutui, le fideiussioni e comunque le operazioni di garanzia cambiaria e non cambiaria nell'esclusivo interesse proprio o delle società nelle quali partecipa direttamente o indirettamente esclusa in ogni caso la raccolta del risparmio fra il pubblico.

La Società potrà inoltre compiere tutte le operazioni bancarie, industriali, commerciali, sia mobiliari che immobiliari, necessarie al conseguimento dell'oggetto sociale.

14.3 Altre clausole statutarie rilevanti

Ai sensi dell'art. 10 dello Statuto, in deroga alle disposizioni dell'art. 104, comma 1, del TUF, nel caso in cui i titoli della Società siano oggetto di un'offerta pubblica di acquisto e/o di scambio, non è necessaria l'autorizzazione dell'assemblea per il compimento di atti od operazioni che possano contrastare il conseguimento degli obiettivi dell'offerta, durante il periodo intercorrente fra la comunicazione di cui all'art. 102, comma 1, del TUF e la chiusura dell'offerta.

In deroga alle disposizioni dell'art. 104, comma 1-bis, del TUF, non è necessaria l'autorizzazione dell'assemblea neppure per l'attuazione di ogni decisione presa prima dell'inizio del periodo indicato nel comma precedente che non sia ancora stata attuata in tutto o in parte, che non rientri nel corso normale delle attività della Società e la cui attuazione possa contrastare il conseguimento degli obiettivi dell'offerta.

xv. **CONTRATTI IMPORTANTI**

15.1 **L'Accordo Quadro**

L'Assemblea degli Azionisti di Alerion, in data 6 aprile 2018, ha approvato l'Aumento di Capitale inscindibile e a pagamento per un importo complessivo pari ad Euro 24.799.999,25, con esclusione del diritto di opzione, ai sensi dell'art. 2441, comma 4, primo periodo, cod. civ., con emissione di n. 7.630.769 nuove azioni ordinarie, al prezzo unitario di Euro 3,25, con godimento regolare e aventi le medesime caratteristiche di quelle già in circolazione alla data di emissione, da liberarsi mediante il conferimento in natura, da parte di FGP e di Pro-Invest, dell'intero capitale sociale di Eolica PM S.r.l., Fri-El Albareto S.r.l. e Green Energy Sardegna S.r.l., ciascuna titolare della autorizzazione per la costruzione di un Parco Eolico in fase di realizzazione, ubicati in Sardegna, Emilia Romagna e Campania, per un totale complessivo di 102,4 MW (*cf.* Capitolo VI, Paragrafo 6.1.3, del Documento di Registrazione).

Ai sensi del Regolamento Parti Correlate e della Procedura Parti Correlate di Alerion, l'Aumento di Capitale e l'Acquisto Crediti si qualificano come "operazione con parti correlate di maggiore rilevanza". Pertanto, il Comitato per le Operazioni con Parti Correlate dell'Emittente, con il supporto di EY S.p.A. quale *advisor* finanziario di primario *standing* e indipendente, in data 23 febbraio 2018, ha espresso il proprio parere favorevole sulla sussistenza dell'interesse della Società al compimento dell'operazione e sulla convenienza e correttezza sostanziale delle relative condizioni.

A seguito dell'approvazione da parte dell'Assemblea, in ottemperanza agli impegni sottoscritti il 21 febbraio 2018, in data 11 aprile 2018 Alerion, da una parte, e FGP e Pro-Invest, dall'altra, hanno sottoscritto un accordo quadro (l'"**Accordo Quadro**") attraverso il quale hanno inteso disciplinare le modalità, i termini e le condizioni, nonché i rispettivi diritti e obblighi, in relazione (i) alla sottoscrizione ed esecuzione dell'Aumento di Capitale da parte di FGP e Pro-Invest, ciascuna in misura proporzionale alla percentuale di capitale sociale rispettivamente detenuta nelle SPV Conferite e (ii) la contestuale cessione ad Alerion da parte di Fri-El, interamente controllata da FGP, dei crediti rivenienti da alcuni finanziamenti soci originariamente concessi dalla stessa Fri-El alle SPV Conferite in funzione delle necessità correlate all'esecuzione dei relativi progetti.

Oggetto dell'Accordo Quadro

L'Accordo Quadro disciplina le modalità, i termini e le condizioni per l'attuazione dell'Operazione, nonché taluni diritti e obblighi delle parti, con particolare riferimento alla:

- (i) sottoscrizione ed esecuzione dell'Aumento di Capitale, da parte dei conferenti, in misura proporzionale alla percentuale di capitale sociale rispettivamente detenuta nelle SPV Conferite; nonché
- (ii) cessione, da parte di Fri-El in favore di Alerion, dei crediti rivenienti dai finanziamenti soci erogati dalla medesima Fri-El in favore delle SPV al fine di dotare queste ultime delle risorse necessarie alla realizzazione dei Progetti (collettivamente i "**Finanziamenti Soci**"). Il valore dei Finanziamenti Soci alla data di cessione, determinato quale somma (*aa*) del valore

nominale di tali finanziamenti e (bb) dell'ammontare degli interessi maturati ma non ancora corrisposti dalle società debentrici, era pari a:

- Euro 3.515.110,81 relativamente a Fri-El Albareto S.r.l.;
- Euro 1.719.082,13 relativamente a Eolica PM S.r.l.;
- Euro 7.957.378,60 relativamente a Green Energy Sardegna S.r.l.

(collettivamente, il "**Valore Attuale dei Finanziamento Soci**").

Impegni assunti dalle conferenti in relazione alla sottoscrizione ed esecuzione dell'Aumento di Capitale

Ai sensi dell'Accordo Quadro:

- (i) FGP si è obbligata a (aa) sottoscrivere n. 7.176.923 azioni, prive di valore nominale, con godimento regolare, rivenienti dall'Aumento di Capitale, emesse al prezzo unitario di Euro 3,25 e (bb) liberare integralmente le azioni sottoscritte mediante conferimento in favore di Alerion, che a sua volta si è obbligata ad accettare, della piena ed esclusiva proprietà delle partecipazioni oggetto di conferimento di cui FGP era titolare e, segnatamente:
- una partecipazione pari al 100% del capitale sociale di Eolica PM S.r.l.;
 - una partecipazione pari al 100% del capitale sociale di Fri-El Albareto S.r.l.;
 - una partecipazione pari al 75% del capitale sociale di Green Energy Sardegna S.r.l.;

(complessivamente il "**Conferimento FGP**");

- (ii) Pro-Invest si è obbligata a (aa) sottoscrivere n. 453.846 azioni, prive di valore nominale, con godimento regolare, rivenienti dall'Aumento di Capitale, emesse al prezzo unitario di Euro 3,25 e (bb) liberare integralmente le azioni sottoscritte mediante conferimento in favore di Alerion, che a sua volta si è obbligata ad accettare, della piena ed esclusiva proprietà di una partecipazione pari al 25% del capitale sociale di Green Energy Sardegna S.r.l. (il "**Conferimento Pro-Invest**" e insieme al Conferimento FGP, i "**Conferimenti**").

Impegni assunti in relazione alla cessione dei crediti rivenienti dai Finanziamenti Soci

Ai termini e alle condizioni di cui all'Accordo Quadro, FGP si è obbligata a far sì che Fri-El cedesse, in favore di Alerion, che, a sua volta, si è obbligata ad acquistare, con efficacia dalla data di sottoscrizione dell'Accordo Quadro, i crediti rivenienti dai Finanziamenti Soci.

Controvalore dei Conferimenti

Il controvalore del Conferimento FGP è pari a complessivi Euro 23.325.000,00 e, pertanto:

- (i) al 100% del capitale sociale di Eolica PM S.r.l. è stato riconosciuto un valore almeno pari a Euro 15.800.000,00;

- (ii) al 100% del capitale sociale di Fri-El Albareto S.r.l. è stato riconosciuto un valore almeno pari a Euro 3.100.000,00;
- (iii) al 75% del capitale sociale di Green Energy Sardegna S.r.l. è stato riconosciuto un valore almeno pari a Euro 4.425.000,00.

Il controvalore del Conferimento Pro-Invest è pari a complessivi Euro 1.475.000,00 e, pertanto, al 25% del capitale sociale di Green Energy Sardegna S.r.l. è stato riconosciuto un valore almeno pari a Euro 1.475.000,00.

In considerazione di quanto precede, le parti hanno espressamente preso atto e convenuto che il controvalore complessivo dei Conferimenti fosse pari a complessivi Euro 24.800.000,00, risultando, pertanto, non superiore al valore ad essi attribuito sulla base della relazione di stima rilasciata da PricewaterhouseCoopers S.p.A. in qualità di esperto indipendente ai sensi e per gli effetti dell'art. 2343-ter, comma 2, lett. b), del cod. civ.

Corrispettivo della cessione dei crediti rivenienti dai Finanziamenti Soci

Ai sensi dell'Accordo Quadro il corrispettivo per la cessione dei crediti rivenienti dai è pari al Valore Attuale dei Finanziamenti Soci, determinato alla data di sottoscrizione dell'Accordo Quadro quale somma (aa) del valore nominale di tali finanziamenti e (bb) dell'ammontare degli interessi maturati ma non ancora corrisposti dalle società debentrici. Si segnala che tali crediti sono rimborsabili in qualsiasi momento dietro richiesta di Alerion con un preavviso di almeno sessanta giorni.

Garanzie rilevanti e altre garanzie

Con riguardo alle garanzie rilasciate da FGP e da Fri-El nell'interesse delle SPV, l'Accordo Quadro distingue tra "garanzie rilevanti" (vale a dire le garanzie in favore del Gestore Servizi Energetici - GSE S.p.A. e di Vestas Italia S.r.l.), che rimarranno in capo a FGP e a Fri-El, a seconda dei casi, anche successivamente all'esecuzione dell'operazione e fino alla relativa scadenza, e le "altre garanzie", in relazione alle quali Alerion subentrerà nella posizione di FGP e Fri-El, a seconda dei casi, previo consenso delle relative controparti e/o dei relativi beneficiari.

Dichiarazione e garanzie

Ai sensi dell'Accordo Quadro ciascuna delle conferenti ha prestato in favore di Alerion un set di dichiarazioni e garanzie inerenti alle conferenti medesime e alle partecipazioni oggetto di conferimento.

In particolare, per quanto attiene alle conferenti, le dichiarazioni e garanzie rese ai sensi dell'Accordo Quadro hanno ad oggetto:

- (i) il *good standing* delle conferenti, ciascuna delle quali è stata costituita sotto forma di società di capitali, è validamente esistente ai sensi della legge italiana, non è sottoposta ad alcuna procedura concorsuale, né a procedure di liquidazione, non versa in stato di insolvenza o di crisi, né nelle condizioni previste, a seconda dei casi, dagli artt. 2446 e 2447 cod. civ. e 2482 e 2482-bis cod. civ.;

- (ii) le autorizzazioni alla sottoscrizione dell'Accordo Quadro e al conseguente adempimento delle obbligazioni ivi previste;
- (iii) l'assenza di conflitti e/o di violazioni dei rispettivi statuti sociali, di accordi o contratti di cui le Conferenti siano contraenti, né di alcuna legge e/o sentenza o altro provvedimento applicabile, conseguenti al perfezionamento dell'Operazione;
- (iv) la piena ed esclusiva proprietà delle partecipazioni oggetto di conferimento nonché l'assenza di gravami sulle medesime, eccezion fatta per il pegno gravante sulla quota rappresentativa dell'intero capitale sociale di Eolica PM S.r.l. costituito in favore dei creditori pignoratizi, i Signori Antonio Tedesco, Luigi Tedesco, Gerardo Befi, Francesco Buono, Francesco Perrotta e Domenico Coccozza, ai sensi del contratto di cessione quota e costituzione di pegno del 9 novembre 2011 a rogito del Notaio Luongo, Sant'Angelo dei Lombardi (AV), rep. 10426/4232, come modificato il 13 aprile 2015, a rogito del medesimo notaio, rep. 766/594, a garanzia del pagamento dell'importo residuo del corrispettivo per l'acquisizione.

Avuto specifico riguardo alle partecipazioni oggetto di conferimento, i conferenti hanno rilasciato in favore di Alerion le seguenti dichiarazioni e garanzie concernenti:

- (i) il *good standing* delle SPV Conferite, ciascuna delle quali è stata costituita sotto forma di società di capitali, è validamente esistente ai sensi della legge italiana, non è sottoposta ad alcuna procedura concorsuale, né a procedure di liquidazione, non versa in stato di insolvenza o di crisi, né nelle condizioni previste, a seconda dei casi, dagli artt. 2446 e 2447 cod. civ e 2482 e 2482-*bis* cod. civ.;
- (ii) l'insussistenza di diritti di opzione o di altra natura che attribuiscono a terzi la facoltà di sottoscrivere o comunque di acquisire partecipazioni nel capitale sociale delle società in questione;
- (iii) l'osservanza da parte di ciascuna delle SPV Conferite di tutte le leggi applicabili, ivi inclusa la normativa dettata in materia ambientale e di salute e sicurezza;
- (iv) le autorizzazioni di cui dispone ciascuna SPV Conferita (*aa*) per il regolare svolgimento della propria rispettiva attività, come attualmente condotta, (*bb*) per il regolare utilizzo dei propri beni, come attualmente utilizzati nonché (*cc*) per la realizzazione e la successiva gestione dei rispettivi parchi eolici;
- (v) ad eccezione di quanto indicato in relazione al contenzioso pendente presso il TAR Campania avente ad oggetto l'annullamento dell'ordinanza di sospensione dei lavori relativi al Parco Eolico sito in Morcone e Pontelandolfo, del Comune di Morcone del 23 dicembre 2017, l'assenza di contenziosi, procedimenti giudiziari, amministrativi, giuslavoristici, o tributari in cui siano coinvolte le SPV;
- (vi) la validità, efficacia, esistenza e corretto adempimento delle previsioni di rilevanti rapporti contrattuali di cui le società in questione sono parte, i quali non contengono clausole, in virtù delle quali, per effetto della sottoscrizione o esecuzione dell'Accordo Quadro possa

discendere l'inefficacia, la risoluzione o il diritto della controparte contrattuale a pretendere una sostanziale modifica peggiorativa dei relativi termini e condizioni;

- (vii) la veridicità e correttezza del bilancio di ciascuna delle SPV Conferite relativo all'esercizio sociale chiuso al 31 dicembre 2017 nonché la relativa conformità rispetto a tutte le norme di legge applicabili ed ai principi contabili utilizzati ai fini della redazione dello stesso e sull'assenza di passività che sarebbero dovute essere riportate nei predetti bilanci;
- (viii) i profili di natura tributaria (quali corretta presentazione di dichiarazioni fiscali e adempimento delle prescrizioni richieste, corretto versamento delle tasse e dei contributi dovuti, assenza di contestazioni fiscali pendenti o minacciate o di circostanze che possano comportare obblighi di pagamento di oneri nei confronti di qualsivoglia Autorità);
- (ix) l'insussistenza di rapporti di lavoro in capo alle SPV Conferite;
- (x) la certezza, la liquidità e l'esigibilità delle pretese creditorie vantate dalle SPV Conferite ed in particolare dei crediti rivenienti dai Finanziamenti Soci, i quali, secondo quanto dichiarato e garantito, sono sorti a fronte di prestazioni effettivamente eseguite nel normale ambito dell'attività sociale delle parti coinvolte e sono certi, liquidi, esigibili nei termini e secondo le modalità contrattualmente previste e non contestati e verranno rimborsati alle relative scadenze;
- (xi) la corrispondenza dell'entità degli investimenti previsti per la realizzazione dei progetti con quella considerata da (aa) EY S.p.A. nella propria *fairness opinion* resa in qualità di esperto indipendente nominato dal Comitato per le Operazioni con Parti Correlate, e (bb) PricewaterhouseCoopers S.p.A. nella propria relazione di stima resa ai sensi e per gli effetti dell'art. 2343-ter, comma 2, lett. b), cod. civ.

Si segnala che i crediti ceduti non sono gravati da pegno. Inoltre, ai sensi dei contratti di cessione dei crediti rivenienti dai Finanziamenti Soci, Fri-El, in qualità di cedente, ha garantito, tra l'altro, ad Alerion il pagamento da parte dei debitori ceduti alla relativa scadenza (c.d. cessione *pro solvendo*).

Obblighi di indennizzo

Per quanto concerne gli obblighi di indennizzo, l'Accordo Quadro prevede un impegno generale dei conferenti a indennizzare Alerion in relazione a qualsiasi perdita o danno emergente diretto ex art. 1223 del cod. civ. (ivi compresi tra l'altro i relativi interessi moratori, sanzioni, costi, incluse le spese legali ragionevoli e documentate), effettivamente sostenuto o sofferto da Alerion e che non sarebbe stato sostenuto o sofferto qualora le dichiarazioni rese e le garanzie da esse prestate fossero state corrette, complete e conformi al vero.

Come da prassi, l'Accordo Quadro prevede che il danno indennizzabile sarà calcolato al netto (aa) dell'ammontare di eventuali somme rimborsate, a titolo di indennizzo, risarcimento ovvero a qualsiasi titolo alla Società e/o all'Acquirente, da assicurazioni o da terzi, (bb) dell'ammontare dei fondi specificamente accantonati nei Bilanci 2017 in relazione a tale danno, e (cc) dell'ammontare del risparmio fiscale effettivamente conseguito (nell'esercizio in cui si è verificata la passività

Indennizzabile) da Alerion e/o dalle SPV (a seconda dei casi) in conformità alle norme di Legge applicabili ed in conseguenza del pagamento di ciascuna passività indennizzabile.

Fermo tutto quanto precede, gli obblighi di indennizzo a carico dei conferenti sono soggetti ai seguenti limiti di natura quantitativa:

- un tetto massimo (*Cap*) pari al valore delle partecipazioni oggetto di conferimento, e pertanto pari:
 - (a) quanto a Eolica PM S.r.l., all'importo complessivo massimo di Euro 15.800.000,00;
 - (b) quanto a Fri-El Albareto S.r.l. all'importo complessivo massimo di Euro 3.100.000,00;
 - (c) quanto a Green Energy Sardegna S.r.l. all'importo complessivo massimo di Euro 4.425.000,00;
- una franchigia relativa pari ad Euro 10.000,

e al limite di durata di 24 mesi successivi all'esecuzione dell'Aumento di Capitale, fermo restando che tale termine non si applicherà alle richieste di indennizzo derivanti dalla non veridicità e/o completezza delle dichiarazioni e garanzie concernenti la titolarità delle partecipazioni oggetto di conferimento, le garanzie afferenti ai profili lavoristici e fiscali, in relazione alle quali troverà applicazione il maggior termine di prescrizione o decadenza previsto per legge.

In relazione alla dichiarazione e garanzia relativa agli investimenti previsti per la realizzazione dei Progetti, l'Accordo Quadro prevede che:

- qualora l'entità dei predetti investimenti differisca da quella considerata da (a) EY S.p.A. nella propria *fairness opinion* resa in qualità di esperto indipendente nominato dal Comitato per le Operazioni con Parti Correlate, e (b) PricewaterhouseCoopers S.p.A. nella propria relazione di stima resa ai sensi e per gli effetti dell'art. 2343-ter, comma 2, lett. b), cod. civ., per un importo superiore al 15%, in ragione di eventi occorsi prima della data di esecuzione dei Conferimenti che, dunque, ove fossero stati noti, avrebbero dovuto essere considerati nelle predette relazioni di stima, le parti chiederanno ai predetti valutatori una nuova relazione di stima del valore delle SPV che tenga conto della diversa quantificazione degli investimenti. La eventuale differenza (negativa) tra il valore delle SPV risultante da tali nuove relazioni di stima e quella risultante dalle relazioni di stima sopra menzionate costituirà la passività indennizzabile da parte di FGP ai sensi dell'Accordo Quadro;
- qualora relativamente a una o più SPV, l'eventuale differenza (negativa) tra i due valori fosse superiore al valore delle partecipazioni oggetto di conferimento e, pertanto, il valore delle partecipazioni oggetto di conferimento risultasse "negativo", la responsabilità dei conferenti sarà in ogni caso limitata al Cap, ferma restando la facoltà di Alerion di esercitare il diritto di opzione che FGP ha concesso irrevocabilmente e incondizionatamente, ai sensi e per gli effetti di cui all'art. 1331 del cod. civ., ad Alerion, per la vendita dell'intera partecipazione da essa detenuta in Eolica PM S.r.l. e/o Green Energy Sardegna S.r.l. e/o Fri-El Albareto S.r.l.

per il corrispettivo simbolico di Euro 1 (uno) ciascuna, prestando esclusivamente le c.d. *“legal representations”*.

L'Accordo Quadro prevede, infine, una procedura per la richiesta di indennizzo in linea con la prassi di mercato.

15.2 Prestito obbligazionario 2015–2022

In data 11 febbraio 2015, Alerion ha emesso un prestito obbligazionario non convertibile e non subordinato, per un importo di Euro 130 milioni, con scadenza al 2022, costituito da n. 130.000 obbligazioni del valore nominale di Euro 1.000,00 quotate sul Mercato Telematico delle Obbligazioni e dei Titoli di Stato (il **“Prestito Obbligazionario 2015–2022”**).

Il Prestito Obbligazionario 2015–2022 è garantito incondizionatamente e irrevocabilmente da AER, Renergy San Marco S.r.l. (**“Renergy San Marco”**), Parco Eolico Licodia Eubea S.r.l. (**“Licodia”**), Wind Power Sud S.r.l. (**“WPS”**) e Minerva S.r.l. (**“Minerva”**). In particolare, le obbligazioni nascenti dalle garanzie personali concesse da Renergy San Marco, Licodia, WPS e Minerva sono limitate ad un ammontare massimo pari a:

- Euro 51,9 milioni, quanto a Renergy San Marco;
- Euro 25,7 milioni, quanto a Licodia;
- Euro 18,9 milioni, quanto a WPS;
- Euro 33,2 milioni, quanto a Minerva.

Le obbligazioni nascenti dalla garanzia personale concessa da AER sono limitate ad un ammontare massimo di Euro 129,7 milioni, pari all'ammontare totale delle garanzie personali concesse dagli altri Garanti.

Il regolamento del Prestito Obbligazionario 2015–2022 prevede un interesse fisso nominale annuo lordo del 6,00%, da corrisondersi annualmente in via posticipata e cioè alla scadenza di ogni dodici mesi a partire dall'11 febbraio 2015. Alla data di scadenza del Prestito Obbligazionario 2015–2022 (vale a dire l'11 febbraio 2022) le obbligazioni saranno rimborsate alla pari e in unica soluzione.

Il Prestito Obbligazionario 2015–2022 e le garanzie sono regolati dalla legge italiana.

Ai sensi del regolamento del Prestito Obbligazionario 2015–2022 l'Emittente è tenuto a rimborsare le obbligazioni per un importo pari all'intero ammontare dei proventi in denaro incassati dall'Emittente, da AER o da Renergy San Marco, Licodia, WPS e Minerva in relazione a qualsiasi cessione, vendita, trasferimento o altro atto di disposizione a favore di terzi, a qualsiasi titolo, effettuato direttamente o indirettamente, (esclusi, per chiarezza, l'affitto di azienda o di ramo di azienda e il comodato) (in ciascun caso, una **“Cessione”**) di beni, al netto di eventuali costi, spese e imposte debitamente documentati e sostenuti al fine del perfezionamento della Cessione

(i “**Proventi da Cessione**”), rimanendo inteso che sono escluse le Cessioni di beni effettuate esclusivamente a favore dell’Emittente o di altro Garante.

Resta fermo che il rimborso anticipato obbligatorio non troverà applicazione nel caso di Cessioni di beni il cui valore contabile sia inferiore a un importo complessivo di Euro 500.000 in ciascun anno di durata del Prestito Obbligazionario 2015–2022 calcolato su tutte le società progetto (ovvero Renergy San Marco, Licodia, WPS e Minerva).

Qualora i Proventi da Cessione cumulativamente derivati dall’Emittente o AER da una o più Cessioni, anche se fra esse non collegate, di beni riferibili alla medesima società progetto eccedano l’ammontare garantito dalla stessa società progetto ai sensi della rispettiva Garanzia, l’Emittente non è tenuto a rimborsare obbligazioni per un importo eccedente tale ammontare garantito.

Per tutta la durata del Prestito Obbligazionario 2015–2022, l’Emittente si è impegnata a non effettuare la Cessione, in tutto o in parte, della propria partecipazione in AER, nonché a non porre in essere, e a far sì che i Garanti non pongano in essere, operazioni di fusione, scissione, scorporo di partecipazioni, conferimento in natura di partecipazioni, ristrutturazioni societarie o ogni altro tipo di riorganizzazione societaria relativi ai Garanti.

Per tutta la durata del Prestito Obbligazionario 2015–2022 l’Emittente si è impegnata altresì a non concedere, e a far sì che i Garanti non concedano, pegni, ipoteche o altre garanzie reali sui propri beni presenti e futuri, materiali ed immateriali, sui propri crediti, sulle proprie partecipazioni, ovvero garanzie personali e impegni di ogni genere iscritti o iscrिवibili nei conti d’ordine che diano o possano dare luogo ad un esborso di denaro (le “**Garanzie Reali e Personali**”). Si segnala che per quanto attiene l’Emittente e AER, l’impegno che precede si applica solo con riferimento a pegni, ipoteche o altre garanzie reali su Renergy San Marco, Licodia, WPS e Minerva e sui Beni riferibili alle stesse, e non su altri beni dell’Emittente o di AER. Sono fatte salve (a) le Garanzie Reali e Personali esistenti alla data di emissione del Prestito Obbligazionario 2015–2022; (b) le Garanzie Reali e Personali previste per legge o derivanti da sentenze o altri provvedimenti dell’autorità giudiziaria o amministrativa, (c) le Garanzie Reali e Personali necessarie ai fini dell’esercizio dell’ordinaria attività di impresa nel settore della produzione di energie da fonti rinnovabili ai sensi della normativa applicabile a tale settore e secondo la prassi contrattuale applicata ai fini del rilascio di concessioni o autorizzazioni, all’esercizio dell’impianto eolico o al rilascio di garanzie di esatto adempimento delle obbligazioni contrattuali assunte ai fini dell’esercizio della suddetta attività (*contractual bonds, bid bonds, performance bonds et similia*) e (d) le Garanzie Reali e Personali che siano concesse per debiti finanziari contratti successivamente alla data di godimento del prestito, a condizione che le medesime Garanzie Reali e Personali siano concesse *pari passu* a garanzia delle obbligazioni dell’Emittente o dei Garanti, a seconda dei casi, derivanti dal Prestito Obbligazionario 2015–2022.

Inoltre, l’Emittente si è impegnata a far sì che Renergy San Marco, Licodia, WPS e Minerva non assumano indebitamento finanziario per un ammontare complessivo, riferito a ciascuna società, superiore ad Euro 250.000.

Ai sensi del Prestito Obbligazionario 2015–2022, l’Emittente non potrà distribuire dividendi o riserve di utili eccedenti un ammontare annuo pari al 50% dell’utile netto di gruppo risultante dal bilancio consolidato dell’Emittente approvato in ciascun esercizio nel corso della durata del Prestito Obbligazionario 2015–2022 (il “**Cap Annuale**”).

Resta salva la facoltà dell’Emittente di distribuire ulteriori dividendi o riserve di utili fino all’importo massimo complessivo di Euro 14 milioni a valere sull’intera durata del Prestito Obbligazionario 2015–2022 (i) a condizione che risulti un miglioramento di Euro 2 milioni dell’indebitamento finanziario contabile al netto dei derivati rispetto all’esercizio precedente a quello in riferimento al quale l’Emittente intenda distribuire gli utili o le riserve di utili e (ii) nei limiti di un massimo di Euro 2 milioni per ciascun esercizio (il “**Cap Addizionale**”).

Resta ferma la facoltà per l’Emittente di distribuire gli utili e le riserve eventualmente non distribuiti negli esercizi precedenti e che sarebbero stati distribuibili in quanto non eccedenti l’ammontare del *Cap Annuale* o del *Cap Addizionale*, in ciascun caso calcolato con riferimento a ciascun esercizio e, solo con riferimento al *Cap Annuale*, sottraendo eventuali perdite di esercizio occorse in esercizi successivi.

Il rimborso deve essere effettuato entro trenta giorni lavorativi successivi all’incasso dei Proventi da Cessione da parte dell’Emittente o dei Garanti.

L’Emittente è tenuto al rimborso anticipato obbligatorio

- (i) in caso di inadempimento degli obblighi precedentemente descritti e
- (ii) nel caso in cui, al 31 dicembre di ciascun anno, il rapporto tra l’indebitamento finanziario contabile al netto dei derivati ed il patrimonio netto al netto dei derivati sia entro un valore superiore a 2,

qualora non sia posto rimedio all’inadempimento entro trenta giorni lavorativi a partire dalla prima tra la data di comunicazione al rappresentante comune relativa all’inadempimento e la data in cui il rappresentante comune venga a conoscenza dell’inadempimento stesso.

Al 31 dicembre 2017 gli obblighi di cui al precedente punto (i) e il parametro di cui al precedente punto (ii) risultavano rispettati.

Inoltre, il regolamento del Prestito Obbligazionario 2015–2022 prevede che a decorrere dal 12 febbraio 2018 l’Emittente abbia la facoltà di procedere al rimborso anticipato totale o parziale del Prestito. Al riguardo si segnala che non è consentito un rimborso parziale se, a seguito dello stesso, non risultino soddisfatti i requisiti minimi richiesti di tempo in tempo da Borsa Italiana al fine del mantenimento della quotazione delle obbligazioni sul MOT.

Si riporta di seguito il prezzo di rimborso (espresso come percentuale della quota del valore nominale oggetto di rimborso), maggiorato degli interessi maturati e non ancora pagati sulle obbligazioni rimborsate alla data di rimborso.

Periodo in cui è effettuato il rimborso	Prezzo di rimborso
Fra il 12.2.2018 e l'11.2.2019	103%
Fra il 12.2.2019 e l'11.2.2020	102%
Fra il 12.2.2020 e l'11.2.2021	101%
Successivamente all'11.2.2021	100%

Si segnala che nei casi di rimborso anticipato parziale, il rimborso avverrà *pari passu pro quota*.

Per la tutela degli interessi comuni degli Obbligazionisti si applicano le disposizioni di cui agli art. 2415 e seguenti del Codice Civile.

Ai sensi dell'art. 2415 del Codice Civile, l'assemblea degli Obbligazionisti delibera:

- (a) sulla nomina e sulla revoca del rappresentante comune;
- (b) sulle modifiche delle condizioni del Prestito diverse da quelle indicate nel primo paragrafo dell'art. 12 del regolamento del Prestito Obbligazionario 2015-2022;
- (c) sulla proposta di amministrazione straordinaria e di concordato;
- (d) sulla costituzione di un fondo per le spese necessarie alla tutela dei comuni interessi e sul rendiconto relativo;
- (e) sugli altri oggetti di interesse comune degli obbligazionisti.

Il rappresentante comune in carica per i primi tre esercizi decorrenti dalla data di godimento del prestito, è stato individuato, ai sensi del Regolamento del Prestito, in Istifid S.p.A. - Società Fiduciaria e di Revisione.

15.3 Contratti di *project financing* dei Parchi Eolici del Gruppo

Il Gruppo ha storicamente fatto ricorso a finanziamenti di tipo *project financing* per i propri impianti. Tali contratti prevedono che i flussi di cassa generati dal progetto finanziato siano vincolati a servizio del rimborso dei finanziamenti e includono, generalmente, ulteriori garanzie (volte a tutelare il rimborso delle somme oggetto del finanziamento) sul capitale sociale o sui beni mobili e immobili della relativa società progetto o sui contratti di progetto.

I contratti di *project financing* sono generalmente stipulati dalla relativa banca finanziatrice all'esito di estese procedure di controllo legale, finanziario, tecnico e assicurativo, della preparazione di un *business plan* e di una valutazione di produzione, forniti da consulenti esterni, e includono clausole abituali per contratti di questo tipo, quali restrizioni alla distribuzione di dividendi relazioni sui risultati e bilanci e obblighi di mantenimento di *ratio* finanziari soggetti a verifica periodica.

Inoltre, i contratti di *project financing* prevedono una serie di ipotesi di rimborso anticipato obbligatorio *standard* per questo tipo di contratti, tra le quali il c.d. *Cash Sweep*, come meglio descritto nel prosieguo per ciascun contratto di finanziamento. Si segnala che, fatto salvo quanto indicato di seguito con riferimento al finanziamento in *project financing* relativo ad Ordon Energia S.r.l., alla Data del Documento di Registrazione, tutte le clausole che comportano limitazioni, impegni ovvero obblighi per la società finanziata sono adeguatamente rispettate e non sussistono i presupposti per l'attivazione di clausole di *default* ovvero che possano comportare la decadenza dal beneficio del termine con riferimento ai contratti di finanziamento in essere stipulati sia dalle SPV consolidate integralmente, sia dalle SPV in *joint venture* consolidate secondo il metodo del patrimonio netto ai sensi del principio IFRS 11. Al 31 dicembre 2017 il parametro finanziario del DSCR relativo al finanziamento stipulato da Ordon Energia S.r.l. non risultava rispettato. Pertanto, nel gennaio 2018 Ordon Energia S.r.l. ha ricevuto da parte delle banche finanziatrici il *waiver* per il mancato rispetto del parametro del DSCR, risolutivamente condizionato all'effettuazione di distribuzioni di dividendi a favore del socio unico AER (società a sua volta interamente controllata da Alerion) da parte di Ordon Energia S.r.l. con riferimento all'esercizio 2018. In ragione del fatto che Alerion detiene indirettamente, tramite AER, l'intero capitale sociale di Ordon Energia S.r.l., tale evento ricade sotto il controllo del Consiglio di Amministrazione dell'Emittente.

Si segnala che i contratti di *project financing* non prevedono clausole di *cross-default* che coinvolgano AER ovvero la Società. Inoltre l'indebitamento riferibile alle SPV, incluse le SPV non consolidate, derivante da *project financing* non è assistito da garanzie personali prestate da Alerion o da società del Gruppo Alerion.

Si riporta di seguito una sintetica descrizione dei principali contratti di *project financing* stipulati da società del Gruppo e in essere alla Data del Documento di Registrazione.

15.3.1 Project financing relativo a Ordon

In data 27 settembre 2007 Ordon Energia S.r.l. ("**Ordon SPV**") (la società che gestisce il Parco Eolico di Ordon, di cui l'Emittente detiene indirettamente, tramite AER, l'intero capitale sociale) ha sottoscritto, in qualità di parte finanziata, un contratto di finanziamento (come successivamente modificato il 24 aprile 2008, il "**Contratto di Finanziamento Ordon**") Banca Infrastrutture Innovazione e Sviluppo S.p.A., Centrobanca – Banca di Credito Finanziario e Mobiliare S.p.A., Efibanca S.p.A., Interbanca S.p.A. e Natixis S.A. per un importo originario complessivo pari a Euro 69.000.000, suddiviso in due linee di credito, una delle quali per un importo originario complessivo pari a Euro 63,5 milioni (la "**Linea Base Ordon**") e la cui data di rimborso finale è il 30 giugno 2025 (il "**Finanziamento Ordon**").

Al 31 dicembre 2017, il valore contabile residuo iscritto in bilancio del Finanziamento Ordon era pari a Euro 37.307 migliaia.

Interessi

Il tasso di interesse a valere sul Finanziamento Ordon è pari all'Euribor a sei mesi applicabile più uno *spread* variabile tra 105 e 120 punti base per anno, a seconda del livello del valore medio del

Debt Service Coverage Ratio Storico Medio e del valore del *Debt Service Coverage Ratio* Prospettico Medio.

In caso di ritardo nel pagamento di qualsiasi somma dovuta ai sensi del Contratto di Finanziamento Ordona, Ordona SPV dovrà corrispondere gli interessi di mora calcolati ad un tasso pari al tasso di interesse sopra descritto maggiorato di 150 punti base per anno.

Garanzie reali

Il Finanziamento Ordona è assistito dalle seguenti garanzie reali:

- (i) un privilegio speciale in conformità all'art. 46 del D. Lgs. n. 385/1993, su tutti i beni mobili presenti o futuri, destinati all'esercizio dell'impresa non iscritti in pubblici registri (come ad esempio impianti, opere, macchinari e materie prime) di Ordona SPV;
- (ii) un'ipoteca di primo grado sull'immobile di Ordona SPV sito a Ordona (FG);
- (iii) un pegno sui crediti di Ordona SPV derivanti da determinati contratti di progetto relativi al Parco Eolico di Ordona (tra i quali, contratto di fornitura, contratto di O&M, accordi di allacciamento e contratto relativo alle opere di elettrificazione) e relative garanzie che li assistono;
- (iv) appendici di vincolo sulle polizze assicurative relative al Parco Eolico di Ordona in base alle quali ogni somma corrisposta dalla compagnia di assicurazione è vincolata a favore delle banche finanziatrici;
- (v) un pegno sul 100% del capitale sociale di Ordona SPV;
- (vi) un pegno su tutti i conti correnti bancari di Ordona SPV, fatta eccezione per il conto denominato "Conto Distribuzioni";
- (vii) un "Accordo di regolamentazione del conto proprietà Certificati Verdi" ai sensi del quale il conto proprietà di Ordona SPV è stato vincolato a favore delle banche finanziatrici e pertanto le transazioni a valere sul conto proprietà sono condizionate al consenso e all'informazione delle banche finanziatrici; e
- (viii) un pegno sui crediti derivanti dai finanziamenti infragruppo concessi da AER ai sensi del contratto stipulato tra Ordona SPV, AER e la banca agente.

Impegni di subordinazione del socio

In relazione al Contratto di Finanziamento Ordona, AER, in qualità di socio unico, ha assunto l'impegno di subordinare al Finanziamento Ordona ogni finanziamento infragruppo presente e futuro concesso dal socio a Ordona SPV. Per maggiori informazioni sui finanziamenti infragruppo si rinvia al successivo Paragrafo 15.5, del Documento di Registrazione.

Impegni e obblighi

Il Contratto di Finanziamento Ordonà contiene alcune dichiarazioni e garanzie nonché taluni impegni, ivi inclusi *negative pledge* sui beni di Ordonà SPV, in linea con la prassi di mercato prevalente per accordi analoghi.

In particolare, oltre a quelli sopra indicati, sono previsti:

- (A) obblighi informativi, tra i quali:
 - (i) consegna del bilancio entro 30 giorni dalla data di approvazione dello stesso da parte dell'assemblea;
 - (ii) consegna della situazione patrimoniale, economico, finanziaria entro 30 giorni dalla data di approvazione della stessa da parte del consiglio di amministrazione;
 - (iii) comunicare immediatamente qualsiasi peggioramento sostanziale della propria situazione patrimoniale, economica, finanziaria, amministrativa e giuridica;
 - (iv) informare circa qualsiasi convocazione di assemblea e fornire copia dei verbali della stessa non appena disponibili.

- (B) obblighi di carattere generale relativi al Parco Eolico di Ordonà, tra i quali:
 - (i) mantenere e far mantenere tutti gli edifici, costruzioni e macchinari in buono stato e secondo la prassi industriale;
 - (ii) gestire il Parco Eolico con diligenza sostanzialmente nel rispetto di tutte le leggi e regolamenti applicabili;
 - (iii) assicurare, per quanto di sua competenza, la regolarità delle forniture necessarie all'esercizio e alla produttività del Parco Eolico;
 - (iv) mantenere un adeguato magazzino ricambi.

Il Contratto di Finanziamento Ordonà prevede inoltre alcuni impegni concernenti AER e l'Emittente, incluso l'impegno dell'Emittente, contenuto in una lettera separata sottoscritta dall'Emittente con le banche in data 27 maggio 2008, a mantenere per l'intera durata del Finanziamento Ordonà una partecipazione indiretta pari ad almeno il 51% del capitale sociale di Ordonà SPV.

Eventi di inadempimento e cross-default

Il Contratto di Finanziamento Ordonà prevede una lista di eventi di *default* standard per questo tipo di contratti, al verificarsi dei quali le rispettive banche finanziatrici avranno il diritto a dichiarare la relativa società progetto decaduta dal beneficio del termine ovvero il diritto di risolvere il, o di recedere dal, contratto, con conseguente obbligo di integrale rimborso del finanziamento entro il termine stabilito. Tra questi si evidenzia in particolare, il mancato rispetto dei seguenti parametri finanziari la cui rilevazione è effettuata il 30 giugno e il 31 dicembre di ogni anno (ciascuna una "**Data di Calcolo Ordonà**"):

- *Debt Service Coverage Ratio* Storico (“**DSCR Storico**” ossia il rapporto tra (a) i flussi di cassa da attività operative derivanti dal Parco Eolico di Ordonà e (b) gli importi dovuti e in essere ai sensi del Finanziamento Ordonà, l’indebitamento consentito e i contratti di copertura): inferiore o pari a 1,05; oppure
- *Loan Life Coverage Ratio* (“**LLCR**” ossia il rapporto tra (a) i flussi di cassa scontati (con un rapporto pari al tasso di interesse ai sensi del Finanziamento Ordonà) derivanti da attività operative del Parco Eolico di Ordonà e (b) gli importi prelevati ai sensi della Linea Base e non ancora rimborsati): inferiore o pari a 1,2.

Si segnala che al 31 dicembre 2017 i predetti parametri finanziari non risultavano rispettati. Pertanto, nel gennaio 2018 Ordonà Energia S.r.l. ha ricevuto da parte delle banche finanziatrici il *waiver* per il mancato rispetto del parametro del DSCR, risolutivamente condizionato all’effettuazione di distribuzioni di dividendi a favore del socio unico AER (società a sua volta interamente controllata da Alerion) da parte di Ordonà SPV con riferimento all’esercizio 2018. In ragione del fatto che Alerion detiene indirettamente, tramite AER, l’intero capitale sociale di Ordonà Energia S.r.l., tale evento ricade sotto il controllo del Consiglio di Amministrazione dell’Emittente.

Inoltre, il Contratto di Finanziamento Ordonà prevede tra gli eventi di *default* l’ipotesi di *cross-default* che si verifica nel caso in cui:

- il pagamento di tutte le categorie di debito o di alcune di esse venga interrotto da parte della parte finanziata, dall’Emittente e da AER; e
- qualsiasi indebitamento finanziario della parte finanziata venga dichiarato o diventi altrimenti esigibile prima della scadenza prevista.

Il Contratto di Finanziamento Ordonà prevede anche altri eventi di inadempimento *standard* nella prassi di mercato (tra cui mancato pagamento di quanto dovuto ai sensi del Contratto di Finanziamento Ordonà e/o dei documenti ad esso connessi, inadempimento da parte di Ordonà SPV agli obblighi assunti ai sensi del Contratto di Finanziamento Ordonà, il verificarsi di situazioni di insolvenza in capo a, *inter alia*, Ordonà SPV, l’Emittente, AER e il fornitore delle Turbine Eoliche, la distruzione totale del Parco Eolico di Ordonà o l’interruzione della sua attività per un periodo superiore a quello coperto dalle polizze assicurative), la maggior parte dei quali è soggetta, secondo i casi, a soglie di rilevanza e ad altri requisiti, eccezioni e/o periodi di tolleranza in linea con la prassi di mercato prevalente per accordi analoghi. Con riferimento all’insolvenza del fornitore delle Turbine Eoliche, si segnala che il verificarsi di tale circostanza era limitato ad un periodo di 24 mesi dalla data di messa in servizio, ovvero, in caso di ritardo, ad un periodo di 36 mesi dalla data di fornitura di ciascuna Turbina e pertanto, alla Data del Documento di Registrazione, tale previsione non risulta più applicabile.

Al verificarsi di tali eventi che non vengano sanati entro 15 giorni lavorativi, le banche finanziatrici potrebbero richiedere il rimborso anticipato del Finanziamento Ordonà esclusivamente alla stessa SPV Ordonà.

Rimborso anticipato

Il Contratto di Finanziamento Ordonà prevede il rimborso anticipato obbligatorio, parziale o totale, a seconda dei casi, del Finanziamento Ordonà al verificarsi di determinati eventi (come ad esempio il pagamento di indennizzi assicurativi superiori a Euro 150.000 e indennizzi di altro genere superiori a Euro 100.000 o di penali per ridotte *performance* del Parco Eolico di Ordonà, nella misura in cui gli stessi non vengano utilizzati per il ripristino del relativo danno).

Il Contratto di Finanziamento Ordonà prevede inoltre, come caso di rimborso anticipato obbligatorio, l'ipotesi c.d. di *Cash Sweep* che si verifica, qualora (i) a ciascuna Data di Calcolo Ordonà il DSCR Storico sia inferiore a 1,1; in tal caso, Ordonà SPV sarà tenuta a rimborsare il Finanziamento Ordonà alla successiva data di rimborso della Linea Base Ordonà per un importo pari al 100% dell'eccesso di cassa (equivalente alla cassa disponibile di Ordonà SPV al netto di alcune somme, ivi incluse quelle a sostegno dei costi operativi da sostenersi entro un certo lasso temporale per il rimborso anticipato del Finanziamento Ordonà); e (ii) si verifichi un mutamento normativo che comporti una modifica del meccanismo di vendita dei certificati verdi che abbia l'effetto di determinare una diminuzione del DSCR Prospettico Medio; in tal caso Ordonà SPV sarà tenuta a (a) chiedere ad AER, entro 5 giorni lavorativi dalla determinazione del DSCR Prospettico Medio, di fornire a Ordonà SPV apporti di capitale o finanziamenti infragruppo; e (b) rimborsare il Finanziamento Ordonà alla successiva data di rimborso della Linea Base Ordonà per un importo sufficiente a ristabilire il relativo parametro. Si segnala che la transizione dal sistema dei certificati verdi verso il meccanismo delle tariffe incentivanti non ha avuto effetti negativi sull'attività del Gruppo.

In aggiunta a quanto precede, il Contratto di Finanziamento Ordonà prevede che i proventi derivanti dagli atti di disposizione consentiti (per tali intendendosi ogni atto di disposizione, totale o parziale, di diritti reali di cui Ordonà SPV sia titolare di valore non superiore a Euro 20.000) dovranno essere destinati al rimborso anticipato del Finanziamento Ordonà.

Il Contratto di Finanziamento Ordonà prevede inoltre la possibilità per Ordonà SPV di rimborsare volontariamente e anticipatamente, in modo parziale o totale il Finanziamento Ordonà, in coincidenza con una delle date in cui devono essere corrisposti gli interessi, senza il pagamento di alcuna penale o onere aggiuntivo. In caso di rimborso non in coincidenza con una di tali date, Ordonà SPV dovrà corrispondere i costi di rottura; in particolare, qualora Ordonà SPV intenda procedere con un rimborso anticipato volontario ad una data diversa da una delle date di pagamento previste dal Finanziamento Ordonà dovrà corrispondere, oltre agli interessi maturati, alle commissioni ed alle altre somme eventualmente dovute ai sensi del Finanziamento Ordonà, un indennizzo pari alla differenza, se positiva, tra: (i) gli interessi contrattuali, che, qualora non avesse avuto luogo il rimborso anticipato, sarebbero maturati a favore delle banche sul capitale rimborsato anticipatamente tra la data di rimborso anticipato e la data di pagamento interessi immediatamente successiva ai sensi del Finanziamento Ordonà e (ii) la somma calcolata applicando sullo stesso importo capitale e per lo stesso periodo un tasso pari al tasso di reimpiego della banca agente al momento del rimborso anticipato volontario.

Sono inoltre previste soglie minime e periodi di preavviso per esercitare il rimborso anticipato volontario.

Legge applicabile

Il Finanziamento Ordonà è disciplinato dalla legge italiana.

15.3.2 Project financing relativo a Callari

In data 2 agosto 2007 Callari S.r.l. ("**Callari SPV**") (la società che gestisce il Parco Eolico di Vizzini e Mineo (CT), di cui l'Emittente detiene indirettamente, tramite AER, l'intero capitale sociale) ha sottoscritto, in qualità di parte finanziata, un contratto di finanziamento (come successivamente modificato il 14 marzo 2008 e il 23 gennaio 2014 il "**Contratto di Finanziamento Callari**") MPS Capital Services Banca per le Imprese S.p.A., Interbanca S.p.A. e Banco Bilbao Vizcaya Argentaria S.A. per un importo originario complessivo pari a Euro 63.000.000, suddiviso in due linee di credito, una delle quali per un importo originario complessivo pari a Euro 57.750 milioni (la "**Linea Base Callari**") risulta ancora in essere e la cui data di rimborso finale è il 30 giugno 2024 (il "**Finanziamento Callari**").

Al 31 dicembre 2017, il valore contabile residuo iscritto in bilancio del Finanziamento Callari era pari a Euro 28.169 migliaia.

Interessi

Il tasso di interesse a valere sul Finanziamento Callari è pari all'Euribor a 6 mesi applicabile più uno *spread* variabile tra 105 e 120 punti base per anno, a seconda del livello del valore medio del *Debt Service Coverage Ratio* Storico Medio e del valore del *Debt Service Coverage Ratio* Prospettico Medio.

In caso di ritardo nel pagamento di qualsiasi somma dovuta ai sensi del Contratto di Finanziamento Callari, Callari SPV dovrà corrispondere gli interessi di mora calcolati ad un tasso pari al tasso di interesse sopra descritto maggiorato di 150 punti base per anno.

Garanzie reali

Il Finanziamento Callari è assistito dalle seguenti garanzie reali:

- (i) un privilegio speciale *ex* articolo 46 del D. Lgs. n. 385/1993 su tutti i beni mobili, presenti o futuri, destinati all'esercizio dell'impresa non iscritti in pubblici registri (come ad esempio impianti, opere, macchinari e materie prime) di Callari SPV;
- (ii) un'ipoteca di primo grado sull'immobile di Callari SPV sito a Vizzini e Mineo (CT);
- (iii) un pegno sui crediti di Callari SPV derivanti da determinati contratti di progetto relativi al Parco Eolico di Callari (tra i quali, contratto di fornitura, convenzione con il Comune di Vizzini, accordi di allacciamento e contratto relativo alle opere elettriche) e relative garanzie che li assistono;

- (iv) appendici di vincolo sulle polizze assicurative relative al Parco Eolico di Callari in base alle quali ogni somma corrisposta dalla compagnia di assicurazione è vincolata a favore delle banche finanziatrici;
- (v) un pegno sul 100% del capitale sociale di Callari SPV;
- (vi) un pegno su tutti i conti correnti bancari di Callari SPV, fatta eccezione per il conto denominato "Conto Distribuzioni";
- (vii) un "Accordo di regolamentazione del conto proprietà certificati verdi" ai sensi del quale il conto proprietà di Callari è stato vincolato a favore delle banche finanziatrici e pertanto le transazioni a valere sul conto proprietà sono condizionate al consenso e all'informazione delle banche finanziatrici;
- (viii) un pegno sui crediti derivanti dai finanziamenti infragruppo concessi da AER ai sensi del contratto stipulato tra Callari SPV, AER e le banche finanziatrici.

Impegni di subordinazione del socio

In relazione al Contratto di Finanziamento Callari, AER, in qualità di socio unico, ha assunto l'impegno di subordinare al Finanziamento Callari ogni finanziamento infragruppo presente e futuro concesso dal socio a favore di Callari SPV. Per maggiori informazioni sui finanziamenti infragruppo si rinvia al successivo Paragrafo 15.5, del Documento di Registrazione.

Impegni e obblighi

Il Contratto di Finanziamento Callari contiene alcune dichiarazioni e garanzie, nonché taluni impegni, ivi inclusi impegni di *negative pledge* sui beni di Callari SPV, in linea con la prassi di mercato prevalente per accordi analoghi.

In particolare, oltre a quelli indicati sopra, sono previsti:

- (A) obblighi informativi, tra i quali:
 - (i) consegna del bilancio entro 30 giorni dalla data di approvazione dello stesso da parte dell'assemblea e comunque non oltre il 30 luglio dell'anno immediatamente successivo all'esercizio di riferimento;
 - (ii) consegna della situazione patrimoniale economico finanziaria entro 30 giorni dalla data di approvazione della stessa da parte dell'organo amministrativo;
 - (iii) comunicare immediatamente qualsiasi peggioramento sostanziale della propria situazione patrimoniale, economica, finanziaria, amministrativa e giuridica;
 - (iv) comunicare qualsiasi modifica o sostituzione degli impianti o degli altri beni di Callari SPV sottoposti a privilegio speciale; e
- (B) obblighi di carattere generale relativi al Parco Eolico di Callari, tra i quali:

- (i) gestire il Parco Eolico con diligenza sostanzialmente nel rispetto di tutte le leggi e regolamenti applicabili;
- (ii) non modificare l'oggetto sociale o svolgere altra attività se non quella relativa al Parco Eolico;
- (iii) non dar corso o partecipare ad operazioni straordinarie sul proprio capitale sociale o beni;
- (iv) mantenere in piena validità ed efficacia le autorizzazioni in relazione al Parco Eolico.

Il Contratto di Finanziamento Callari prevede inoltre alcuni impegni concernenti AER e l'Emittente, incluso l'impegno dell'Emittente, contenuto in una lettera separata sottoscritta dall'Emittente a mantenere per l'intera durata del Finanziamento Callari una partecipazione diretta o indiretta in Callari pari al 51% del capitale sociale.

Eventi di inadempimento e cross-default

Il Contratto di Finanziamento Callari prevede una lista di eventi di *default* standard per questo tipo di contratti, al verificarsi dei quali le rispettive banche finanziatrici avranno il diritto a dichiarare la relativa società progetto decaduta dal beneficio del termine ovvero il diritto di risolvere il, o di recedere dal, contratto, con conseguente obbligo di integrale rimborso del finanziamento entro il termine stabilito. Tra questi si evidenzia in particolare, il mancato rispetto dei seguenti parametri finanziari il 30 giugno e il 31 dicembre di ogni anno (ciascuna una "Data di Calcolo Callari"):

- *Debt Service Coverage Ratio* Storico ("DSCR Storico" ossia il rapporto tra (a) i flussi di cassa da attività operative derivanti dal Parco Eolico di Callari e (b) gli importi dovuti e in essere ai sensi del Finanziamento Callari, l'indebitamento consentito e i contratti di copertura) inferiore o pari a 1,05; oppure
- *Loan Life Coverage Ratio* ("LLCR" ossia il rapporto tra (a) i flussi di cassa scontati (con un rapporto pari al tasso di interesse ai sensi del Finanziamento Callari) derivanti da attività operative del Parco Eolico di Callari e (b) gli importi prelevati ai sensi della Linea Base Callari e non ancora rimborsati): inferiore o pari a 1,20.

Al 31 dicembre 2017 i predetti parametri finanziari risultavano rispettati.

Inoltre, il Contratto di Finanziamento Callari prevede tra gli eventi di *default* l'ipotesi di *cross-default* che si verifica nel caso in cui:

- (i) il pagamento di tutte le categorie di debito o di alcune di esse venga interrotto da parte della parte finanziata, dall'Emittente e da AER; e
- (ii) qualsiasi indebitamento finanziario della parte finanziata venga dichiarato o diventi altrimenti esigibile prima della scadenza prevista.

Il Contratto di Finanziamento Callari prevede anche altri eventi di inadempimento *standard* nella prassi di mercato (tra cui mancato pagamento di quanto dovuto ai sensi del Contratto di

Finanziamento Callari e/o dei documenti ad esso connessi, inadempimento da parte di Callari SPV agli obblighi assunti ai sensi del Contratto di Finanziamento Callari, il verificarsi di situazioni di insolvenza in capo a, *inter alia*, Callari SPV, l'Emittente, AER e il fornitore delle Turbine Eoliche, la distruzione totale del Parco Eolico di Callari o l'interruzione della sua attività per un periodo superiore a quello coperto dalle polizze assicurative), la maggior parte dei quali è soggetta, secondo i casi, a soglie di rilevanza e ad altri requisiti, eccezioni e/o periodi di tolleranza in linea con la prassi di mercato prevalente per accordi analoghi. Con riferimento all'insolvenza del fornitore delle Turbine Eoliche, si segnala che il verificarsi di tale circostanza era limitato ad un periodo di 2 anni dalla data di entrata in esercizio di ciascuna Turbina; in caso di ritardo da parte del fornitore, il periodo di 2 anni decorre trascorsi 5 giorni dall'installazione della Turbina. Pertanto, alla Data del Documento di Registrazione, tale previsione non risulta più applicabile.

Al verificarsi di tali eventi, le banche finanziatrici potrebbero richiedere il rimborso anticipato del Finanziamento Callari esclusivamente a SPV Callari.

Rimborso anticipato

Il Contratto di Finanziamento Callari prevede il rimborso anticipato, parziale o totale, a seconda dei casi, del Finanziamento Callari al verificarsi di determinati eventi (come ad esempio il pagamento di indennizzi assicurativi superiori a Euro 150.000 e indennizzi di altro superiori a Euro 100.000 o di penali per ridotte performance del Parco Eolico di Callari, nella misura in cui gli stessi non vengano utilizzati per il ripristino del relativo danno).

Il Contratto di Finanziamento Callari prevede inoltre, come caso di rimborso anticipato obbligatorio, l'ipotesi c.d. di *Cash Sweep* che si verifica qualora a ciascuna Data di Calcolo Callari, il DSCR Storico sia inferiore a 1,1. In tal caso, Callari SPV sarà tenuta a rimborsare il Finanziamento Callari alla successiva data di pagamento della Linea Base Callari per un importo pari al 100% dell'eccesso di cassa (equivalente alla cassa disponibile di Callari SPV al netto di alcune somme, ivi incluse quelle a sostegno dei costi operativi da sostenersi entro un certo lasso temporale per il rimborso anticipato del Finanziamento Callari).

In aggiunta a quanto precede, il Contratto di Finanziamento Callari prevede che i proventi derivanti dagli atti di disposizione consentiti (per tali intendendosi ogni atto di disposizione, totale o parziale, di diritti reali di cui Callari SPV sia titolare di valore non superiore a Euro 50.000) dovranno essere destinati al rimborso anticipato del Finanziamento Callari.

Il Contratto di Finanziamento Callari prevede inoltre la possibilità per Callari di rimborsare volontariamente e anticipatamente, in modo parziale o totale il Finanziamento Callari, in coincidenza con una delle date in cui devono essere corrisposti gli interessi, senza il pagamento di alcuna penale o onere aggiuntivo. In caso di rimborso non in coincidenza con una di tali date, Callari dovrà corrispondere i costi di rottura. Sono inoltre previste soglie minime e periodi di preavviso per esercitare il rimborso anticipato volontario.

Legge applicabile

Il Finanziamento Callari è disciplinato dalla legge italiana.

15.3.3 Project financing relativo a Krupen

In data 17 dicembre 2010 Wind Energy EOOD, Wind Systems EOOD, Wind Stream EOOD e Wind Power 2 EOOD (le società che gestiscono il Parco Eolico di Krupen, tutte costituite ai sensi delle leggi della Bulgaria) hanno sottoscritto ciascuna un contratto di finanziamento con DEG—DEUTSCHE INVESTITIONS—UND ENTWICKLUNGSGESELLSCHAFT MBH (“**DEG**”), un istituto finanziario costituito ed esistente ai sensi delle leggi della Repubblica Federale Tedesca, ciascuna per un importo complessivo di Euro 2.875.000,00 composti da due linee (come successivamente modificati il 6 maggio 2011, i “**Contratti di Finanziamento Krupen**”):

- (i) una linea fino a un importo di Euro 1.437.500,00 (la cosiddetta “*Tranche A*”) da rimborsare il 15 dicembre 2022; e
- (ii) una linea fino a un importo di Euro 1.437.500,00 (la cosiddetta “*Tranche B*”) da rimborsare il 15 dicembre 2022.

Al 31 dicembre 2017, il valore contabile residuo iscritto in bilancio dei Contratti di Finanziamento Krupen era pari a Euro 4.808 migliaia.

Interesse

Per un periodo di dieci anni l’interesse su ciascun finanziamento dei Contratti di Finanziamento Krupen sarà pari all’Euribor a 6 mesi più 475 punti base per anno. L’interesse di mora sarà pari all’interesse applicabile più 200 pb per anno calcolato dalla data in cui gli interessi erano dovuti fino alla data del pagamento effettivo.

Garanzie reali

I Contratti di Finanziamento Krupen sono assistiti dalle seguenti garanzie reali:

- (i) un pegno:
 - sui crediti derivanti dai conti della parte finanziata, sul DSRA (ossia il conto di riserva costituito ai sensi di ciascuno dei Contratti di Finanziamento Krupen a copertura del pagamento rapporto di debito per un periodo di sei mesi) e su qualsiasi altro conto corrente bancario della parte finanziata in essere in qualsiasi momento dopo la data del finanziamento per il progetto Krupen WEE;
 - sui crediti presenti e futuri della parte finanziata derivanti da qualsiasi contratto e assicurazione relativi ai Parchi Eolici di Krupen;
 - sui crediti della parte finanziata derivanti da qualsiasi polizza assicurativa stipulata dal medesimo; e
 - sui crediti della parte finanziata derivanti da qualsiasi accordo per l’acquisto di energia elettrica stipulato dal medesimo;
- (ii) un pegno di primo grado sull’azienda della parte finanziata, definita come insieme di diritti, obblighi e rapporti effettivi con riferimento specifico ai terreni, a tutte le attrezzature fissate

ai terreni e altre attrezzature fondamentali con un valore di acquisto individuale superiore a Euro 100.000,00 (o il suo equivalente); e

(iii) un pegno sulle azioni rappresentanti il 100% del capitale sociale di ciascuna parte finanziata.

Ciascuno dei suddetti accordi di garanzia è retto dalle leggi della Bulgaria.

Impegni

Ciascun Contratto di Finanziamento Krupen comprende clausole e impegni in linea con la prassi di mercato prevalente per accordi analoghi. Con riferimento agli impegni di natura finanziaria, ai sensi di ciascuno dei Contratti di finanziamento relativi al progetto Krupen, la parte finanziata si è impegnata a mantenere i seguenti rapporti finanziari (da calcolarsi sempre su base consolidata con ciascuno degli altri mutuatari):

- Rapporto capitale proprio/attività totali: non inferiore al 34%;
- *Debt Service Coverage Ratio* Storico (ossia il rapporto tra (a) il flusso di cassa consolidato disponibile per il pagamento della quota capitale del debito, come definito in ciascuno dei Contratti di Finanziamento Krupen e (b) il debito consolidato della quota capitale dei finanziamenti, come definito in ciascuno dei Contratti di Finanziamento Krupen): non inferiore a 1,1;
- *Debt Service Coverage Ratio* Storico, incluso il DSRA, (ossia il rapporto tra (a) il flusso di cassa consolidato disponibile per il pagamento della quota capitale del debito più il saldo del DSRA per il relativo periodo, come definito in ciascuno dei Contratti di Finanziamento Krupen e (b) il debito consolidato della quota capitale dei finanziamenti, come definito in ciascuno dei Contratti di Finanziamento Krupen): non inferiore a 1,4.

Al 31 dicembre 2017 i predetti parametri risultavano rispettati.

Dichiarazioni e garanzie: impegni informativi

Ciascuna parte finanziata ha fornito una serie di dichiarazioni e garanzie usuali per la prassi di mercato oltre a usuali impegni informativi.

In particolare tra gli obblighi informativi di ciascuna parte finanziata:

- (i) consegna delle scritture contabili annuali entro 6 mesi dalla data di conclusione del relativo periodo di esercizio;
- (ii) comunicare prontamente qualsiasi azione legale o altro evento che possa avere un rilevante impatto negativo sulla relativa parte finanziata;
- (iii) comunicare il verificarsi di un inadempimento o il potenziale insorgere dello stesso;
- (iv) comunicare prontamente qualsiasi modifica dei documenti costitutivi di ciascuna parte finanziata o qualsiasi operazione che comporti un cambio diretto o indiretto della compagine societaria di ciascuna parte finanziata.

Tra gli impegni previsti a carico di ciascuna parte finanziata:

- (i) ottenere e mantenere tutte le autorizzazioni necessarie per lo svolgimento dell'attività di ciascuna parte finanziata;
- (ii) non entrare in rapporti commerciali con soggetti o società rientranti nella lista relativa agli embarghi e alla lotta al terrorismo predisposta dall'Unione Europea o dalla Repubblica Federale di Germania;
- (iii) gestire il Parco Eolico con diligenza sostanzialmente nel rispetto dei principi di buona amministrazione.

Eventi di inadempimento

L'inadempimento di ciascuno degli impegni finanziari summenzionati costituisce un evento di inadempimento ai sensi di ciascuno dei Contratti di Finanziamento Krupen, salvo che l'inadempimento non venga rimediato entro 30 giorni dalla notifica scritta da parte di DEG.

Inoltre, ciascun Contratto di Finanziamento Krupen prevede anche usuali eventi di inadempimento (tra cui mancato pagamento di quanto dovuto ai sensi dei Contratti di Finanziamento Krupen e/o dei documenti ad essi relativi, il verificarsi di un cambio di controllo senza il previo consenso di DEG, il verificarsi di situazioni di insolvenza in capo a, *inter alia*, ciascuna parte finanziata, la revoca di una autorizzazione richiesta per l'esercizio delle attività inerenti il Parco Eolico), la maggior parte dei quali è soggetta alle soglie di rilevanza ordinarie e ad altri requisiti, eccezioni e/o periodi di tolleranza in linea con la prassi di mercato prevalente per accordi analoghi. Inoltre ciascun Contratto di Finanziamento Krupen prevede, tra l'altro, degli eventi di *cross-default* nel caso in cui la parte finanziata risulti inadempiente con riferimento a pagamenti per un importo superiore a Euro 10.000 dovuti ai sensi di qualsiasi accordo con qualsiasi parte diversa da DEG o dalle altre parti finanziatrici, oltre ai casi in cui i finanziamenti vengano dichiarati immediatamente esigibili da DEG o uno delle altre parti finanziatrici.

Rimborso anticipato

Ciascuna delle parti finanziate ai sensi dei Contratti di Finanziamento Krupen ha la facoltà di, a propria discrezione, pagare in anticipo il rispettivo importo dovuto in conformità a ciascuno dei Contratti di Finanziamento Krupen a ciascuna data di pagamento come prevista in ciascun Contratto di Finanziamento Krupen, previo pagamento di una penale.

Legge applicabile

Tutti i Contratti di Finanziamento Krupen sono disciplinati dalle leggi della Repubblica Federale Tedesca.

15.3.4 Project financing relativo a San Martino in Pensilis

In data 4 marzo 2010 New Green Molise S.r.l. ("**New Green Molise SPV**") (la società che gestisce il Parco Eolico di San Martino in Pensilis, di cui l'Emittente detiene indirettamente il 50% del capitale sociale) ha sottoscritto, in qualità di parte finanziata, un contratto di finanziamento (come

successivamente modificato il 30 novembre 2010, 26 luglio 2013, 15 luglio 2014 e 15 maggio 2017, il “**Contratto di Finanziamento San Martino in Pensilis**”) con Banca Infrastrutture Innovazione e Sviluppo S.p.A., UniCredit MedioCredito Centrale S.p.A., Meliorbanca S.p.A. e Centrobanca Banca di Credito Finanziario e Mobiliare S.p.A. per un importo originario complessivo pari a Euro 93,4 milioni, suddiviso in due linee di credito, una delle quali per un importo originario complessivo pari a Euro 85 milioni (la “**Linea Base San Martino in Pensilis**”) e la cui data di rimborso finale è il 30 giugno 2025 (il “**Finanziamento San Martino in Pensilis**”).

Al 31 dicembre 2017 il valore contabile residuo iscritto in bilancio del Finanziamento San Martino in Pensilis era pari a Euro 47.740 migliaia, in relazione al quale Gruppo ha una esposizione pari al 50% dello stesso (ovvero pari a Euro 23.870 migliaia).

Interesse

Il tasso di interesse a valere sul Finanziamento San Martino in Pensilis è pari all'Euribor a 6 mesi più:

- 270 punti base per anno dal 2015 fino al 31 dicembre 2019;
- 280 punti base per anno dal 2020 fino al 30 giugno 2025.

In caso di ritardo nel pagamento di qualsiasi somma dovuta ai sensi del Contratto di Finanziamento San Martino in Pensilis, New Green Molise SPV dovrà corrispondere gli interessi di mora calcolati ad un tasso pari al tasso di interesse sopra descritto maggiorato di 2,5 punti percentuali per anno.

Garanzie reali

Il Finanziamento San Martino in Pensilis è assistito dalle seguenti garanzie reali:

- (i) un privilegio speciale *ex art.* 46 del D. Lgs. n. 385/1993 su tutti i beni mobili presenti o futuri, destinati all'esercizio dell'impresa non iscritti in pubblici registri (come ad esempio impianti, opere, macchinari e materie prime) di New Green Molise SPV;
- (ii) un'ipoteca di primo grado sull'immobile sito a San Martino in Pensilis (Campobasso);
- (iii) una cessione in garanzia dei crediti derivanti da alcuni contratti di progetto relativi al Parco Eolico San Martino in Pensilis (tra i quali, contratto di fornitura, contratto di *service*, contratto di connessione e contratto di manutenzione relativo alle opere elettriche funzionali a tale Parco Eolico) e relative garanzie che li assistono, nonché dalle relative polizze assicurative;
- (iv) un pegno sul 100% del capitale sociale di New Green Molise SPV;
- (v) un pegno su tutti i conti correnti bancari di New Green Molise SPV, eccezion fatta per il conto denominato “Conto Distribuzioni”;

- (vi) appendici di vincolo sulle polizze assicurative relative al Parco Eolico di San Martino in Pensilis in base alle quali ogni somma corrisposta dalla compagnia di assicurazione è vincolata a favore delle banche finanziatrici.

Impegni di subordinazione dei soci

In relazione al Contratto di Finanziamento San Martino in Pensilis, New Green Energy S.r.l. (il *partner* del Gruppo nella *joint venture* New Green Molise SPV) e AER, in qualità di soci, hanno assunto l'impegno di subordinare al Finanziamento San Martino in Pensilis ogni finanziamento infragruppo presente e futuro concesso dai soci a favore di New Green Molise SPV. Per maggiori informazioni sui finanziamenti infragruppo si rinvia al successivo Paragrafo 15.5, del Documento di Registrazione.

Impegni e obblighi

Il Contratto di Finanziamento San Martino in Pensilis contiene alcune dichiarazioni e garanzie, nonché taluni impegni, ivi inclusi *negative pledge* sui beni di San Martino in Pensilis SPV, in linea con la prassi di mercato prevalente per accordi analoghi.

In particolare, oltre a quelli indicati sopra, sono previsti

(A) obblighi informativi, tra i quali:

- (i) consegna del bilancio non appena disponibile e comunque non oltre 120 giorni dalla data di fine dell'esercizio sociale;
- (ii) prontamente tutte le informazioni concernenti la situazione patrimoniale, economico, finanziaria che la banca agente possa ragionevolmente richiedere;
- (iii) comunicare immediatamente il verificarsi di qualsiasi inadempimento o il potenziale insorgere dello stesso;
- (iv) informare circa l'ordine del giorno di qualsiasi assemblea dei soci e consegnare il relativo verbale entro 15 giorni dalla relativa delibera; e

(B) obblighi di carattere generale relativi al Parco Eolico di San Martino in Pensilis, tra i quali:

- (i) rispetto di tutte le leggi e regolamenti applicabili a New Green Molise SPV;
- (ii) non modificare senza il preventivo consenso della banca agente il proprio statuto o atto costitutivo;
- (iii) non dar corso o partecipare ad operazioni straordinarie sul proprio capitale sociale o beni;
- (iv) mantenere in piena validità ed efficacia le autorizzazioni in relazione al progetto San Martino in Pensilis.

Eventi di inadempimento e cross-default

Il Contratto di Finanziamento San Martino in Pensilis prevede una lista di eventi di *default* standard per questo tipo di contratti, al verificarsi dei quali le rispettive banche finanziatrici avranno il diritto a dichiarare la relativa società progetto decaduta dal beneficio del termine ovvero il diritto di risolvere il, o di recedere dal, contratto, con conseguente obbligo di integrale rimborso del finanziamento entro il termine stabilito. Tra questi si evidenzia in particolare, il mancato rispetto dei seguenti parametri finanziari il 30 giugno e il 31 dicembre di ogni anno (ciascuna una “**Data di Calcolo San Martino in Pensilis**”):

- *Debt Service Coverage Ratio* (“**DSCR**” ossia il rapporto tra (a) i flussi di cassa derivanti dalle attività operative relative al Parco Eolico di San Martino in Pensilis e (b) gli importi dovuti ai sensi del Contratto di Finanziamento San Martino in Pensilis): inferiore a 1,1; oppure
- *Loan Life Coverage Ratio* (“**LLCR**,” ossia il rapporto tra (a) i flussi di cassa scontati derivanti dalle attività operative relative al Parco Eolico e (b) gli importi prelevati ai sensi della Linea Base San Martino in Pensilis e non ancora rimborsati): inferiore a 1,1.

Al 31 dicembre 2017 i parametri finanziari risultavano rispettati.

Inoltre, il Contratto di Finanziamento San Martino in Pensilis prevede tra gli eventi di *default* l'ipotesi di *cross-default* che si verifica nel caso in cui:

- (i) qualsiasi indebitamento della parte finanziata non venga corrisposto alla scadenza né entro il periodo di tolleranza originariamente applicabile;
- (ii) qualsiasi indebitamento finanziario della parte finanziata venga dichiarato o diventi altrimenti esigibile prima della scadenza per esso specificata;
- (iii) venga inviata alla società progetto una richiesta di rimborso anticipato rispetto a qualsiasi indebitamento finanziario della parte finanziata;
- (iv) si verifino le condizioni che consentirebbero la decadenza dal beneficio del termine, la risoluzione, il recesso o la richiesta di rimborso anticipato rispetto a qualsiasi indebitamento finanziario della parte finanziata; o
- (v) qualsiasi impegno per qualsiasi indebitamento finanziario della parte finanziata venga cancellato o sospeso in conseguenza di un evento di inadempimento.

Il Contratto di Finanziamento San Martino in Pensilis prevede anche altri eventi di inadempimento *standard* nella prassi di mercato (tra cui mancato pagamento di quanto dovuto ai sensi del Contratto di finanziamento relativo al progetto San Martino in Pensilis e/o dei documenti ad esso connessi, inadempimento da parte di New Green Molise SPV agli obblighi assunti ai sensi del Contratto di Finanziamento San Martino in Pensilis, il verificarsi di situazioni di insolvenza in capo a, *inter alia*, New Green Molise SPV e AER, danneggiamento irreparabile dei beni del progetto San Martino in Pensilis o l'interruzione della sua attività d'impresa o modifica sostanziale della stessa), la maggior parte dei quali è soggetta, secondo i casi, a soglie di rilevanza ordinarie e ad altri

requisiti, eccezioni e/o periodi di tolleranza in linea con la prassi di mercato prevalente per accordi analoghi.

Al verificarsi di tali eventi, le banche finanziatrici potrebbero richiedere il rimborso anticipato del Finanziamento San Martino in Pensilis esclusivamente a New Green Molise SPV.

Rimborso anticipato

Il Contratto di Finanziamento San Martino in Pensilis prevede il rimborso anticipato obbligatorio, parziale o totale, a seconda dei casi, del Finanziamento San Martino in Pensilis al verificarsi di determinati eventi (come, ad esempio, il pagamento di indennizzi assicurativi superiori a Euro 500.000 e indennizzi di altro genere o di penali o risarcimenti ai sensi dei contratti di progetto, nella misura in cui gli stessi non vengano utilizzati per il ripristino del relativo danno).

Il Contratto di Finanziamento San Martino in Pensilis prevede inoltre, come caso di rimborso anticipato obbligatorio, l'ipotesi di c.d. *Cash Sweep* che si verifica qualora a ciascuna Data di Calcolo San Martino in Pensilis:

- il DSCR è inferiore a 1,2 e/o
- l'LLCR è inferiore a 1,2.

In tal caso New Green Molise SPV dovrà versare nel conto denominato "*Conto Cover Ratio Lock-up*" (conto relativo al rapporto di copertura) un importo pari al "*Cover Ratio Prepayment Amount*" (equivalente alla cassa disponibile di New Green Molise SPV al netto di alcune somme, ivi incluse quelle a sostegno dei costi operativi da sostenersi entro un certo lasso temporale) e, se alla successiva data di rimborso del Finanziamento San Martino in Pensilis i succitati livelli minimi di DCSR e di LLCR non dovessero essere ancora rispettati, la liquidità disponibile sul conto denominato "*Conto Cover Ratio Lock-up*" dovrà essere utilizzata per il rimborso anticipato della Linea Base San Martino in Pensilis al fine di ripristinare gli stessi.

In aggiunta, il Contratto di Finanziamento San Martino in Pensilis prevede il rimborso anticipato obbligatorio della Linea Base per un importo pari al 30% della differenza positiva tra i flussi finanziari operativi e il servizio del debito nel caso il cui il DSCR o l'LLCR sia superiore a 1,60.

Il Contratto di Finanziamento San Martino in Pensilis prevede inoltre la possibilità per New Green Molise SPV di rimborsare volontariamente e anticipatamente, in modo parziale o totale, il Finanziamento San Martino in Pensilis, in ogni momento, senza il pagamento di alcuna penale. Sono inoltre previste soglie minime e periodi di preavviso per esercitare il rimborso anticipato volontario.

Legge applicabile

Il Contratto di Finanziamento San Martino in Pensilis è disciplinato dalla legge italiana.

15.3.5 Project financing relativo a Lacedonia

Ecoenergia Campania S.r.l. ("**EcoCam SPV**") (la società che gestisce il Parco Eolico di Lacedonia, detenuta al 50% da Ecoenergia S.r.l. e dal Gruppo, tramite AER) ha sottoscritto due diversi contratti

di finanziamento e più precisamente: (a) in data 5 ottobre 2007 un contratto di finanziamento (come modificato in data 3 aprile 2008, il “**Contratto di Finanziamento Lacedonia 2007**”) per un importo originario complessivo di Euro 13.978.000 (il “**Finanziamento Lacedonia 2007**”) e (b) in data 3 aprile 2008 un contratto di finanziamento *junior* (come modificato in data 6 agosto 2008 e in data 1 agosto 2014, il “**Contratto di Finanziamento Lacedonia Junior**” e, congiuntamente al Contratto di Finanziamento Lacedonia 2007, i “**Contratti di Finanziamento Lacedonia**”) per un importo originario complessivo (a seguito della rettifica del 23 settembre 2008) di Euro 21.978.000 (il “**Finanziamento Lacedonia Junior**” e, congiuntamente al Finanziamento Lacedonia 2007, i “**Finanziamenti Lacedonia**”).

Al 31 dicembre 2017 il valore contabile residuo iscritto in bilancio dei Finanziamenti Lacedonia risultava da rimborsare una somma pari a Euro 6.970 migliaia, in relazione al quale il Gruppo ha una esposizione pari al 50% dello stesso (ovvero pari a 3.485 migliaia).

Impegni dei soci

In relazione ai Contratti di Finanziamento Lacedonia AER ed Ecoenergia S.r.l. (i soci di EcoCam SPV) hanno assunto l'impegno di subordinare ai Finanziamenti Lacedonia ogni finanziamento infragruppo presente e futuro concesso dai soci a favore di EcoCam SPV. Per maggiori informazioni sui finanziamenti infragruppo si rinvia al successivo Paragrafo 15.5, del Documento di Registrazione.

Impegno dell'Emittente

In data 8 aprile 2008, l'Emittente si è inoltre impegnato a mantenere una partecipazione in AER pari ad almeno il 51% del capitale sociale e pari al 50% in EcoCam SPV sino all'adempimento di tutti gli obblighi di EcoCam SPV previsti, *inter alia*, dai Contratti di Finanziamento Lacedonia e dai relativi documenti di garanzia.

Finanziamento Lacedonia 2007

Ai sensi del Contratto di Finanziamento Lacedonia 2007, in particolare:

- (i) Cassa Depositi e Prestiti S.p.A. ha concesso un finanziamento agevolato (denominato “*Finanziamento Agevolato*”) per un importo originario massimo di Euro 6.000.000 da rimborsare entro il 30 giugno 2021 (il “**Finanziamento Agevolato Lacedonia**”);
- (ii) Banco Bilbao Vizcaya Argentaria S.A. ha concesso due finanziamenti (denominati “*Finanziamento Bancario*” e “*Finanziamento Bancario Integrativo*”), per un importo originario massimo complessivo rispettivamente di Euro 6.000.000 e 1.978.000 da rimborsare entro il 30 giugno 2021 (i “**Finanziamenti Bancari Lacedonia**”).

Al 31 dicembre 2017 l'importo residuo del Finanziamento Agevolato Lacedonia era pari a Euro 1.794.975, in relazione al quale Gruppo ha una esposizione pari al 50% dello stesso (ovvero pari a Euro 897.487,5).

Interessi

Il tasso di interesse a valere sul Finanziamento Agevolato Lacedonia è pari a un tasso percentuale annuo pari allo 0,50%.

Il tasso di interesse a valere sui Finanziamento Bancari Lacedonia è pari all'Euribor a sei mesi più un importo compreso tra l'1,05% e l'1,20% annuo, a seconda del valore del DSCR Storico (come qui di seguito definito).

In caso di ritardo nel pagamento di qualsiasi somma dovuta ai sensi del Contratto di Finanziamento Lacedonia 2007, EcoCam SPV dovrà corrispondere gli interessi di mora calcolati al tasso nominale annuo pari al tasso vigente per le operazioni di rifinanziamento marginale stabilito dalla BCE (ovvero, qualora la rilevazione di tale tasso non fosse possibile, pari all'Euribor a sei mesi) maggiorato del 50%.

Garanzie reali

Il Finanziamento Lacedonia 2007 è assistito dalle seguenti garanzie reali:

- (i) un pegno su tutti i conti correnti bancari di EcoCam SPV, eccezion fatta per i conti denominati rispettivamente "Conto Distribuzioni" e "Conto Riserva Rimborso Anticipato";
- (ii) una cessione in garanzia dei crediti derivanti da alcuni contratti di progetto relativi al Parco Eolico di Lacedonia (tra i quali, contratto di fornitura, contratto di O&M, accordi di allacciamento e contratto relativo alle opere di elettrificazione) e relative garanzie che li assistono;
- (iii) un'ipoteca di primo grado sull'immobile sito in Lacedonia e Bisaccia a favore di Banco Bilbao Vizcaya Argentaria S.A. e Cassa Depositi e Prestiti S.p.A.;
- (iv) un pegno sul 100% del capitale sociale di EcoCam SPV che prevede che le obbligazioni garantite del Finanziamento Lacedonia Junior siano postergate alle obbligazioni garantite del Finanziamento Lacedonia 2007 in caso di insolvenza di EcoCam SPV, ovvero di inadempimento anche parziale da parte di EcoCam SPV alle obbligazioni garantite del Finanziamento Lacedonia 2007;
- (v) un privilegio speciale *ex* articolo 46 del D. Lgs. n. 385/1993 su tutti beni mobili presenti o futuri, destinati all'esercizio dell'impresa non iscritti in pubblici registri (come ad esempio impianti, opere, macchinari e materie prime) di EcoCam SPV; e
- (vi) appendici di vincolo su alcune polizze assicurative relative al Parco Eolico di Lacedonia in base alle quali ogni somma corrisposta dalla compagnia di assicurazione è vincolata a favore delle banche finanziatrici.

Impegni e obblighi

Il Contratto di Finanziamento Lacedonia 2007 contiene alcune dichiarazioni e garanzie, nonché taluni impegni, ivi inclusi *negative pledge* sui beni di EcoCam SPV, in linea con la prassi di mercato prevalente per accordi analoghi.

In particolare, oltre a quelli indicati sopra, sono previsti:

(A) obblighi informativi, tra i quali:

- (i) consegna del bilancio entro 30 giorni dalla data di approvazione dello stesso da parte dell'assemblea;
- (ii) consegna della situazione patrimoniale, economico, finanziaria entro 30 giorni dalla data di approvazione della stessa da parte del consiglio di amministrazione;
- (iii) comunicare immediatamente qualsiasi peggioramento sostanziale della propria situazione patrimoniale, economica, finanziaria, amministrativa e giuridica;
- (iv) informare circa qualsiasi modifica o sostituzione degli impianti o degli altri beni sottoposti al privilegio speciale; e

(B) obblighi di carattere generale relativi al Parco Eolico di Lacedonia, tra i quali:

- (i) gestire il Parco Eolico con diligenza sostanzialmente nel rispetto di tutte le leggi e regolamenti applicabili;
- (ii) non modificare senza il preventivo consenso delle banche finanziatrici il proprio statuto o atto costitutivo;
- (iii) non dar corso o partecipare ad operazioni straordinarie sul proprio capitale sociale o beni;
- (iv) mantenere in piena validità ed efficacia le autorizzazioni in relazione al Parco Eolico.

Eventi di inadempimento e cross-default

Il Contratto di Finanziamento Lacedonia 2007 prevede una lista di eventi di *default* standard per questo tipo di contratti, al verificarsi dei quali le rispettive banche finanziatrici avranno il diritto a dichiarare la relativa società progetto decaduta dal beneficio del termine ovvero il diritto di risolvere il, o di recedere dal, contratto, con conseguente obbligo di integrale rimborso del finanziamento entro il termine stabilito. Tra questi si evidenzia in particolare, il mancato rispetto dei seguenti parametri finanziari il 30 giugno e il 31 dicembre di ogni anno (ciascuna una "**Data di Calcolo Lacedonia**"):

- *Debt Service Coverage Ratio* Storico ("**DSCR Storico**," ossia il rapporto tra (a) i flussi di cassa derivanti dalle attività operative relative al Parco Eolico di Lacedonia e (b) gli importi dovuti ai sensi dei Contratti di Finanziamento Lacedonia calcolati ogni 12 mesi precedenti alla relativa data di pagamento): inferiore a 1,05x; oppure

- *Loan Life Coverage Ratio* (“**LLCR**” ossia il rapporto tra (a) i flussi di cassa scontati derivanti dalle attività operative relative al Parco Eolico di Lacedonia e (b) gli importi dovuti ai sensi dei Finanziamenti Lacedonia): inferiore a 1,10x.

Al 31 dicembre 2017 i predetti parametri risultavano rispettati.

Inoltre, il Contratto di Finanziamento Lacedonia 2007, prevede tra gli eventi di *default* l'ipotesi di *cross-default* che si verifica nel caso in cui:

- (i) l'importo in linea capitale di qualsiasi indebitamento finanziario di EcoCam SPV non venga pagato alla scadenza e a cui non è stato posto rimedio entro 3 giorni;
- (ii) qualsiasi indebitamento finanziario di EcoCam SPV diventi esigibile prima della relativa scadenza o divenga oggetto di messa in mora alla relativa scadenza senza che vi sia posto rimedio entro 3 giorni.

Il Contratto di Finanziamento Lacedonia 2007 prevede anche altri eventi di inadempimento *standard* per la prassi di mercato (tra cui mancato pagamento di quanto dovuto ai sensi del Contratto di Finanziamento Lacedonia 2007 e/o dei documenti ad esso connessi, inadempimento da parte di EcoCam SPV agli obblighi assunti ai sensi dei Contratti di Finanziamento Lacedonia, il verificarsi di situazioni di insolvenza in capo a, *inter alia*, EcoCam SPV e AER, la distruzione totale del Parco Eolico di Lacedonia o l'interruzione della sua attività per un periodo superiore a quello coperto dalle polizze assicurative), la maggior parte dei quali è soggetta, secondo i casi, alle soglie di rilevanza ordinarie e ad altri requisiti, eccezioni e/o periodi di tolleranza in linea con la prassi di mercato prevalente per accordi analoghi. In caso di richiesta di pagamento delle somme dovute, oltre al rimborso del capitale, degli interessi e di qualsiasi altro importo previsto ai sensi dei Contratti di Finanziamento Lacedonia, EcoCam SPV avrà l'obbligo di corrispondere un indennizzo a favore di Cassa Depositi e Prestiti S.p.A.

Rimborso anticipato

Il Finanziamento Lacedonia 2007 prevede il rimborso anticipato obbligatorio, parziale o totale, a seconda dei casi, del Finanziamento Lacedonia 2007 al verificarsi di determinati eventi (come ad esempio il pagamento di indennizzi assicurativi nella misura in cui gli stessi non vengano utilizzati per il ripristino del relativo danno).

Il Contratto di Finanziamento Lacedonia 2007 prevede inoltre, come caso di rimborso anticipato obbligatorio, l'ipotesi c.d. di *Cash Sweep* che si verifica qualora a ciascuna Data di Calcolo Lacedonia:

- il DSCR Storico è inferiore a 1,1x e/o
- LLCR è inferiore a 1,15x.

In tal caso EcoCam SPV dovrà corrispondere, 30 giorni dopo la determinazione dei relativi parametri finanziari, un importo pari alla “quota parte” (corrispondente a una percentuale che esprime il rapporto tra (a) la somma capitale del Finanziamento Lacedonia 2007 dovuta e non rimborsata e (b) la somma capitale dovuta e non rimborsata ai sensi del Finanziamento Lacedonia

2007 e del Finanziamento Lacedonia Junior) dell'importo complessivo depositato sul conto bancario denominato "Conto dei Ricavi".

Inoltre, il Contratto di Finanziamento Lacedonia 2007 prevede che la parte finanziata è tenuta a rimborsare obbligatoriamente in anticipo il finanziamento nel caso in cui AER ed Ecoenergia S.r.l. cessino di detenere, direttamente o indirettamente, ciascuna il 50% del capitale di EcoCam SPV o congiuntamente di detenere il controllo della società.

Il Contratto di Finanziamento Lacedonia 2007 prevede inoltre la possibilità per EcoCam SPV di rimborsare volontariamente e anticipatamente, in modo parziale o totale, il Finanziamento Lacedonia 2007, in coincidenza con una delle date in cui devono essere corrisposti gli interessi, senza il pagamento di alcuna penale. In caso di rimborso non in coincidenza con una di tali date, EcoCam SPV dovrà corrispondere i costi di rottura. Sono inoltre previste soglie minime e periodi di preavviso per esercitare il rimborso anticipato volontario.

Legge applicabile

Il Finanziamento Lacedonia 2007 è disciplinato dalla legge italiana.

Finanziamento Lacedonia Junior

Ai sensi del Contratto di Finanziamento Lacedonia Junior Banco Bilbao Vizcaya Argentaria S.A. ha concesso a EcoCam SPV il Finanziamento Lacedonia Junior, suddiviso in due *tranche*, una delle quali, per un importo originario complessivo pari a Euro 8.000.000 (la "**Tranche A**") risulta ancora in essere alla Data del Documento di Registrazione con data di rimborso finale il 30 giugno 2021.

Interessi

Il tasso di interesse a valere sul Finanziamento Lacedonia Junior è pari all'Euribor a 6 mesi più un margine compreso in un *range* tra l'1,05% e l'1,20% annuo, a seconda del valore del DSCR Storico.

In caso di ritardo nel pagamento di qualsiasi somma dovuta ai sensi del Contratto di Finanziamento Lacedonia 2007, EcoCam SPV dovrà corrispondere gli interessi di mora calcolati al tasso di interesse sopra indicato maggiorato dell'1,5% annuo.

Garanzie reali

Il Finanziamento Lacedonia Junior è assistito dalle seguenti garanzie reali:

- (i) un pegno su tutti conti correnti bancari di EcoCam SPV, eccezion fatta per i conti denominati rispettivamente "Conto Distribuzioni" e "Conto Riserva Rimborso Anticipato";
- (ii) una cessione in garanzia dei crediti derivanti da alcuni contratti di progetto relativi al Parco Eolico di Lacedonia (tra i quali, contratto di fornitura, contratto di O&M, accordi di allacciamento e contratto relativo alle opere di elettrificazione) e relative garanzie che li assistono, nonché dall'accordo di capitalizzazione e subordinazione;
- (iii) un'ipoteca di secondo grado sull'immobile sito in Lacedonia e Bisaccia a favore delle banche finanziatrici *junior*.

- (iv) un pegno sul 100% del capitale sociale di EcoCam SPV che prevede che le obbligazioni garantite del Finanziamento Lacedonia Junior siano postergate alle obbligazioni garantite del Finanziamento Lacedonia 2007 in caso di insolvenza di EcoCam SPV, ovvero di inadempimento anche parziale da parte di EcoCam SPV alle obbligazioni garantite del Finanziamento Lacedonia 2007;
- (v) un privilegio speciale *ex* articolo 46 del D. Lgs. n. 385/1993 su tutti beni presenti o futuri destinati all'esercizio dell'impresa non iscritti in pubblici registri (come ad esempio impianti, opere, macchinari e materie prime) di EcoCam SPV; e
- (vi) appendici di vincolo su alcune polizze assicurative relative al Parco Eolico di Lacedonia in base alle quali ogni somma corrisposta dalla compagnia di assicurazione è vincolata a favore delle banche finanziatrici.

Impegni e obblighi

Il Contratto di Finanziamento Lacedonia Junior contiene alcune dichiarazioni e garanzie, nonché taluni impegni, ivi inclusi *negative pledge* sui beni di EcoCam SPV, in linea con la prassi di mercato prevalente per accordi analoghi.

In particolare, oltre a quelli indicati sopra, sono previsti:

- (A) obblighi informativi, tra i quali:
 - (i) consegna del bilancio entro 30 giorni dalla data di approvazione dello stesso da parte dell'assemblea;
 - (ii) consegna della situazione patrimoniale, economico, finanziaria entro 30 giorni dalla data di approvazione della stessa da parte del consiglio di amministrazione;
 - (iii) comunicare immediatamente qualsiasi peggioramento sostanziale della propria situazione patrimoniale, economica, finanziaria, amministrativa e giuridica;
 - (iv) informare circa qualsiasi modifica o sostituzione degli impianti o degli altri beni sottoposti al privilegio speciale.
- (B) obblighi di carattere generale relativi al Parco Eolico di Lacedonia, tra i quali:
 - (i) gestire il Parco Eolico con diligenza sostanzialmente nel rispetto di tutte le leggi e regolamenti applicabili;
 - (ii) non modificare senza il preventivo consenso delle banche finanziatrici il proprio statuto o atto costitutivo;
 - (iii) non dar corso o partecipare ad operazioni straordinarie sul proprio capitale sociale o beni;
 - (iv) mantenere in piena validità ed efficacia le autorizzazioni in relazione al Parco Eolico.

Eventi di inadempimento e cross-default

Il Contratto di Finanziamento Lacedonia Junior prevede una lista di eventi di *default standard* per questo tipo di contratti, al verificarsi dei quali le rispettive banche finanziatrici avranno il diritto a dichiarare la relativa società progetto decaduta dal beneficio del termine ovvero il diritto di risolvere il, o di recedere dal, contratto, con conseguente obbligo di integrale rimborso del finanziamento entro il termine stabilito. Tra questi si evidenzia in particolare, il mancato rispetto degli parametri finanziari di cui al Contratto di Finanziamento Lacedonia 2007 e il *cross-default* indicato in relazione al Contratto di Finanziamento Lacedonia 2007.

Il Contratto di Finanziamento Lacedonia Junior prevede anche altri eventi di inadempimento *standard* secondo la prassi di mercato (tra cui mancato pagamento di quanto dovuto ai sensi del Contratto di Finanziamento Lacedonia Junior e/o dei documenti ad esso connessi, inadempimento da parte di EcoCam SPV agli obblighi assunti ai sensi del Contratto di Finanziamento Lacedonia Junior, il verificarsi di situazioni di insolvenza in capo a, *inter alia*, EcoCam SPV e AER, la revoca delle autorizzazioni relative al Parco Eolico di Lacedonia o la modifica qualora abbia un effetto negativo rilevante), la maggior parte dei quali è soggetto, secondo i casi, alle soglie di rilevanza ordinarie e ad altri requisiti, eccezioni e/o periodi di tolleranza in linea con la prassi di mercato prevalente per accordi analoghi.

Rimborso anticipato

Il Contratto di Finanziamento Lacedonia Junior prevede il rimborso anticipato obbligatorio, parziale o totale, a seconda dei casi, del Finanziamento Lacedonia Junior al verificarsi di determinati eventi (come ad esempio la percezione di indennizzi assicurativi).

Il Contratto Contratto di Finanziamento Lacedonia Junior prevede inoltre, come caso di rimborso anticipato obbligatorio, l'ipotesi c.d. di *Cash Sweep* che si verifica qualora a ciascuna Data di Calcolo Lacedonia:

- il DSCR storico è inferiore a 1,1x e/o
- l'LLCR è inferiore a 1,15x.

In tal caso EcoCam SPV dovrà obbligatoriamente rimborsare, 30 giorni dopo la determinazione dei relativi parametri finanziari, la Tranche A per un importo pari alla "quota parte junior" (corrispondente alla differenza tra 100 e la percentuale che esprime il rapporto tra (a) la somma capitale del Finanziamento Lacedonia 2007 dovuta e non rimborsata e (b) la sommacapitale dovuta e non rimborsata ai sensi del Finanziamento Lacedonia 2007 e del Finanziamento Lacedonia Junior) dell'importo complessivo depositato sul conto bancario denominato "Conto dei Ricavi".

Inoltre, il Contratto di Finanziamento Lacedonia Junior stabilisce che la parte finanziata è tenuta a rimborsare in anticipo il finanziamento nel caso in cui AER e Ecoenergia S.r.l. cessino di detenere, direttamente o indirettamente, ciascuna almeno il 50% del capitale di EcoCam SPV o di detenere il controllo congiunto della società.

Il Contratto di Finanziamento Lacedonia Junior prevede inoltre la possibilità per EcoCam SPV di rimborsare volontariamente e anticipatamente, in modo parziale o totale, il finanziamento, in coincidenza con una delle date in cui devono essere corrisposti gli interessi, senza il pagamento di alcuna penale. In caso di rimborso non in coincidenza con una di tali date, EcoCam SPV dovrà corrispondere i costi di rottura. Sono inoltre previste soglie minime e periodi di preavviso per esercitare il rimborso anticipato volontario.

Legge applicabile

Il Finanziamento Lacedonia Junior è disciplinato dalla legge italiana.

15.4 Contratti di *hedging* relativi ai contratti di finanziamento in *project financing*

Il Gruppo è esposto al rischio finanziario derivante da variazioni dei tassi di interesse originato prevalentemente dai debiti finanziari a tasso variabile derivanti dai contratti di *project financing* che espongono il Gruppo ad un rischio di *cash flow* legato alla volatilità della curva Euribor. Il Gruppo limita la propria esposizione a tali rischi attraverso l'utilizzo di strumenti derivati stipulati con controparti terze (*Interest Rate Swap, IRS*).

Alla Data del Documento di Registrazione, il Gruppo, per ognuno dei finanziamenti in *project financing* relativi ai Parchi Eolici situati in Italia, di cui al precedente Paragrafo 15.3 del Documento di Registrazione, ha in essere un contratto di *interest rate swap*, rispettivamente con ciascuno degli istituti finanziari che compongono il *pool* di banche che ha concesso il finanziamento stesso. I termini e le condizioni dei contratti stipulati dal Gruppo sono *standard* per operazioni di questo tipo.

Al 31 dicembre 2017, risultavano in essere contratti per un nozionale di circa Euro 90.213 migliaia (inclusi i contratti riconducibili ai Parchi in *joint venture*, ossia San Martino in Pensilis e Lacedonia). Il *fair value* dei contratti di *interest rate swap* risultanti al 31 dicembre 2017 è stimato in un ammontare corrispondente ad Euro 14.077 migliaia (incluso il *fair value* dei contratti riconducibili ai Parchi gestiti in *joint venture*, ossia San Martino in Pensilis e Lacedonia).

La tabella che segue illustra la composizione del portafoglio derivati del Gruppo al 31 dicembre 2017.

Controparte (Società) (valori in migliaia di euro)	Project financing oggetto di		Fair value strumenti derivati al 31		Fair value strumenti derivati al 31	
	Copertura con IRS	Nozionale Derivato	dicembre 2017	Quota a PN	Quota a CE	dicembre 2016
GE Capital (Ortona)	37.307	37.738	(6.388)	1.589	117	(8.094)
Monte dei Paschi di Siena (Callari)	28.169	26.942	(4.383)	1.473	(1)	(5.855)
Strumenti Derivati riconducibili a partecipazioni consolidate integralmente	65.476	64.680	(10.771)	3.062	116	(13.949)

<i>relativo effetto fiscale</i>			2.586	(735)	(28)	3.349
Strumenti derivati riconducibili a partecipazioni consolidate integralmente al netto del relativo effetto fiscale			(8.185)	2.327	88	(10.600)
BBVA (Ecoenergia Campania)*	3.485	1.978	(182)	131	-	(313)
B.I.I.S. (New Green Molise)*	23.870	23.555	(3.124)	902	-	(4.026)
Strumenti Derivati riconducibile a partecipazioni in Joint ventures	27.355	25.533	(3.306)	1.033	-	(4.339)
<i>relativo effetto fiscale</i>			794	(248)		1.042
Strumenti derivati riconducibili a partecipazioni in Joint ventures al netto dell'effetto fiscale			(2.512)	785	-	(3.297)

(*) partecipazioni in Joint ventures valutate in accordo con l'IFRS 11

15.5 Finanziamenti infragruppo

Il 31 dicembre 2010 l' Emittente e AER hanno sottoscritto un accordo quadro che definisce i termini e le condizioni di ogni finanziamento futuro che l' Emittente, in qualità di finanziatore, concederà ad AER, in qualità di parte finanziata. Al 31 dicembre 2017 l' importo complessivo in essere ai sensi dell'accordo quadro era di Euro 45,2 milioni (interessi compresi).

AER ha concesso taluni finanziamenti infragruppo, inclusi quelli alle seguenti società controllate che gestiscono i Parchi del Gruppo. In particolare: Callari S.r.l. (Euro 12,2 milioni al 31 dicembre 2017), Dotto S.r.l. (Euro 7,6 milioni al 31 dicembre 2017), Krupen Wind S.r.l. (Euro 2,4 milioni al 31 dicembre 2017), Minerva S.r.l. (Euro 0,1 milioni al 31 dicembre 2017) Ordon Energia S.r.l. (Euro 14,7 milioni al 31 dicembre 2017), Parco Eolico Licodia Eubea S.r.l. (Euro 6,7 milioni al 31 dicembre 2017), Wind Energy EOOD, Wind Power 2 EOOD, Wind Stream EOOD e Wind System EOOD (complessivamente Euro 2,1 milioni al 31 dicembre 2017), Wind Power Sud S.r.l. (Euro 7,1 milioni al 31 dicembre 2017) e New Green Molise S.r.l. (Euro 3,8 milioni al 31 dicembre 2017), ciascuna delle quali con un interesse definito a consuntivo alla fine di ciascun anno.

Si riporta di seguito tabella dei finanziamenti infragruppo in AER al 31 dicembre 2017.

Tabella finanziamenti infragruppo in AER	
Crediti finanziari infragruppo	31/12/2017
Crediti finanziari verso imprese controllate	52.926.354
Callari S.r.l.	12.210.733
Dotto S.r.l.	7.573.407
Krupen Wind S.r.l.	2.380.925
Minerva S.r.l.	120.904
Ordon Energia S.r.l.	14.710.869
Parco Eolico Licodia Eubea S.r.l.	6.686.323
Wind Energy EOOD	487.894
Wind Power 2 EOOD	520.932

Wind Stream EOOD	564.046
Wind System EOOD	560.249
Wind Power Sud S.r.l.	7.110.072
Crediti finanziari verso imprese in Joint venture	3.811.961
Ecoenergia Campania S.r.l.	-
New Green Molise S.r.l.	3.811.961
Totale Crediti finanziari infragruppo	56.738.315

Si riporta di seguito tabella dei finanziamenti infragruppo in Alerion al 31 dicembre 2017.

Tabella finanziamenti infragruppo Emittente	
Crediti finanziari infragruppo	31/12/2017
Crediti finanziari verso imprese controllate	150.431.593
Alerion energie Rinnovabili S.r.l.	45.184.377
Minerva S.r.l.	28.427.431
Parco Eolico Licodia Eubea S.r.l.	21.665.154
Wind Power Sud S.r.l.	18.770.701
Renergy San Marco S.r.l.	34.805.343
Alerion Servizi Tecnici e Sviluppo	1.578.587

XVI. INFORMAZIONI PROVENIENTI DA TERZI, PARERI DI ESPERTI E DICHIARAZIONI DI INTERESSI

16.1 Relazioni di esperti

Non vi sono pareri o relazioni attribuite ad esperti, ad eccezione delle relazioni della Società di Revisione.

16.2 Informazioni provenienti da terzi

Ove indicato, le informazioni contenute nel Documento di Registrazione provengono da fonti terze.

La Società conferma che tali informazioni sono state riprodotte fedelmente e che per quanto a sua conoscenza o sia in grado di accertare sulla base delle informazioni pubblicate dai terzi in questione, non sono stati omessi fatti che potrebbero rendere le informazioni riprodotte inesatte o ingannevoli.

XVII. DOCUMENTI ACCESSIBILI AL PUBBLICO

Copia del Documento di Registrazione può essere consultata, unitamente a copia dei seguenti documenti, nel corso del periodo di validità del Documento di Registrazione, presso la sede legale della Società in Milano, viale L. Majno 17, nonché sul sito *internet* www.alerion.it:

- a) statuto sociale di Alerion;
- b) i fascicoli di bilancio per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2016 e al 31 dicembre 2017, contenenti i bilanci consolidati e corredati delle relazioni della Società di Revisione;
- c) la Procedura Parti Correlate;
- d) la Relazione annuale sul governo societario e gli assetti proprietari dell'Emittente ai sensi dell'art. 123-*bis* del TUF, relativa all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2017;
- e) copia del verbale del Consiglio di Amministrazione di Alerion del 10 maggio 2018;
- f) regolamento del Prestito Obbligazionario 2015-2022.