

**FALCK
RENEWABLES SpA**

Relazione finanziaria
semestrale
al 30 giugno 2018

Consiglio di Amministrazione

Milano, 31 luglio 2018

FALCK RENEWABLES SpA
Capitale sociale Euro 291.413.891 int. vers.
Direzione e coordinamento da parte di Falck SpA
Sede legale e domicilio fiscale
20121 Milano – Corso Venezia, 16
REA Milano n. 1675378
Numero di iscrizione Registro delle Imprese
di Milano 03457730962
Partita IVA e Codice Fiscale 03457730962

Relazione finanziaria semestrale al 30 giugno 2018

Indice

1	<i>Cariche sociali</i>	4
<hr/>		
2	<i>Struttura del Gruppo</i>	5
<hr/>		
3	<i>Dati consolidati di sintesi</i>	6
<hr/>		
4	<i>Relazione intermedia sulla gestione</i>	
4.1	Andamento economico e finanziario del Gruppo Falck Renewables	
4.1.1	Il profilo del Gruppo Falck Renewables	8
4.1.2	Quadro normativo di riferimento	9
4.1.3	Risultati	23
4.1.4	Indicatori di risultato non finanziari	30
4.1.5	Andamento del titolo	30
4.1.6	Andamento dei settori	31
4.1.7	Fatti gestionali più significativi del primo semestre 2018	38
4.1.8	Ambiente, salute e sicurezza	39
4.1.9	Attività di ricerca e sviluppo	41
4.1.10	Rischi e incertezze	41
4.1.11	Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio	59
4.1.12	Evoluzione prevedibile della gestione e prospettive di continuità	59
4.2	Andamento economico e finanziario di Falck Renewables SpA	
4.2.1	Dati di sintesi	60
4.2.2	Risultati e andamento della gestione	60
4.2.3	Personale	60
4.2.4	Investimenti	61
4.2.5	Controlli societari	61
4.2.6	Rapporti e operazioni con imprese controllanti, controllate o collegate	61
4.2.7	Attività di direzione e coordinamento	62
4.2.8	Azioni proprie e azioni o quote di imprese controllanti possedute	62
4.2.9	Azioni proprie e azioni o quote delle imprese controllanti acquistate o alienate dalla società nel corso del semestre	62
4.2.10	Piani di <i>stock option</i> e di <i>stock grant</i>	63

Indice

5	<i>Bilancio Consolidato semestrale abbreviato</i>	
5.1	Stato patrimoniale	65
5.2	Conto economico	66
5.3	Prospetto delle altre componenti del conto economico complessivo	67
5.4	Prospetto del rendiconto finanziario	68
5.5	Prospetto delle variazioni del patrimonio netto	69
5.6	Note esplicative e integrative sui prospetti contabili	70
5.7	Informazioni integrative sugli strumenti finanziari	114
<hr/>		
6	<i>Prospetti supplementari Consolidato</i>	
6.1	Elenco partecipazioni in imprese controllate e collegate	126
<hr/>		
7	<i>Attestazione del bilancio semestrale abbreviato ai sensi dell'art. 81-ter del Regolamento Consob n. 11971 del 14 maggio 1999 e successive modifiche e integrazioni</i>	129
<hr/>		
8	<i>Relazione della Società di Revisione</i>	131

1 Cariche sociali

Consiglio di Amministrazione

Falck Enrico	Presidente Esecutivo
Corbetta Guido	Vice Presidente
Volpe Toni	Consigliere Delegato
Falck Elisabetta	Consigliere
Falck Federico	Consigliere
Marchi Filippo	Consigliere
Caldera Elisabetta (*)	Consigliere
Dassù Marta (*)	Consigliere
Milone Libero (*)	Consigliere
Poggiali Barbara (*)	Consigliere
Pietrogrande Paolo (*)	Consigliere
Grenon Georgina (*)	Consigliere

(*) Membri Indipendenti ai fini del TUF e dell'autodisciplina

Il Consiglio di Amministrazione è stato nominato dall'Assemblea dei Soci del 27 aprile 2017

Collegio Sindacale

Scarpelli Massimo	Presidente
Conca Giovanna	Sindaco effettivo
Giussani Alberto	Sindaco effettivo
Caverni Mara Anna Rita	Sindaco supplente
Pezzati Gianluca	Sindaco supplente

Il Collegio Sindacale è stato nominato dall'Assemblea dei Soci del 27 aprile 2017

Società di Revisione

EY SpA

3 Dati consolidati di sintesi

(migliaia di euro)

	30.6.2018	30.6.2017	31.12.2017*
Ricavi da vendite di beni e servizi	164.974	141.009	288.619
Utile lordo industriale	77.857	60.140	127.598
Ebitda (1)	99.389	78.214	149.366
Risultato operativo	62.794	43.883	75.372
Risultato netto complessivo	34.312	19.503	31.458
Risultato netto di competenza Falck Renewables SpA	27.702	12.771	19.788
Risultato netto di competenza per azione (euro) (2)	0,096	0,044	0,068
N. Azioni in circolazione (media annua) in migliaia	289.846	290.024	289.963
N. Azioni in circolazione (a fine periodo) in migliaia	289.235	289.904	289.904
- Debiti finanziari netti (crediti)	(208.893)	(225.101)	(255.070)
- <i>Project financing "non recourse"</i>	746.034	717.493	793.138
Totale posizione finanziaria netta senza derivati (crediti)	537.141	492.392	538.068
- Strumenti finanziari derivati sui tassi (crediti)	38.741	48.865	46.569
- Strumenti finanziari derivati sui commodity (crediti)	1.786		
- Strumenti finanziari derivati sui cambi (crediti)	2.327	(62)	(90)
Totale posizione finanziaria netta con derivati (crediti)	579.995	541.195	584.547
Patrimonio netto	529.080	482.410	497.559
Patrimonio netto di competenza Falck Renewables SpA	480.293	441.255	449.226
Patrimonio netto di competenza per azione (euro) (2)	1,651	1,517	1,549
Investimenti materiali e immateriali	32.069	10.668	28.038
Utile lordo industriale/Ricavi	47,2%	42,6%	44,2%
Ebitda/Ricavi	60,2%	55,5%	51,8%
Risultato operativo /Ricavi	38,1%	31,1%	26,1%
Risultato netto/Patrimonio netto	6,5%	4,0%	6,3%
Posizione finanziaria netta/Patrimonio netto	1,10	1,12	1,17
Dipendenti operanti nelle società consolidate (n.)	370	353	351

(1) Ebitda = L'Ebitda è definito dal Gruppo Falck Renewables come risultato netto al lordo dei proventi e oneri da partecipazioni, dei proventi e oneri finanziari, degli ammortamenti, delle svalutazioni e degli accantonamenti a fondo rischi e delle imposte sul reddito. Tale importo è stato determinato secondo le best practice di mercato, anche alla luce degli ultimi contratti di finanziamento stipulati dal gruppo.

(2) Calcolato rispetto alla media annua del numero delle azioni.

*I dati al 31 dicembre 2017 sono stati riesposti per riflettere gli aggiustamenti effettuati a seguito dell'applicazione dell'IFRS 3 -Aggregazioni aziendali-relativamente all'acquisizione del gruppo NC 42 LLC, Falck Renewables Vind AS, Åliden Vind AB e Brattmyrlyden Vind AB.
Per maggiori informazioni si rinvia alla nota integrativa n. 5.6.2 Area di consolidamento

4. Relazione intermedia sulla gestione

4 Relazione intermedia sulla gestione

La presente Relazione finanziaria semestrale al 30 giugno 2018 è redatta ai sensi dell'art. 154 ter del D.Lgs. 58/1998 e predisposta in conformità ai principi contabili internazionali riconosciuti dalla Comunità Europea ai sensi del regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento europeo e del Consiglio del 19 luglio 2002 e in particolare dello IAS 34 – Bilanci intermedi, nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'art. 9 del D.Lgs. n. 38/2005.

Il Gruppo Falck Renewables predisponendo la relazione semestrale in base al principio IAS 34 ha scelto di pubblicare un'informativa sintetica del bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2018.

Si segnala che, anche a seguito delle semplificazioni introdotte dal D.Lgs. n. 25 del 15 febbraio 2016 (che ha recepito la Direttiva 2013/50/UE, c.d. Transparency II) in materia di informazioni finanziarie periodiche al pubblico e in conformità con quanto previsto dall'articolo 2.2.3, comma 3, del Regolamento dei Mercati organizzati e gestiti da Borsa Italiana SpA, Falck Renewables SpA, in quanto società appartenente al Segmento STAR, continuerà a redigere e a pubblicare i resoconti intermedi di gestione nelle forme finora adottate.

4.1 Andamento economico finanziario del Gruppo Falck Renewables

4.1.1 Il profilo del Gruppo Falck Renewables

Falck Renewables SpA è una società per azioni di diritto italiano, con sede legale in Milano, Corso Venezia n. 16.

Al 30 giugno 2018, Falck Renewables SpA e le sue controllate (“Gruppo”) operano essenzialmente in Italia, Regno Unito, Spagna e Francia e, per effetto delle recenti acquisizioni anche negli Stati Uniti d'America, mentre in Norvegia e in Svezia sono stati acquisti progetti, alcuni dei quali in costruzione e nei Paesi Bassi si è dato impulso alle attività di sviluppo di nuovi impianti.

Il gruppo Vector Cuatro, controllato al 100%, svolge attività anche in altri paesi tra cui Giappone, Cile, Emirati Arabi, Messico e Bulgaria.

L'attività del Gruppo Falck Renewables è concentrata nel settore della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili tramite impianti eolici, fotovoltaici, WtE e a biomasse e nella fornitura di servizi di gestione degli impianti per la produzione di energia rinnovabile.

Il Gruppo Falck Renewables opera principalmente nei seguenti settori di attività:

- il settore Eolico in cui i ricavi provengono sia dalla cessione di energia sia dagli incentivi applicabili agli impianti di proprietà del Gruppo;
- il settore WtE, biomasse e fotovoltaico, in cui i ricavi provengono prevalentemente dalla cessione di energia elettrica, dal conferimento dei rifiuti per la produzione di energia WtE nonché dal trattamento dei rifiuti. Per gli impianti fotovoltaici sono altresì rilevanti i ricavi da incentivo previsti dal sistema Conto Energia in Italia o da incentivi sugli investimenti (USA), mentre per l'impianto a biomasse i ricavi provengono prevalentemente dagli incentivi applicabili (certificati verdi);
- il settore Servizi costituito dal gruppo spagnolo Vector Cuatro acquisito nel settembre 2014, è attivo nei servizi e nella gestione di impianti per la produzione di energia rinnovabile, con una radicata ed estesa presenza internazionale. Offre inoltre servizi di ingegneria e consulenza allo sviluppo di progetti per la generazione elettrica principalmente da fonte solare ed eolica.

Nel 2018 è stato introdotto il settore “Altre Attività” composto dalle società Falck Renewables SpA e Falck Renewables Energy Srl. Falck Renewables Energy Srl (“FRE”), fino al 31 dicembre 2017, faceva parte del settore “WtE, biomasse e fotovoltaico”. Questa variazione è stata effettuata in quanto dal 1 gennaio 2018 FRE opera nell'ambito dell'*Energy Management* (sulla base delle *policy* definite a livello di Gruppo), attività che

4 Relazione intermedia sulla gestione

include, fra l'altro, il dispacciamento, la gestione degli sbilanciamenti, la vendita e la copertura del rischio *commodity*, potenzialmente per tutti i settori del Gruppo.

Ancorché la nuova esposizione non sia significativa sui dati del primo semestre 2017, i dati di settore al 30 giugno 2017 sono stati riesposti al fine di renderli comparabili ai risultati del primo semestre 2018.

I dati al 31 dicembre 2017 sono stati riesposti per riflettere gli aggiustamenti effettuati a seguito dell'applicazione dell'IFRS 3 -Aggregazioni aziendali- relativamente all'acquisizione del gruppo NC 42 LLC, Falck Renewables Vind AS, Åliden Vind AB e Brattmyrliden Vind AB.

4.1.2 Quadro normativo di riferimento

Con la sottoscrizione del Protocollo di Kyoto, l'Unione Europea ha sviluppato una specifica strategia energetica tesa a favorire l'utilizzo delle fonti rinnovabili di energia.

La "Direttiva 2009/CE/28" ha fissato gli obiettivi per lo sviluppo delle fonti rinnovabili specifici per ciascuno Stato membro e ha richiesto a ciascuno Stato di elaborare un proprio *National Renewable Energy Action Plan*. L'Italia ha notificato il proprio Piano di Attuazione Nazionale (PAN) in data 30 giugno 2010, impegnandosi a coprire entro il 2020, attraverso le fonti rinnovabili, il 17% dei consumi lordi nazionali e, in particolare, la quota del 6,38% del consumo energetico del settore trasporti, del 28,97% per l'elettricità e del 15,83% per la climatizzazione.

Nel dicembre 2015, a Parigi, i delegati di 195 paesi che partecipano alla Conferenza mondiale sul clima hanno firmato un accordo in cui si impegnano a ridurre le emissioni inquinanti, prevedendo in particolare di mantenere l'aumento di temperatura inferiore ai 2 gradi, e compiere sforzi per mantenerlo entro 1,5 gradi, e di interrompere l'incremento delle emissioni di gas serra il prima possibile, raggiungendo nella seconda parte del secolo il momento in cui la produzione di nuovi gas serra sarà sufficientemente bassa da essere assorbita naturalmente. L'accordo prevede altresì di controllare i progressi compiuti ogni cinque anni, tramite nuove Conferenze e, infine, di versare 100 miliardi di dollari ogni anno ai paesi più poveri per aiutarli a sviluppare fonti di energia meno inquinanti.

In data 30 novembre 2016, la Commissione Europea ha presentato il cd. "Pacchetto energia", contenente la proposta della DG Energy in materia di rinnovabili, efficienza energetica, mercato interno dell'elettricità, biocarburanti, *governance* dell'Unione energetica, Acer e sicurezza delle forniture, per il periodo 2020-2030.

Tale pacchetto - denominato "*Clean Energy for All Europeans*" - dovrà essere discusso in Parlamento e Consiglio europei. Si prevede l'approvazione del pacchetto corso del 2018. Gli Stati Membri dovranno dunque recepire i provvedimenti comunitari nel proprio ordinamento.

Per ciò che concerne la direttiva sulle fonti rinnovabili (cd. "RED II"), il 14 giugno 2018 è stato raggiunto l'accordo in fase di trilogia tra i rappresentanti della Commissione, dell'Europarlamento e del Consiglio sul *target* UE le fonti rinnovabili al 2030 arrivando a un'intesa su un obiettivo vincolante del 32%.

Negli ultimi anni i paesi in cui opera il Gruppo Falck Renewables hanno varato provvedimenti e documenti di revisione dei meccanismi di incentivazione delle produzioni elettriche da fonti rinnovabili. Il nuovo quadro regolatorio italiano evidenzia una forte riduzione degli incentivi per gli impianti avviati a partire dal 2013, mentre garantisce meccanismi stabili e duraturi per gli impianti in esercizio al 31 dicembre 2012.

La Spagna ha proceduto invece negli ultimi anni alla revisione dei sistemi di incentivazione delle produzioni rinnovabili anche per gli impianti già in esercizio (con effetti retroattivi). Come dettagliato più avanti, la revisione degli incentivi avviata a inizio 2013 è stata ufficialmente varata nel giugno 2014, con decorrenza dal secondo semestre 2013. La Spagna rappresenta circa il 2,5% della produzione del Gruppo.

In relazione alle modifiche apportate di recente alla disciplina fiscale in essere nei principali Paesi nei quali il Gruppo attualmente opera si segnala quanto segue.

4 Relazione intermedia sulla gestione

Per quanto concerne l'Italia, si ricordano innanzitutto le novità introdotte in ambito IVA dalla Legge di Stabilità 2015 (L. 23/12/2014 n. 190) riguardanti principalmente l'estensione del meccanismo del cosiddetto "reverse charge" alle cessioni di gas e di energia elettrica a un soggetto passivo-rivenditore, incluse le cessioni dei c.d. Certificati Verdi. Questo meccanismo ha limitato per alcune società del Gruppo operanti in Italia la possibilità di compensare crediti e debiti IVA; i crediti IVA per tali società sono ad oggi ordinariamente incassati mediante richieste di rimborso. Al riguardo, occorre tuttavia precisare che, in conformità a quanto previsto dalla Direttiva 2006/112/CE, è previsto che l'estensione del reverse charge alle operazioni menzionate abbia un'efficacia temporale limitata potendosi concretamente applicare fino al 31 dicembre 2018. Allo stato attuale, in assenza di chiarimenti ufficiali, non è possibile fare previsioni sull'estensione o meno della normativa sul reverse charge all'esercizio 2019, tuttavia segnaliamo che la Commissione Europea ritiene opportuna una proroga dell'istituto, in attesa dell'entrata in vigore del regime IVA definitivo.

Con riferimento al Regno Unito, lo scorso novembre 2017 è stato approvato un secondo e più ampio Finance Act 2017 (No.2), il quale introduce alcune modifiche con effetto retroattivo. Tra le principali modifiche efficaci già a decorrere dall'1 aprile 2017 si segnalano la conferma della riduzione dell'aliquota dell'imposta sul reddito delle società al 19%, l'introduzione a decorrere dalla stessa data di nuove regole ai fini della deducibilità degli interessi passivi, nonché dell'applicazione del regime di esenzione delle partecipazioni societarie.

Per quanto concerne la Francia, si segnala che la legge finanziaria francese 2017 approvata in data 29 dicembre 2016 già introduceva una riduzione dell'aliquota fiscale progressiva per fasce di reddito imponibile dal 33,33% fino al 28% da applicare, a talune condizioni, già a decorrere dal 2017.

La legge finanziaria per il 2018, adottata e pubblicata nel dicembre 2017, ha confermato ed aggiornato le previsioni di riduzione dell'aliquota fiscale già introdotta nel 2016, definendo per tutte le imprese un'aliquota d'imposta pari al 28% per il 2020, al 26,5% per il 2021 ed al 25% a partire dal 2022.

Passando infine agli Stati Uniti, come noto, in data 22 dicembre 2017 è stata approvata un'importante riforma fiscale (Pub. L. No. 115-97), che prevede, già a partire dal 2018, una consistente riduzione dell'aliquota dell'imposta sul reddito delle società (CIT) dal 35% al 21%. Tra i numerosi interventi realizzati, si segnalano, tra gli altri, l'introduzione di limiti alla deducibilità degli interessi passivi, nonché la modifica alla riportabilità a nuovo delle perdite fiscali generate a partire dal 2018 le quali divengono riportabili senza alcun limite temporale, ma nei limiti dell'80% del reddito imponibile. E' stata inoltre eliminata la possibilità di riporto ad anni precedenti (cosiddetto *carryback*) delle perdite fiscali. Anche in questo caso le modifiche non producono effetti sostanziali agli investimenti in essere negli Stati Uniti. Da ultimo, si segnala che secondo recenti modifiche legislative, gli impianti solari possono beneficiare dell'attuale credito "ITC" a patto che la costruzione dell'impianto abbia inizio prima del 1 gennaio 2020 e che l'impianto sia messo in esercizio prima del primo di gennaio del 2024. Il gruppo sta valutando l'impatto del beneficio per i futuri piani.

Per quanto concerne la Svezia, è stata confermata l'aliquota dell'imposta sul reddito delle società (CIT) del 22% per il 2018, tuttavia è in discussione una progressiva riduzione di aliquota al 21,4% a partire dall'esercizio successivo a quello chiuso al 31 dicembre 2018 e al 20,6% a partire dall'esercizio successivo a quello chiuso al 31 dicembre 2020. Allo stato attuale le modifiche non risultano approvate.

Per completezza, si segnala infine che in Norvegia la legge di Bilancio per il 2018 ha introdotto, già a partire dal 2018, la riduzione dell'aliquota dell'imposta sul reddito delle società (CIT) dal 24% al 23%

❖ *Italia: Quadro normativo del settore Eolico e del settore WtE, Biomasse e Fotovoltaico*

L'incentivazione alla produzione elettrica da fonti rinnovabili è composta da diversi meccanismi che trovano applicazione articolata in relazione (i) alla data di entrata in esercizio dell'impianto, (ii) alla tipologia di fonte rinnovabile utilizzata e (iii) alla potenza dell'impianto.

Tali incentivi possono essere identificati con:

4 Relazione intermedia sulla gestione

- a) le Tariffe Incentivanti, ex Certificati Verdi (CV);
- b) il Conto Energia per gli impianti fotovoltaici;
- c) il Conto Energia per gli impianti solari termodinamici.

Infine, per completezza, si sottolinea che l'impianto di Granarolo dell'Emilia, di proprietà di Frullo Energia e Ambiente Srl, partecipata dal Gruppo al 49% e consolidata con il metodo del patrimonio netto, godrà fino al dicembre 2018 della parte di incentivo relativo al cd. "costo evitato" del Provvedimento CIP 6/92.

a) Tariffe Incentivanti, ex Certificati Verdi (CV)

A decorrere dall'anno 2001, il Decreto Bersani ha imposto, ai soggetti che importano o producono più di 100 GWh/anno da fonti convenzionali, di immettere nella rete (nell'anno successivo) energia prodotta da fonti rinnovabili in misura non inferiore al 2% (la Quota d'Obbligo).

L'obbligo di immissione sopra illustrato poteva essere assolto mediante la produzione in proprio di energia rinnovabile ovvero mediante l'acquisto dei Certificati Verdi ("CV") dai produttori di energia rinnovabile.

Come previsto dal Decreto Ministeriale 6 luglio 2012, il meccanismo dei Certificati Verdi dal 2016 è stato sostituito da una nuova forma di incentivo, che garantisce, sulla produzione netta di energia, la corresponsione di una tariffa in euro da parte del GSE aggiuntiva ai ricavi derivanti dalla valorizzazione dell'energia.

Per poter beneficiare della Tariffa Incentivante, il GSE ha stabilito, per tutti i titolari di impianti IAFR, l'obbligo di sottoscrivere la cd. Convenzione GRIN (Gestione Riconoscimento Incentivo).

Sono dunque state sottoscritte le convenzioni GRIN per le società del Gruppo aventi diritto (ad eccezione di Prima Srl, per la quale sono in corso maggiori accertamenti dal momento che l'impianto WtE di tale società ad oggi non richiede l'emissione dei Certificati Verdi), accompagnate da lettera di riserva.

In data 20 giugno 2016, è stato notificato il ricorso avverso la Convenzione GRIN da parte di tali società del Gruppo ed è stato depositato presso il TAR Lazio.

La delibera 32/2018/R/efr del 25 gennaio 2018 ha infatti determinato, ai fini della quantificazione per l'anno 2018 del valore degli incentivi che sostituiscono i certificati verdi, il valore medio nell'anno 2017 del prezzo di cessione dell'energia elettrica, in misura pari a 53,14 €/MWh. Per l'anno 2018, il valore della Tariffa Incentivante è stato fissato a 98,95 euro per MWh.

Con riferimento invece all'impianto biomasse di Ecosesto SpA, questo gode di una tariffa incentivante come sopra descritta, ma maggiorata di un coefficiente moltiplicativo applicato a seguito del rilascio della certificazione, erogata dal MIPAF, che garantisce la provenienza da filiera corta (ovvero entro un raggio di 70 km) delle biomasse utilizzate.

In data 20 dicembre 2017, il GSE ha pubblicato le procedure operative per la "Gestione esercizio degli impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili diversi dai fotovoltaici ammessi agli incentivi". Nelle intenzioni del Gestore, il documento mira, tra le altre cose, a promuovere la massimizzazione della produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile, favorire il prolungamento della vita utile degli impianti oltre il periodo di incentivazione, ridurre e semplificare gli adempimenti a carico degli operatori.

b) Conto Energia

Con riferimento agli impianti fotovoltaici, lo strumento di incentivazione è costituito dal Conto Energia, introdotto dai D. M. 28 luglio 2005 e 6 febbraio 2006 (Primo Conto Energia) e successivamente modificato dal D.M. 19 febbraio 2007 (Secondo Conto Energia). Per quanto riguarda gli impianti entrati in esercizio tra il 1 gennaio 2008 e il 31 dicembre 2010, quest'ultimo prevede un'incentivazione tariffaria dell'energia prodotta, differenziata in relazione alle caratteristiche degli impianti stessi (integrato, parzialmente integrato, non integrato) e alla potenza nominale (tra 1 e 3 kW; tra 3 e 20 kW; superiore a 20 kW). L'erogazione avviene da parte del GSE per un periodo di 20 anni.

4 Relazione intermedia sulla gestione

Più in particolare, ai sensi della Legge n. 129 del 13 agosto 2010, le tariffe incentivanti previste dal Conto Energia disciplinato dal D.M. 19 febbraio 2007, continuano ad applicarsi agli impianti fotovoltaici entrati in esercizio anche a seguito del 31 dicembre 2010, a condizione che (i) entro il 31 dicembre 2010 sia conclusa l'installazione dell'impianto fotovoltaico e sia comunicata alle autorità competenti la fine lavori e (ii) che gli stessi impianti entrino in esercizio entro il 30 giugno 2011.

Il D.M. 6 agosto 2010 (Terzo Conto Energia) si applica agli impianti entrati in esercizio dal 1 gennaio 2011, a eccezione di quelli riconducibili alla Legge 129/2010. Il D.M. 12 maggio 2011 (Quarto Conto Energia) specifica che le disposizioni di cui al D.M. 6 agosto 2010 si applicano agli impianti entrati in esercizio entro il 31 maggio 2011. Il D.M. 5 luglio 2012 (Quinto Conto Energia), ridefinisce le tariffe incentivanti dal 27 agosto 2012 e il limite di costo indicativo annuo, fissato in 6,7 miliardi di euro.

Il Quinto Conto Energia non è più aperto all'incentivazione di nuove installazioni per raggiungimento del limite di costo annuo definito, pertanto oggi non sono previsti incentivi sulla produzione per nuove installazioni fotovoltaiche.

Tutti gli impianti fotovoltaici del Gruppo ricadono nel Primo e nel Secondo Conto Energia.

La Legge 116/2014 stabilisce che, a decorrere da gennaio 2015, la tariffa incentivante per l'energia prodotta dagli impianti di potenza nominale superiore a 200 kW (sostanzialmente tutti quelli del Gruppo Falck Renewables), sia rimodulata a scelta dell'operatore, sulla base di una delle seguenti opzioni:

- a) la tariffa è erogata per un periodo pari a 24 anni, decorrente dall'entrata in esercizio degli impianti, ed è conseguentemente ricalcolata secondo la percentuale di riduzione indicata nella legge;
- b) fermo restando l'originario periodo di erogazione ventennale, la tariffa è rimodulata prevedendo un primo periodo di fruizione di un incentivo ridotto rispetto all'attuale e un secondo periodo di fruizione di un incentivo incrementato in ugual misura. Le percentuali di rimodulazione sono state stabilite con decreto del Ministro dello Sviluppo Economico e per il Gruppo variano dal 15 al 25%;
- c) fermo restando il periodo di erogazione ventennale, la tariffa è ridotta di una quota percentuale dell'incentivo riconosciuto alla data di entrata in vigore del presente Decreto Legge, per la durata residua del periodo di incentivazione, secondo le seguenti quantità:
 - 1) al 6% per gli impianti da 200kW a 500 kW;
 - 2) al 7% per gli impianti da 500kW a 900 kW;
 - 3) all'8% per gli impianti di potenza nominale superiore a 900 kW.

Il Gruppo ha optato per l'opzione c) punto 3.

A seguito del ricorso di alcuni operatori, il TAR ha sollevato la questione di legittimità costituzionale della L. 116/2014 relativamente alla norma che ha disposto la suddetta modifica del regime di incentivazione, sottoponendo alla Corte Costituzionale l'eventuale violazione del principio di ragionevolezza e di legittimo affidamento, unitamente al principio di autonomia imprenditoriale, di cui agli artt. 3 e 41 della Costituzione. In data 7 dicembre 2016 la Consulta ha dichiarato infondata la questione di legittimità costituzionale dell'articolo 26, commi 2 e 3 del DL competitività n. 91/2014 da essi posta.

In data 21 febbraio 2017, il GSE ha pubblicato "DTR" per gli impianti incentivati in Conto Energia ("Procedure per la gestione degli interventi di manutenzione e ammodernamento tecnologico degli impianti"). Il documento mira a "ridurre e semplificare gli adempimenti degli operatori" verso il Gestore e ad "agevolare il conseguimento degli obiettivi generali di sostenibilità ambientale". Apre altresì nuove possibilità in ambito di *revamping* e *repowering* degli impianti.

c) Tariffa incentivante per impianti solari termodinamici

Nell'ambito del recepimento della direttiva 2009/CE/28 il decreto attuativo del 6 luglio 2012 ha previsto (art.28) di prorogare il DM 11 aprile 2008 "recante i criteri e le modalità per incentivare la produzione di energia elettrica da fonte solare mediante cicli termodinamici" che si sarebbe esaurito nel 2013.

Ecosesto SpA ha realizzato un impianto di questa fattispecie integrandolo nell'impianto termodinamico rinnovabile a biomasse legnose in esercizio a Rende (CS). L'impianto è stato completato a dicembre 2013. A

4 Relazione intermedia sulla gestione

inizio del 2017, è stata siglata la relativa convenzione con GSE, che prevede l'erogazione di un incentivo pari a 320 €/MWh.

Altri avvenimenti di maggior rilievo che hanno caratterizzato il quadro normativo di riferimento in materia di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile

Strategia Energetica Nazionale (SEN)

Il 10 novembre 2017 è stato firmato il decreto interministeriale che adotta la Strategia Energetica Nazionale. Alcuni dei punti cruciali della Strategia riguardano il *phase-out* dal carbone anticipato al 2025, lo sviluppo dell'efficienza energetica e delle rinnovabili. In particolare, in materia di FER, gli obiettivi salgono al 28% sui consumi totali e al 55% su quelli elettrici.

In breve, fino al 2020, la Strategia mira a promuovere nuovi investimenti tramite incentivi sulla produzione estendendo lo strumento delle aste competitive, adottando un approccio di neutralità tra tecnologie con strutture e livelli di costi affini per stimolare la concorrenza, facendo ricorso a regimi di aiuto differenziati per i piccoli impianti e per le tecnologie innovative.

Dal 2020, i meccanismi di supporto alle rinnovabili evolveranno verso la *market parity*, ossia da incentivi diretti sulla produzione a politiche abilitanti e semplificazione regolatoria.

Nuova disciplina degli sbilanciamenti

Nel corso degli ultimi anni, l'Autorità, in via transitoria in attesa della pubblicazione del cd. *Balancing Network Code* europeo, è più volte intervenuta in materia di disciplina degli sbilanciamenti effettivi.

A seguito del documento di consultazione 277/2017/R/eel, l'Autorità in data 8 giugno 2017, ha pubblicato la delibera 419/2017/R/eel, che prevede l'adozione dal 1 settembre 2017 del nuovo sistema di calcolo del segno dello sbilanciamento aggregato zonale (così come definito da Terna), che di fatto complica la possibilità per gli operatori di prevedere il segno zonale e, quindi, di sfruttare tale previsione a proprio vantaggio. Il documento conferma altresì la proposta di mantenere il sistema di *single price* per tutte le unità non abilitate a partire da tale data e pertanto rimane alterato tale sistema di calcolo per tutti gli impianti del Gruppo. Introduce, invece, dal 1 luglio 2017 i corrispettivi di non arbitraggio macrozonale, al fine di eliminare anche le distorsioni che derivano dalla determinazione dei prezzi di sbilanciamento a livello macrozonale in presenza di prezzi di mercato determinati a livello zonale.

Progetto di revisione e riforma del Mercato Elettrico Italiano

L'Autorità, con la delibera 393/2015/R/eel, ha avviato un procedimento finalizzato alla formazione di provvedimenti per la riforma organica della regolazione del servizio di dispacciamento, in coerenza con gli indirizzi espressi dall'Autorità nel quadro strategico 2015-2018 e con la normativa europea in materia (Regolamento UE 1222/15 - CACM, Regolamento UE recante le c.d. *balancing guidelines*); in tale procedimento sono confluite anche tutte le attività e i provvedimenti finalizzati all'attuazione delle disposizioni del decreto 102/2014 in materia di dispacciamento.

A tal fine, è stato avviato uno specifico progetto inter-direzionale (RDE-Riforma Dispacciamento Elettrico) con il compito, fra gli altri, di predisporre tutti gli atti relativi alla regolazione del dispacciamento al fine di sostituire l'Allegato A alla deliberazione 111/06 con un Testo integrato del dispacciamento.

In data 9 giugno 2016 l'AEEGSI ora ARERA ha pubblicato il Documento di Consultazione 298/2016/R/eel, contenente le proposte relative alla prima fase della riforma del mercato per il servizio di dispacciamento.

In data 5 maggio 2017, l'Autorità ha pubblicato la delibera 300/2017/R/eel "*Prima apertura del mercato per il servizio di dispacciamento (MSD) alla domanda elettrica ed alle unità di produzione anche da fonti rinnovabili non già abilitate nonché ai sistemi di accumulo. Istituzione di progetti pilota in vista della costituzione del Testo Integrato Dispacciamento Elettrico (Tide) coerente con il Balancing Code europeo*". Con tale delibera, l'Autorità ha lanciato una prima fase di progetti pilota, che prevede la partecipazione di consumatori e delle

4 Relazione intermedia sulla gestione

unità non abilitate (compreso lo *storage*), oltre all'utilizzo degli accumuli in abbinamento con le unità rilevanti abilitate al fine di ottimizzare la fornitura di risorse di dispacciamento. Terna ha quindi lanciato i primi progetti pilota relativi alla partecipazione della domanda e della generazione distribuita al mercato dei servizi di dispacciamento.

Nel marzo 2018, Terna ha inoltre pubblicato i documenti di consultazione sul *Capacity Market*, il cui avvio è previsto per il 2019.

Il *cap* al premio e lo *strike price* saranno fissati per ciascuna asta (delibera 261/2018/R/eel).

Gestione dell'energia

Nel corso del 2017 è proseguita l'implementazione di una gestione più attiva dell'energia del Gruppo con l'obiettivo principale di mitigare e gestire il rischio massimizzando, nel contempo, i ricavi. In tale ambito quindi, si è proceduto all'uscita dal sistema del Ritiro Dedicato ("RiD") offerto dal GSE con tutti gli impianti del Gruppo, tranne il fotovoltaico della società Actelios Solar Spa, installato presso l'impianto WtE di Prima Srl, per un totale di 70 kW. Se nel corso del 2016 la scelta del Gruppo, a seguito dell'uscita dal RiD, è ricaduta su una gestione dell'energia prodotta attraverso la stipula di contratti annuali di vendita con operatori privati, nel corso del 2017, anche a fronte delle modifiche normative accorse (in particolare in materia di sbilanciamenti¹), il Gruppo (in coerenza con quanto descritto nel proprio Piano Industriale) ha iniziato a vendere direttamente l'energia prodotta dagli impianti attraverso la Falck Renewables Energy Srl, abilitando il dispacciamento in immissione con Terna e firmando i relativi contratti infragruppo. In particolare, a partire da luglio 2017 tale attività è stata avviata per gli impianti fotovoltaici della società Solar Mesagne Srl ed Ecosesto Spa e da ottobre 2017 per l'impianto WtE della società Prima Srl.

Proseguendo sul percorso pluriennale sopra descritto ed in coerenza con il Piano Industriale, il team dell'Energy Management, a partire dal 1 gennaio 2018 ha proceduto con l'avvio dell'attività di vendita sulla borsa elettrica dell'energia prodotta anche dai restanti impianti del Gruppo, tranne che per le società Geopower Sardegna Srl ed Eolica Sud Srl, la cui gestione interna dell'attività di vendita è prevista che venga attivata più avanti.

Queste attività vedranno pertanto un ruolo sempre più attivo della società Falck Renewables Energy Srl quale Utente del Dispacciamento e permetteranno al Gruppo, in futuro, di diventare sempre più indipendente nelle attività di vendita e valorizzazione dell'energia elettrica prodotta dai propri impianti.

Infine, nell'ambito dell'ottimizzazione della gestione dell'energia e di mitigazione della variabilità dei prezzi, si è inoltre proceduto con la definizione e attuazione di una *policy* per la fissazione, qualora ritenuto opportuno, dei prezzi di vendita dell'energia elettrica. La *policy* ha come obiettivo quello di rendere ulteriormente più stabili e certi i prezzi applicati alle produzioni durante l'anno.

❖ *Spagna: quadro normativo settore eolico*

Ai sensi della Direttiva 2001/77/CE la Spagna ha posto come obiettivo che, entro il 2020, il 29% del consumo lordo di energia elettrica sia prodotto da energie rinnovabili. La normativa di riferimento in Spagna è stata rappresentata dal Regio Decreto (RD) 436/2004 e dal RD 661/2007. Nel luglio del 2010 è stata approvata una nuova normativa che ha impattato in maniera non significativa sugli impianti eolici del Gruppo, realizzati ai sensi del Regio Decreto 436/2004.

Il RD 436/2004 prevedeva che l'energia elettrica generata potesse essere ceduta con una tariffa omnicomprensiva (*Feed-in Tariff*) o con un meccanismo che comprendeva un elemento fisso (Premio) e un elemento variabile secondo l'andamento del mercato (*Feed-in Premium* o *Market Option*).

Il RD 436/2004 è stato successivamente sostituito dal RD 661/2007 il quale manteneva il regime di tariffa "FIT" e introduceva un nuovo regime di prezzo variabile (*Market Option*) che era soggetto a un limite minimo e massimo per garantire che i produttori di energia da fonti rinnovabili non fossero eccessivamente o

¹ Vedi paragrafo "Nuova disciplina degli sbilanciamenti"

4 Relazione intermedia sulla gestione

insufficientemente remunerati. Gli impianti eolici del Gruppo hanno applicato dall'avvio il regime a prezzo variabile previsto dal RD 436/2004.

Successivamente, nel 2010 il governo spagnolo ha introdotto due misure straordinarie per il settore della generazione elettrica applicabili per il periodo 2011-2013:

- i produttori di energia elettrica dovevano pagare una tassa di 0,5 euro per ogni MWh di energia immessa in rete;
- l'incentivo per gli impianti solari ed eolici era riconosciuto per un numero massimo di ore all'anno, prevedendo quindi che l'energia prodotta in eccesso rispetto a tale valore fosse valorizzata al prezzo di mercato. Il valore limite per l'eolico era fissato in 2.589 ore all'anno, ma si applicava solo nel caso in cui fosse anche raggiunto un valore medio di ore di produzione relativo a tutta la capacità installata nel paese (fissato in 2.350).

Il RD 1/2012 del 27 gennaio 2012 ha poi temporaneamente sospeso ogni incentivo economico per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili ai progetti non ancora autorizzati alla data del decreto in quanto la capacità installata in Spagna aveva superato il Piano fissato dal governo spagnolo. La sospensione è rimasta fino a quando non è stata trovata una soluzione al deficit tariffario del sistema ("RD 2/2013" illustrato in seguito) che ha comportato un nuovo modello remunerativo per le fonti rinnovabili.

Nel corso del 2012, infine, il governo spagnolo ha introdotto una tassazione del 7% sul valore della produzione di energia elettrica a decorrere dal 2013 (legge N15/2012 e RD N.29/2012).

Con il "RD 2/2013" contenente misure urgenti per il settore elettrico, sono stati rivisti i regimi tariffari previsti dal RD 661/2007 fino al momento applicato, seppur con le modifiche anzidette. In particolare è stato azzerato il premio "rinnovabili" previsto nella opzione "tariffa a regime variabile" (c.d. *FIP* o *Market Option*), che era l'opzione adottata dagli impianti del Gruppo. Con questa opzione il produttore vendeva infatti autonomamente la produzione sul libero mercato e incassava il premio aggiuntivo in misura fissa. Con il nuovo decreto RD 2/2013, agli impianti che operano con sistema FiP è stato concesso di migrare verso il meccanismo della tariffa fissa regolata (meccanismo cd. FiT: *Feed-in Tariff*), prevista dal RD 661/2007 che è caratterizzato da una tariffa fissa, costituita dal prezzo di mercato dell'energia elettrica più un premio variabile. Dal 2013 quindi gli impianti del Gruppo sono passati dal meccanismo FiP al meccanismo FiT con tariffa fissa.

Il 12 luglio 2013, il RD N 9/2013, ha previsto – in completamento al RD N 2/2013 - l'adozione di nuove misure urgenti per garantire la stabilità finanziaria del sistema elettrico. Il RD 9/2013 definisce un nuovo quadro remunerazione degli impianti esistenti alimentati da fonte rinnovabile. L'avvio di questa riforma è avvenuta a partire dal 14 luglio 2013 anche se è risultata inapplicabile fino a che non fosse stata sviluppata in dettaglio nel RD 413/2014.

Il 10 giugno 2014 è stato pubblicato il RD 413/2014 che reimposta il trattamento di remunerazione incentivata degli impianti esistenti, contribuendo, rispetto ai valori di mercato, con la minima integrazione dei costi non recuperabili dalla gestione a mercato della vendita dell'energia. Il valore della Retribuzione Regolata è basato su costi *standard* (CAPEX e OPEX) derivanti da medie di mercato ed è stata progettata per integrare i ricavi degli impianti in modo che possano raggiungere la cosiddetta Profittabilità Ragionevole, definita nella normativa e calcolata sulla base dei rendimenti dei titoli di Stato spagnoli. Al fine del calcolo della Retribuzione Regolata, al termine di ogni Periodo Regolato di sei anni, vengono presi in esame tutti i flussi di costi e ricavi dell'impianto, anche quelli passati. Questo approccio è quindi risultato nel fatto che gli impianti più vecchi (come riferimento generale quelli entrati in esercizio prima del 2005) si ritiene abbiano già raggiunto la Profittabilità Ragionevole grazie agli incentivi percepiti in passato, e pertanto non siano titolati a ricevere alcuna Retribuzione Regolata. Pertanto questi impianti percepiscono come ricavo soltanto il valore di mercato dell'energia prodotta. I due impianti spagnoli del Gruppo sono stati avviati nel 2003 e nel 2004 e quindi, dal momento che ricadono in questa ultima casistica, già nel corso del 2013 hanno perso ogni forma di incentivo e cedono l'energia prodotta esclusivamente a prezzi di mercato.

Per gli impianti nuovi viene applicato lo stesso schema con l'unica eccezione che il livello di investimento iniziale che garantisce la Profittabilità Ragionevole è determinato dai produttori stessi in esito ad aste competitive organizzate periodicamente dal Governo spagnolo e che prevedono contingenti massimi (MW) cui è attribuita la Retribuzione Regolata.

4 Relazione intermedia sulla gestione

❖ *Regno Unito: quadro normativo settore eolico*

Il sistema normativo di incentivi alla produzione elettrica da fonti rinnovabili è ormai quasi totalmente basato sulla *Renewable Obligation* (RO) che dà origine al mercato del ROC (*Renewables Obligation Certificate*). Il meccanismo di mercato del ROC ha sostituito il precedente sistema “*Feed-in Tariff*” (riconoscimento omnicomprendente per energia e incentivo) c.d. NFFO (*Non Fossil Fuel Obligation*).

In Inghilterra e Galles il precedente regime della vendita di energia elettrica da fonti rinnovabili era regolamentato ai sensi del Protocollo dell’Energia Elettrica (gli *Electricity Orders*) dell’Inghilterra e del Galles del 1994, 1997 e 1998 (i *NFFOEW Orders*). In Scozia tale regime era invece disciplinato dagli *Electricity Orders* (Fonti di Combustibile Non Fossile) del 1994, 1997 e 1999 (*NFFOS Orders*).

Nonostante detta normativa sia stata superata, gli impianti avviati in tale regime continueranno a beneficiare di questi incentivi sino alla scadenza dei contratti NFFO esistenti (contratti di vendita a lungo termine a un prezzo prestabilito) con NFPA (*Non Fossil Purchasing Agency*). Questo regime non è più applicato a nessuno degli impianti del Gruppo, dal momento che l’impianto di Cefn Croes, che ha beneficiato del contratto NFFO fino alla fine del 2016, beneficia oggi del sistema dei ROCs.

Tutti gli impianti del Gruppo situati nel Regno Unito beneficiano del regime di incentivi per le fonti rinnovabili presente in Inghilterra, Galles e Scozia, che si basa sui *Renewables Obligation Orders* (ROs). Il *Renewables Obligation Order* 2006 (Inghilterra e Galles) e il *Renewables Obligation Order* 2007 (Scozia) prevedono l’obbligo a carico dei distributori di energia elettrica di dimostrare che una percentuale dell’energia elettrica da essi venduta provenga da fonti rinnovabili.

L’*Office of Gas and Electricity Markets* (Ofgem) emette i *Renewables Obligations Certificates* (ROCs) e gli *Scottish Renewables Obligations Certificates* (SROCs) per conto di *Gas and Electricity Markets Authority* (GEMA). Il sistema dei *Renewables Obligations* era previsto chiudersi alla fine di marzo 2017, tuttavia in conseguenza dell’approvazione dell’*Energy Act 2016*, la fine di tale sistema incentivante per i nuovi impianti eolici è stato anticipato a maggio 2016 con la previsione in ogni caso di un *grace period* (fino al 31 marzo 2017) per quei progetti che erano già stati autorizzati prima che fosse annunciata la chiusura anticipata del *Renewables Obligation* (scenario di cui ha beneficiato l’impianto di Auchrobert). Ulteriori *grace periods* (legati a determinate circostanze limitate) sono stati introdotti e saranno disponibili fino a gennaio 2019.

I ROs impongono ai distributori di energia elettrica che una percentuale sempre maggiore dell’energia da essi distribuita sia prodotta da fonti rinnovabili. Dal 2009 il livello di energia rinnovabile viene misurato in numero di ROs per MWh di energia distribuita e per il periodo compreso tra il 1 aprile 2016 e il 31 marzo 2017 il valore minimo che ciascun distributore deve raggiungere è fissato in 0,348 ROs per MWh di energia distribuita in Gran Bretagna (Inghilterra, Scozia e Galles) e di 0,142 in Irlanda del Nord.

La conformità ai ROs è attuata attraverso un sistema di certificazione che utilizza i ROs e i SROCs. I produttori di energia rinnovabile ricevono uno specifico numero di ROC o SROC per ogni MWh di energia elettrica prodotta, sulla base della tecnologia e della fonte di energia impiegate.

A fine luglio 2012 sono stati resi noti i nuovi livelli di ROs riconosciuti per i nuovi impianti che sono entrati in esercizio a partire da aprile 2013. Per gli impianti eolici *onshore* che sono entrati in esercizio da aprile 2013 è previsto il riconoscimento di 0,9 ROs per ogni MWh di energia prodotta.

I ROs e i SROCs sono titoli negoziabili (è possibile anche la partecipazione ad aste organizzate dalla stessa NFPA), hanno un prezzo di mercato e rappresentano un premio rispetto al prezzo di mercato corrispondente alla quantità di energia venduta (meccanismo “*Feed-in Premium*”).

Gli impianti eolici allacciati alla rete di distribuzione locale (nel caso del Gruppo tutti gli impianti ad eccezione di Kilbraur e Millennium) hanno solitamente anche diritto ad altre forme di incentivazione, note come “*Embedded Benefits*”. Questi impianti infatti, essendo connessi alla rete di distribuzione elettrica regionale a basso voltaggio e non alla rete di trasmissione ad alto voltaggio gestita da *National Grid Electricity*

4 Relazione intermedia sulla gestione

Transmission (NGET), permettono di evitare (o ridurre) l'utilizzo della rete di trasmissione e quindi evitare i relativi costi, detti TNUoS (*Transmission Network Use of System*).

E' opportuno segnalare che in Inghilterra e Galles le reti fino a 132kV sono considerate reti di distribuzione, mentre le connessioni superiori a 132kV sono considerate quali appartenenti alla rete di trasmissione. La situazione è invece differente in Scozia dove sono considerate reti di trasmissione anche le reti da 132kV, che peraltro sono più frequenti in Scozia di quanto non lo siano in Inghilterra e Galles. Si evidenzia inoltre come le reti di trasmissione in Scozia siano di proprietà di due società (*Scottish Hydro Electricity Transmission Ltd – SHETL* – e *Scottish Power Transmission Ltd – SPT* –) in base alla localizzazione geografica, rimanendo tuttavia in capo a NGET la responsabilità di gestione operativa del sistema di trasmissione scozzese.

Inoltre, per poter accedere al mercato elettrico è necessario che il generatore stipuli un *Power Purchase Agreement* (PPA) con un fornitore di energia elettrica, il quale ritira l'energia generata per rivenderla direttamente nella rete di distribuzione, evitando così di doversene approvvigionare attraverso la rete di trasmissione. I costi evitati da parte del fornitore (e altri costi derivanti dall'attuale meccanismo di bilanciamento del sistema e dalle evitate perdite di rete) in parte vengono positivamente ribaltati sugli impianti di generazione e prendono il nome di “*Embedded Benefits*” (benefici derivanti dall'incorporazione degli impianti di generazione nella rete di distribuzione).

NGET e Ofgem hanno promosso delle consultazioni in maniera coordinata per la revisione dell'intero sistema di tariffazione e di definizione degli *Embedded Benefits*, cui Falck ha partecipato direttamente. Recentemente, Ofgem ha confermato che gli *Embedded Benefits* relativi ai pagamenti “TRIAD” saranno modificati, prevedendo quindi una riduzione graduale nel corso dei prossimi tre anni. Dal momento che i benefici TRIAD vengono ad oggi riconosciuti a Falck solo nel caso in cui gli impianti producano energia durante un periodo TRIAD, si tratta di una fonte di ricavi incerta la cui drastica riduzione risulta comunque negativa.

La revisione sostanziale dei meccanismi di incentivazione offerti ai produttori di energia rinnovabile nel Regno Unito prevede l'introduzione di:

- **Feed-in Tariff mediante Contratti per Differenza (FiT-CfD)** per i nuovi impianti che avrebbero beneficiato dei ROCs o SROCs, la riforma introduce un nuovo sistema incentivante (sostitutivo dei ROC e dei SROCs) che prevede una *Feed-in Tariff (FiT)*. Il valore della FiT è stabilito a seguito di aste competitive e viene denominato *Strike Price*. Tale valore dovrebbe riflettere l'adeguata remunerazione del costo d'investimento della tecnologia utilizzata. Una volta aggiudicatosi il diritto alla FiT, l'impianto è tenuto a vendere l'energia elettrica sul mercato. Se il prezzo medio di mercato dell'energia elettrica all'ingrosso del Regno Unito (*Reference Price*) risulta inferiore rispetto allo *Strike Price*, l'impianto riceve una FiT ad integrazione dei guadagni effettuati dalla vendita dell'energia elettrica altrimenti, se è superiore, l'impianto deve restituire la differenza.
- **Capacity Market** per assicurare sufficienti investimenti a livello globale in capacità produttiva affidabile (programmabile) necessaria alla sicurezza della fornitura elettrica. Il *Capacity Market* offrirebbe a tutti i fornitori di capacità una remunerazione costante per assicurare che ci sia sufficiente capacità rispetto alla domanda di picco.
- **Emission Performance Standard (EPS)**: pone un limite al livello di emissioni di anidride carbonica che le nuove centrali a combustibile fossile possono emettere. Il livello imposto è tale da favorire quelle installazioni munite di sistemi di cattura e stoccaggio dell'anidride carbonica.
- **Carbon Price Floor**: fissa un prezzo minimo alle emissioni di diossido di carbonio integrando il prezzo europeo dell'*Emission Trading System* tramite una tassa (*Carbon Price Support*) da applicare sui combustibili fossili utilizzati per la generazione.

Ad oggi è stata lanciata una sola gara per l'allocazione di CfD a impianti eolici *onshore* e altre “tecnologie rinnovabili mature” (CfD POT 1). Ciò è avvenuto a fine dell'anno 2014 ed ha visto l'aggiudicazione del CfD a numerosi impianti eolici. Nessuno dei progetti in sviluppo da parte del Gruppo Falck ha partecipato a tale gara. Una gara successiva per i CfD ha avuto luogo nel corso del 2017 ma, come anticipato, non sono state incluse allocazioni ad impianti eolici *onshore*; al contrario l'asta era aperta solamente alle cosiddette “tecnologie

4 Relazione intermedia sulla gestione

rinnovabili meno mature” (CfD POT 2), - di cui fanno parte gli impianti eolici *offshore*. Non è dato sapere se e quando verrà lanciata una gara relativa a impianti eolici *onshore*.

❖ **Francia: quadro normativo settore eolico**

Durante i primi anni 2000, il governo francese ha pubblicato numerose normative con decreti e direttive ad essi associati, in particolare (i) la legge n. 108/2000 del 10 febbraio 2000 relativa à *la modernisation et au développement du service public et l'électricité*” (e successive modifiche e integrazioni della legge del 3 gennaio 2003 e della legge del 15 luglio 2003, “Legge francese sull’Energia Elettrica”) e (ii) il decreto n. 410/2001 del 10 maggio 2001, che obbligano l’*Electricité de France* (EDF) e i distributori locali ad acquistare l’energia elettrica prodotta da produttori di elettricità da fonti rinnovabili sulla base di un contratto di acquisto di elettricità della durata di 15 o 20 anni (*Feed-in Tariff* – FiT).

Questo sistema di incentivi non è più in vigore nel settore eolico; nonostante ciò, gli impianti eolici che avevano stipulato un contratto di *FiT* della durata di 15 anni (anteriormente all’eliminazione del sistema di incentivazione *FiT*) continueranno a godere dei benefici del sistema fino alla scadenza dei contratti sottoscritti. Il 18 agosto 2015 il governo francese ha pubblicato l’*Energy and Transition Act*, in coerenza con quanto previsto dalle linee guida europee sugli aiuti di Stato, introducendo una serie di cambiamenti volti a meglio integrare, seppur in maniera graduale, gli impianti rinnovabili nel più ampio mercato dell’energia elettrica. Questo provvedimento prescrive la graduale transizione per i nuovi impianti dal sistema incentivante attuale (*FiT*) ad un sistema nuovo basato sul cosiddetto “*Contract-for-Difference*” (*CfD*). Questo regime incentivante prevede che gli impianti debbano pertanto vendere sul mercato l’energia elettrica da essi prodotta direttamente o attraverso un aggregatore, per poi beneficiare di una remunerazione addizionale, un premio, pagato in base a un contratto con un *off-taker* obbligato. Il pagamento di questa remunerazione addizionale avviene sulla base dell’indice M0, un indice calcolato mensilmente considerando i prezzi EPEX e il profilo di produzione eolico nazionale ed è pubblicato dalla *Commission de Régulation de l’Energie*, la commissione francese responsabile della normativa in ambito di energia.

Nei giorni 27 e 28 maggio 2016 sono stati pubblicati due decreti, complementari rispetto all’*Energy and Transition Act* pubblicato il 18 agosto 2015, relativi all’implementazione della *FiT* e del *CfD*. Questi Decreti definiscono il contesto legale generale e rappresentano un insieme di regole che permetteranno una appropriata e completa implementazione dell’*Energy and Transition Act*.

Per quanto concerne gli impianti eolici *onshore*, lo Stato francese ha pubblicato il 13 dicembre 2016 un decreto che sancisce la fine del sistema *FiT* e i benefici derivati dal sistema *CfD*; nonostante ciò, gli impianti che avevano avanzato una richiesta di *FiT* entro il giorno 1 gennaio 2016 potranno continuare a godere dei benefici derivanti dai sistemi *FiT*, secondo quanto stabilito dal decreto del 17 giugno 2014. Di conseguenza, per tutti gli impianti che, prima del 31 dicembre 2016, hanno fatto domanda per beneficiare di un sistema incentivante, il regime concesso sarà il seguente:

- *CfD* - ai sensi del decreto del 13 dicembre 2016 – Il decreto stabilisce un livello base per la tariffa, soggetto a indicizzazione annuale, pari a 82 euro/MWh per i primi dieci anni di produzione energetica, mentre la tariffa per gli ultimi cinque anni del contratto è legata alla quantità di energia prodotta nei primi dieci anni. Gli impianti collocati in aree a bassa intensità di vento (meno di 2.400 ore di generazione all’anno) continueranno a beneficiare della stessa tariffa per tutto il periodo di 15 anni, mentre per gli impianti a media ed elevata intensità di vento è prevista una diminuzione della tariffa applicabile negli ultimi 5 anni. Inoltre, il decreto prevede, durante i 15 anni di durata del contratto, un *management premium* di 2.8 euro/MWh, che ha principalmente l’obiettivo di coprire i costi variabili e fissi legati all’accesso al mercato e al *Capacity Market*.
- *FiT*- ai sensi del decreto del 17 giugno 2014 – Il decreto prevede un regime a tariffa fissa (82 euro/MWh, soggetta a indicizzazione annuale) per i primi dieci anni di produzione energetica, mentre la tariffa per gli ultimi cinque anni di vigenza del contratto è legata alla quantità di energia prodotta nei primi dieci anni. Gli impianti collocati a bassa intensità di vento (meno di 2.400 ore di generazione l’anno) continueranno a beneficiare della tariffa fissa per l’intero periodo di 15 anni, mentre per gli

4 Relazione intermedia sulla gestione

impianti a media ed elevata intensità di vento è prevista una diminuzione della tariffa applicabile negli ultimi 5 anni.

Dal 2017 (considerando la data di riferimento come la data di sottomissione di una richiesta per beneficiare di un sistema incentivante), i suddetti impianti sono soggetti unicamente ad un sistema di tipo “CfD” a seguito della pubblicazione (i) di un decreto in data 10 maggio 2017 e (ii) di un piano di gare pluriennale per gli impianti eolici *onshore* pubblicata in data 5 maggio 2017. Stante quanto contenuto in queste due pubblicazioni, ogni impianto eolico beneficerà del regime CfD (come sopra descritto). Le caratteristiche di questo regime CfD dipendono da (i) il numero di turbine e (ii) la capacità nominale delle turbine che costituiscono l’impianto, così come presentato di seguito:

- 1) Impianti con un massimo di 6 turbine, con capacità nominale per turbina non superiore a 3 MW.
Il decreto pubblicato in data 10 maggio 2017 verrà applicato e darà beneficio secondo il seguente regime CfD:
 - a. Un livello base per la tariffa, in base al diametro del rotore più grande della turbina, come segue:
 - i. Diametro del rotore ≤ 80 m – €74/MWh,
 - ii. Diametro del rotore ≥ 100 m – €72/MWh,
 - iii. Diametro del rotore tra 80 e 100 m – Interpolazione lineare tra €74/MWh e €72/MWh;
 - b. Il livello base della tariffa prevede di un tetto pari a €40/MWh che si applica qualora la produzione annuale dell’impianto superi un determinato livello (dipendente anch’esso dal diametro del rotore). Questo tetto massimo si applica solo alla produzione che eccede il tetto massimo di produzione definito;
 - c. Il contratto CfD ha una durata di 20 anni;
 - d. Il livello base della tariffa è soggetto ad indicizzazione annuale;
 - e. Un premio di gestione pari a €2,8/MWh (non soggetto a indicizzazione), che ha lo scopo di coprire i costi fissi e variabili relativi all’accesso al mercato e al *Capacity Market*.
- 2) Impianti eolici con un minimo di 7 turbine.
Il piano di gare pluriennale per gli impianti eolici *onshore* verrà applicato e darà beneficio secondo il seguente regime CfD:
 - a. Un livello base per la tariffa, con un valore pari a quello definito e presentato dal proprietario del progetto del parco eolico che partecipa alla gara. In base a quanto stabilito dal piano, il valore massimo della tariffa base è €74,8/MWh;
 - b. Nel caso il progetto preveda la partecipazione all’investimento o alla struttura societaria di comunità locali o di investitori individuali (con un minimo del 20% di azioni), il livello della tariffa base aumenta secondo quanto segue:
 - i. 20% di azioni: €2/MWh,
 - ii. 40% di azioni: €3/MWh,
 - iii. Tra il 20% e il 40% di azioni: interpolazione lineare;
 - c. Il contratto CfD ha una durata di 20 anni;
 - d. Il livello base della tariffa è soggetto ad indicizzazione annuale.

Il piano di gare pluriennale per gli impianti eolici *onshore* pubblicato in data 5 maggio 2017 ha l’obiettivo di incentivare 3GW di capacità aggregata tra dicembre 2017 e giugno 2020, con *tranches* da 500 MW ogni semestre.

In data 24 aprile 2016 e 27 ottobre 2016, il Governo francese ha emesso rispettivamente il cosiddetto *Renewables Development Target Decree* e l’*Energy Multi Annual Programming Decree*, definendo gli obiettivi al 2018 e 2023 in termini di energia rinnovabile. Stante quanto contenuto nei decreti richiamati, la capacità installata *target* per quanto riguarda l’eolico *onshore* è prevista raggiungere i 15 GW al 2018 ed un valore

4 Relazione intermedia sulla gestione

compreso tra 21,8 GW e 26 GW entro il 2023. Al 31 dicembre 2017 la capacità eolica *onshore* installata in Francia risulta essere pari a 13,7 GW.

❖ USA – quadro normativo settore fotovoltaico

Il Gruppo Falck Renewables è presente in North Carolina a partire da dicembre 2017 con un impianto fotovoltaico di 92 MW e in Massachusetts a partire da giugno 2018 con quattro impianti fotovoltaici (per un totale di 20,5 MW).

I progetti del Gruppo negli Stati Uniti beneficiano delle politiche federali, come il credito d'imposta sugli investimenti solari (*Solar Investment Tax Credit - ITC*) e sono titolari dei requisiti ambientali per i progetti fotovoltaici volti a promuovere la produzione di energia da fonti rinnovabili. A livello statale, i *Renewables Portfolio Standards (RPS)*, presenti attualmente in 29 stati e nel Distretto di Columbia, prevedono che le *utilities* garantiscano una determinata percentuale di consumo di energia elettrica da fonte solare, eolica o da altra fonte rinnovabile.

▪ *Federal incentives*

Solar Investment Tax Credit (ITC)

Il credito d'imposta sugli investimenti (*Solar Investment Tax Credit - ITC*) è uno dei più importanti meccanismi della politica federale a sostegno della diffusione dell'energia solare negli Stati Uniti.

L'ITC è un credito d'imposta federale pari al 30% dell'investimento a favore dei produttori da fonte solare; può essere utilizzato per ridurre le imposte sul reddito che una persona o società avrebbe altrimenti pagato al governo federale. L'ITC si basa sulla quota di investimenti in proprietà solari: sia l'ITC residenziale sia quello commerciale sono pari al 30% della base investita in immobili idonei, che hanno iniziato la costruzione entro il 2019. L'ITC scenderà, quindi, al 26% nel 2020 e al 22% nel 2021. Dopo il 2021, il credito commerciale e *utility* si ridurrà al 10% fisso. I progetti *utility scale* che hanno iniziato la costruzione prima del 31 dicembre 2021 continueranno a beneficiare del 30%, 26% o 22% dell'ITC, qualora entrino in servizio prima del 31 dicembre 2023.

▪ *North Carolina*

L'obiettivo del RPS del North Carolina prevede che il 12,5% di consumo totale di energia provenga da fonti rinnovabili entro il 2021. Di tale quota (12,5%), è necessario che lo 0,2% provenga da fonte solare (sebbene si presuma che l'88% di nuova capacità prevista dal RPS provenga da fonte solare), mentre la restante quota venga coperta da nuovi impianti eolici. In particolare, da stime 2016 (ultimo dato disponibile), la nuova capacità eolica e fotovoltaica, così come stabilito da RPS, sarà pari rispettivamente a 243,3 e 240,7 MW.

RECs

Il North Carolina ha previsto nel proprio RPS che le *public utilities* possano acquistare i REC (*Renewable Energy Certificate*) per ottemperare agli obblighi previsti dal RPS stesso. Infatti, in alcune zone degli Stati Uniti, l'energia da fonte rinnovabile viene venduta alle *utility* dai produttori al prezzo al quale costerebbe all'utenza generare quella determinata energia elettrica (cd. costo evitato). Ogni megawattora (MWh) di energia rinnovabile qualificata come tale riceve tre tipologie di pagamento: una quota energia, una quota capacità e il relativo *Renewable Energy Certificate*. Il costo complessivo dell'energia generata, inclusi i costi dei REC, vengono quindi trasferiti ai clienti della *utility*.

Il North Carolina *Utilities Commission* ha istituito il North Carolina *Renewables Tracking System (NC-RETS)* per il rilascio e il monitoraggio dei RECs. Le *utilities* del North Carolina utilizzano il NC-RETS per dimostrare la *compliance* con il RPS.

Il mercato dei REC nello stato è infatti principalmente trainato dalla *compliance* al RPS, sebbene le *utility* possano acquistare fino al 25% del proprio mandato RPS attraverso i mercati REC qualificati al di fuori dello stato.

I produttori da energia rinnovabile possono registrare i propri impianti presso tale commissione. Se approvati, possono utilizzare NC-RETS per creare e vendere REC alle *Investor-Owned Utilities*, alle aziende

4 Relazione intermedia sulla gestione

municipalizzate (*Municipal Utilities*) e alle *Cooperative Utilities* che devono soddisfare la propria quota d'obbligo. NC-RETS infatti utilizza i dati di produzione di energia, verificabili dalle strutture partecipanti, per generare un certificato digitale ad ogni MWh prodotto.

NC-RETS e tutti i relativi record di produzione di energia da FER sono controllati dal *Public Staff of the North Carolina Utilities Commission*.

▪ *Massachusetts*

Per quanto concerne il Massachusetts, l'obiettivo del RPS, così come modificato dal Green Communities Act, S.B. 2768 del luglio 2008, prevede che il 15% di consumo totale provenga da fonti rinnovabili entro la fine del 2020 e, successivamente, venga aggiunto a tale quota l'1% ogni anno.

RECs

In Massachusetts gli impianti fotovoltaici ricevono i *Solar Renewable Energy Certificates* (SRECs). Infatti, il *Solar Carve-Out II Program*, entrato in vigore a partire da aprile 2014, prevede che gli impianti fotovoltaici entrati in esercizio dopo il 31 dicembre 1997 (definiti Classe I ai sensi del Green Communities Act) producano SREC II. I fornitori di energia utilizzano tali SREC per dimostrare la *compliance* con il RPS.

Il prezzo degli SRECs II è determinato principalmente dalla disponibilità sul mercato, sulla base di contratti bilaterali tra compratori e venditori. Il *Massachusetts Department of Energy Resources* (DOER) ha cercato di stabilizzarne il valore implementando un meccanismo d'aste a livello statale, denominato *Solar Credit Clearinghouse Auction II*, nel quale i prezzi vengono fissati annualmente, con una detrazione pari al 5% per le spese amministrative. I produttori di SRECs II partecipano alla *Solar Credit Clearinghouse Auction II* solo qualora non siano stati in grado di vendere gli SREC con contratti bilaterali sul libero mercato.

I progetti da fonte rinnovabile solare nell'ambito degli SREC generano fra 0,6 e 1,0 certificati ogni MWh prodotto nei primi 10 anni a partire dalla *Commercial Operation Date* (COD), a seconda della tipologia di progetto e dell'*off-taker*.

Per progetti futuri, il programma SREC-II attualmente in essere verrà sostituito, verosimilmente nei mesi estivi del 2018, dal nuovo programma *Solar Massachusetts Renewable Target* (SMART).

❖ *Svezia e Norvegia: quadro normativo settore eolico*

Il Gruppo è presente in Svezia e Norvegia a partire dal settembre 2017 con alcuni investimenti in impianti eolici "pronti per la costruzione".

Sulla base di un accordo firmato nel 2011 ("*Agreement between the Government of the Kingdom Of Norway and the Government of the Kingdom Of Sweden on a Common Market For Electricity Certificates*" – cd. "*Electricity Certificate Act*") tra Svezia e Norvegia, dal 1 gennaio 2012 i due paesi hanno implementato un sistema comune di sostegno finanziario per la produzione da fonti rinnovabili, basato su un regime di certificati verdi.

L'accordo infatti prevedeva un obiettivo comune di 28,4 TWh al 2020 (da declinarsi rispettivamente per la Svezia al 15,2 e per la Norvegia al 13,2), da raggiungere attraverso un sistema di TGC (*Tradable Green Certificates*): un certificato per ciascun nuovo MWh da FER per 15 anni, a prescindere dalla tecnologia, il cui valore è da sommare al prezzo *wholesale* dell'energia.

Il 19 aprile 2017, il governo svedese ha presentato una proposta di legge al Parlamento che mira a modificare il sistema dei certificati. In generale, la proposta prevede un aumento della quota ed il prolungamento del sistema: il governo infatti propone di estenderlo al 2045 (invece che al 2035) e di aumentare la quota *target* con ulteriori 18 TWh al 2030 (da sommare al *target* 2020).

Questa proposta dell'esecutivo svedese era prevedibile a fronte dell'accordo bipartisan ("*Agreement on Swedish Energy Policy*") raggiunto dal governo nel giugno 2016 con moderati, centro e cristiani democratici. Tale accordo prevede infatti una *road map* comune verso un sistema basato interamente sulle rinnovabili, con un *target* pari al 100% FER al 2040.

Poiché il sistema di certificati è regolato dal trattato stipulato con la Norvegia ed il mercato è bilaterale, eventuali modifiche rispetto al sistema in essere debbono essere approvate anche dal governo di Oslo.

4 Relazione intermedia sulla gestione

A tal fine, un accordo è stato raggiunto con l'esecutivo norvegese a metà 2017 (*“Agreement in principle on Swedish expansion of the Electricity Certificate Regime”*), che prevede che (i) il nuovo *target* di 18 TWh al 2030 si vada a sommare al *target* dei 15.2 TWh al 2020, ma che la Norvegia non contribuisca al finanziamento di questa quota addizionale, bensì mantenga l'obiettivo di 13,2 TWh nell'ambito dell'attuale regime; (ii) inoltre che vi sia un aumento della quota d'obbligo di certificati svedesi in capo agli utenti finali tra il 2018 ed il 2020 affinché aumenti sin da subito la domanda; (iii) il *target* di 18 TWh venga raggiunto con un incremento lineare sulla curva delle quote pari a 2 TWh all'anno dal 2022 al 2030; (iv) sia i certificati svedesi che quelli norvegesi siano negoziati sul mercato comune sino al 1 aprile 2046; (v) i progetti norvegesi debbano qualificarsi entro il 31 dicembre 2021 per poter partecipare al regime, ma non riceveranno certificati dopo il 2035; (iv) entro il 2020, la Svezia proponga un meccanismo di sostegno per raggiungere il nuovo *target* di 18 TWh e garantire prevedibilità e stabilità del meccanismo agli operatori dopo il 2030; (vii) la produzione rinnovabile da dichiarare ai sensi della direttiva sulle rinnovabili 2009/28/CE debba essere divisa in parti uguali tra Norvegia e Svezia finché la Norvegia non avrà raggiunto l'obiettivo di 13,2 TWh. Qualsiasi capacità produttiva aggiuntiva eccedente rispetto a tale *target*, sarà da attribuirsi alla Svezia.

Tali emendamenti all'*Electricity Certificate Act* sono entrati in vigore dal 1 gennaio 2018.

❖ **Paesi Bassi: quadro normativo settore eolico e fotovoltaico**

Il Gruppo è presente nei Paesi Bassi con alcune attività di sviluppo di impianti rinnovabili.

Nell'autunno 2012, il governo di Rutte-Asscher ha cercato di promuovere *target* più ambiziosi rispetto a quanto previsto dall'accordo europeo, prevedendo una penetrazione delle rinnovabili pari al 16% al 2020.

L'Energy Agreement del settembre 2013 riflette questa priorità di rafforzare la penetrazione delle FER nel paese prevedendo 6,000 MW installati al 2020 (inclusi gli attuali 2,500 MW), ma conferma l'impegno assunto in sede europea pari al 14% entro il 2020 e punta a raggiungere il 16% entro il 2023. L'Energy Agreement ha confermato il regime SDE+ come principale strumento di sostegno per le rinnovabili, promuovendo una politica di investimenti più stabile.

Il sistema SDE+, infatti, prevede che i produttori ricevano una compensazione finanziaria per l'energia rinnovabile generata, calcolata sulla differenza tra il prezzo di costo dell'energia rinnovabile e quello delle fonti fossili. SDE+ compensa i produttori per quest'ultima componente, per un determinato numero di anni e a seconda della tecnologia utilizzata e della localizzazione del progetto. Questo rende altresì il livello del contributo SDE+ dipendente dagli sviluppi dei prezzi dell'energia.

Il 30 novembre 2016, il governo, considerato il significativo ritardo sugli obiettivi nazionali di riduzione delle emissioni imposti dalla UE, ha proposto un aumento del 33% nel budget annuale dedicato al sostegno dei progetti a fonti rinnovabili.

4 Relazione intermedia sulla gestione

4.1.3 Risultati

Gli indicatori alternativi utilizzati dal Gruppo sono:

- a) Ebitda definito dal Gruppo come risultato netto al lordo dei proventi e oneri da partecipazioni, dei proventi e oneri finanziari, degli ammortamenti, delle svalutazioni e degli accantonamenti ai fondi rischi e delle imposte sul reddito;
- b) posizione finanziaria netta definita dal Gruppo come somma delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti, delle attività finanziarie correnti comprendenti i titoli disponibili per la vendita, delle passività finanziarie, del valore equo degli strumenti finanziari di copertura e delle altre attività finanziarie non correnti.

I principi contabili e criteri di valutazione utilizzati per la redazione della presente relazione finanziaria semestrale al 30 giugno 2018 non hanno subito modifiche rispetto a quelli adottati nel precedente periodo, ad eccezione di quelli entrati in vigore al 1 gennaio 2018.

L'unico effetto significativo derivante dall'adozione di nuovi principi entrati in vigore è relativo all'adozione dell'IFRS 9 "Strumenti finanziari".

Infatti per i finanziamenti in corso, che hanno subito una rinegoziazione nei periodi precedenti al 1 gennaio 2018, il nuovo principio IFRS 9 richiede di calcolare alla data di rinegoziazione l'effetto di tale operazione e quindi di procedere al ricalcolo del piano di ammortamento, ripartendo dalla data di rinegoziazione, adeguando il valore di carico a tale data al *net present value* delle nuove condizioni con contropartita una riserva di patrimonio netto. Per le rinegoziazioni successive al 1 gennaio 2018, l'effetto delle rinegoziazioni è stato imputato a conto economico.

Il Gruppo ha quindi proceduto a ricalcolare retrospettivamente gli effetti per tutti i finanziamenti oggetto di rinegoziazione. Poiché le rinegoziazioni hanno comportato dei benefici per il Gruppo, l'effetto rilevato al 1 gennaio 2018 riguarda pertanto l'esposizione delle passività finanziarie tenendo in considerazione l'IRR (*Internal rate of return*) originario, con un impatto positivo, al netto delle imposte, pari a circa 13,3 milioni di euro, imputato ad incremento delle riserve di patrimonio netto al 1 gennaio 2018 senza riesporre i dati comparativi. Il Gruppo quindi non potrà beneficiare in futuro dei minori interessi passivi derivanti dalle rinegoziazioni.

L'applicazione del principio anzidetto ha comportato, *ceteris paribus*, a un aumento degli oneri finanziari del primo semestre 2018 pari a 2 milioni di euro ma un impatto positivo sulla Posizione finanziaria netta di 17,4 milioni di euro.

I dati comparativi al 31 dicembre 2017 sono stati riesposti per riflettere gli aggiustamenti effettuati a seguito dell'applicazione dell'IFRS 3 -Aggregazioni aziendali- relativamente all'acquisizione del gruppo NC 42 LLC, Falck Renewables Vind AS, Åliden Vind AB e Brattmyrliden Vind AB. Tali acquisizioni sono avvenute nel secondo semestre 2017 e di conseguenza non hanno avuto impatti sul conto economico al 30 giugno 2017.

Nel corso del primo semestre del 2018 il Gruppo Falck Renewables ha ottenuto **ricavi** pari a 164.974 migliaia di euro con un incremento, rispetto al primo semestre del 2017, di 23.965 migliaia di euro (+17%).

Il significativo incremento dei ricavi è dovuto: (i) all'aumento della produzione di energia elettrica derivante dalla maggiore ventosità in Italia, Spagna e Francia, (ii) all'aumento della produzione derivante dalla maggiore capacità installata (933,5 MW del primo semestre 2018 contro i 821 MW del primo semestre 2017) per effetto, rispetto al primo semestre del 2017, della acquisizione dell'impianto fotovoltaico Innovative Solar 42 (92 MW) in North Carolina nel dicembre 2017, della energizzazione dell'impianto fotovoltaico di HG Solar Development LLC in Massachussets negli Stati Uniti d'America (6 MW) e dell'acquisizione di tre progetti fotovoltaici in Massachussets negli Stati Uniti d'America, già in esercizio (14,5MW), nel mese giugno 2018, (iii) alla rivendita di energia acquistata dal mercato da parte di Falck Renewables Energy Srl, al fine di mitigare il costo di sbilanciamento e l'ottimizzazione della vendita, per 5,9 milioni di euro.

4 Relazione intermedia sulla gestione

Nel primo semestre del 2018 i GWh prodotti dal settore eolico sono stati pari a 939 rispetto agli 876 del primo semestre 2017 (+7% rispetto allo stesso periodo del 2017). I GWh prodotti globalmente da tutte le tecnologie del Gruppo sono stati pari a 1.129 rispetto ai 1.000 del primo semestre 2017 (+13% rispetto allo stesso periodo del 2017) per effetto principalmente della produzione fotovoltaica negli Stati Uniti d'America rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente (+75 GWh) e della produzione di Auchrobert la cui energizzazione è avvenuta ad aprile 2017 (+29 GWh). In generale la produzione, pur essendo in crescita rispetto al primo semestre 2017, è comunque stata inferiore del 6% rispetto alle previsioni per effetto della minore ventosità principalmente nel Regno Unito e parzialmente in Italia.

A fronte dell'incremento della produzione si è assistito durante il primo semestre 2018 a un calo dei prezzi di cessione dell'energia elettrica, comprensivi della componente incentivante, rispetto al primo semestre 2017, in Italia, per gli impianti eolici del 5%, per gli impianti WtE del 10%, per l'impianti a biomasse del 4% e alla crescita per gli impianti solari in Italia del 1%; in Spagna si è assistito a un calo dei prezzi per gli impianti eolici del 8%. Tuttavia, ancorchè in riduzione rispetto ai consuntivi del primo semestre 2017, i prezzi nei vari paesi ove opera il gruppo sono risultati in crescita rispetto alle previsioni per il 2018 che già incorporavano aspettative di riduzione dei prezzi.

Nel Regno Unito, invece, la crescita dei prezzi relativi alla cessione di energia elettrica da fonte eolica è stata pari al 10% mentre in Francia il meccanismo della *Feed-in tariff* ha neutralizzato l'oscillazione dei prezzi (+1%). Si ricorda che negli USA, l'impianto fotovoltaico Innovative Solar 42 ha stipulato un contratto di cessione dell'energia elettrica a un prezzo di riferimento fisso a MWh senza un obbligo di consegna della quantità fisica non prodotta.

I prezzi dei conferimenti dei rifiuti sono, invece, risultati in crescita del 19%.

Si segnala inoltre, con riferimento alla produzione nel Regno Unito, che la svalutazione media della sterlina sull'euro è stata pari al 2,2% nel primo semestre 2018 rispetto all'analogo periodo dell'anno precedente.

Si precisa che i cambi di riferimento nelle operazioni di conversione tra euro e sterlina sono i seguenti:

	Euro/GBP
Cambio finale 30 giugno 2018	0,88605
Cambio finale 30 giugno 2017	0,8793
Cambio finale 31 dicembre 2017	0,8872
Cambio medio 30 giugno 2018	0,8798
Cambio medio 30 giugno 2017	0,8606
Cambio medio 31 dicembre 2017	0,8767

4 Relazione intermedia sulla gestione

	(migliaia di euro)		
	30.6.2018	30.6.2017	31.12.2017*
Ricavi di vendita	164.974	141.009	288.619
Costo del venduto	(87.117)	(80.869)	(161.021)
Utile lordo industriale	77.857	60.140	127.598
Risultato operativo	62.794	43.883	75.372
Ebitda	99.389	78.214	149.366
Risultato ante imposte	44.188	25.399	42.441
Risultato netto	34.312	19.503	31.458
Risultato netto di pertinenza	27.702	12.771	19.788
Capitale investito al netto dei fondi	1.109.075	1.023.605	1.082.106
Patrimonio netto del gruppo e di terzi	529.080	482.410	497.559
Posizione finanziaria netta - debito/(credito)	579.995	541.195	584.547
di cui <i>project financing</i> "non recourse"	746.034	717.493	793.138
Investimenti	32.069	10.668	28.038
Dipendenti attivi alla fine del periodo	(n.) 370	353	351
Azioni ordinarie	(n.) 291.413.891	291.413.891	291.413.891

* I dati al 31 dicembre 2017 sono stati riesposti per riflettere gli aggiustamenti effettuati a seguito dell'applicazione dell'IFRS 3 -Aggregazioni aziendali- relativamente all'acquisizione del gruppo NC 42 LLC, Falck Renewables Vind AS, Åliden Vind AB e Brattmyrliiden Vind AB.

I ricavi del primo semestre 2018 suddivisi per settore sono così composti:

	(migliaia di euro)			
	30.6.2018	%	30.6.2017	%
Settore Wte, biomasse e fotovoltaico	32.419	20	30.088	21
Settore Eolico	122.097	74	105.130	75
Settore Servizi	5.888	4	6.174	4
Altre Attività	15.157	9	98	0
Totale parziale	175.561	106	141.490	100
Eliminazione ricavi infragruppo	(10.587)	-6	(481)	0
Totale	164.974	100	141.009	100

Nel 2018 è stato introdotto il settore "Altre Attività" composto dalle società Falck Renewables SpA e Falck Renewables Energy Srl. Falck Renewables Energy Srl ("FRE"), fino al 31 dicembre 2017, faceva parte del settore "WtE, biomasse e fotovoltaico". Questa variazione è stata effettuata in quanto dal 1 gennaio 2018 FRE opera nell'ambito dell'*Energy Management* (sulla base delle *policy* definite a livello di Gruppo), attività che include, fra l'altro, il dispacciamento, la gestione degli sbilanciamenti, la vendita e la copertura del rischio *commodity* potenzialmente per tutti i settori del Gruppo.

Ancorché la nuova esposizione non sia significativa sui dati del primo semestre 2017, i dati di settore al 30 giugno 2017 sono stati riesposti al fine di renderli comparabili ai risultati del primo semestre 2018.

Per effetto delle dinamiche sopra esposte, l'**Ebitda** del primo semestre 2018 raggiunge i 99.389 migliaia di euro (78.214 migliaia di euro nel primo semestre 2017) e rapportato ai ricavi risulta essere pari al 60,2% in miglioramento rispetto alla marginalità del primo semestre 2017. L'Ebitda è aumentato rispetto al primo semestre 2018 (+27,1% e +21.175 migliaia di euro) per effetto della maggiore produzione nel periodo in esame, pur in presenza di una svalutazione della sterlina e di minori prezzi di cessione dell'energia in alcuni paesi.

Influenza l'Ebitda anche l'effetto non ricorrente, pari a 7,1 milioni di euro, derivante dal rilascio di alcuni accantonamenti e stanziamenti, al netto dei costi di transazione, per la chiusura di un contenzioso relativo ad alcuni terreni dei progetti siciliani in liquidazione. Per maggiori informazioni si rinvia alla nota integrativa n. 27 *Eventi e operazioni significative non ricorrenti*.

Il **risultato operativo**, che si attesta a 62.794 migliaia di euro, in aumento rispetto al primo semestre 2017 di 18.911 migliaia di euro, è pari al 38,1% dei ricavi di vendita (31,1% al 30 giugno 2017).

Influenzano il risultato operativo gli accantonamenti per circa 4 milioni di euro che si riferiscono principalmente ad accantonamenti per contenziosi delle società progetto siciliane.

4 Relazione intermedia sulla gestione

Si ricorda che il risultato operativo del 2017 era influenzato dall'accantonamento pari a 3,8 milioni di euro per l'adeguamento dei futuri oneri da sostenere per interventi di manutenzione straordinaria relativi a Ecosesto SpA.

Gli **oneri finanziari netti** risultano in diminuzione rispetto al primo semestre del 2017 per 28 migliaia di euro. Sugli oneri finanziari ha inciso negativamente l'entrata in vigore, dal 1 gennaio 2018, del principio contabile IFRS 9 che ha comportato per il Gruppo maggiori interessi passivi.

Infatti per i finanziamenti in essere che hanno subito una rinegoziazione nei periodi precedenti al 1 gennaio 2018, il nuovo principio IFRS 9 richiede di calcolare alla data di rinegoziazione l'effetto di tale operazione e quindi procedere al ricalcolo del piano di ammortamento, ripartendo dalla data di rinegoziazione, adeguando il valore di carico a tale data al *net present value* delle nuove condizioni con contropartita una riserva di patrimonio netto. Per le rinegoziazioni successive al 1 gennaio 2018, l'effetto delle rinegoziazioni dovrà essere imputato a conto economico.

Il Gruppo ha quindi proceduto a ricalcolare retrospettivamente gli effetti per tutti i finanziamenti oggetto di rinegoziazione. Poiché le rinegoziazioni hanno comportato dei benefici per il Gruppo, l'effetto rilevato al 1 gennaio 2018 riguarda pertanto l'esposizione delle passività finanziarie tenendo in considerazione l'IRR (*Internal rate of return*) originario, con un impatto positivo, al netto delle imposte, pari a circa 13,3 milioni di euro, imputato ad incremento delle riserve di patrimonio netto al 1 gennaio 2018 senza riesporre i dati comparativi. Il Gruppo quindi non potrà beneficiare in futuro dei minori interessi passivi derivanti dalle rinegoziazioni.

L'applicazione del principio anzidetto ha comportato, *ceteris paribus*, a un aumento degli oneri finanziari del primo semestre 2018 pari a 2 milioni di euro ma un impatto positivo sulla Posizione finanziaria netta di 17,4 milioni di euro.

Di contro tale effetto è stato interamente compensato (i) dalle azioni del *management* volte ad efficientare la gestione del debito, (ii) da differenze cambio nette positive e (iii) dai minori interessi in riferimento al debito a *fair value* dei *royalty instruments*.

Le **imposte sul reddito** al 30 giugno 2018 ammontano a 9.876 migliaia di euro (5.896 migliaia di euro nel primo semestre 2017).

Le imposte sul reddito del primo semestre 2018 risentono positivamente di proventi da consolidamento pari a 1 milione di euro.

Con riferimento alle imposte del primo semestre 2017, si ricorda che era stato iscritto un beneficio fiscale, in termini di minori imposte, pari a 1,4 milioni di euro, in seguito alla rivisitazione delle vite utili degli impianti eolici e fotovoltaici italiani.

Per effetto delle dinamiche sopra illustrate, il **risultato netto** si attesta a 34.312 migliaia di euro, con un incremento di 14.809 migliaia di euro rispetto al 30 giugno 2017.

Il **risultato netto di competenza del Gruppo**, pari a 27.702 migliaia di euro, risulta in crescita di 14.931 migliaia di euro, in confronto al primo semestre 2017 (12.771 migliaia di euro).

Il Risultato netto del primo semestre 2018, rettificato per l'effetto non ricorrente della chiusura del contenzioso relativo ad alcuni terreni dei progetti siciliani in liquidazione, sarebbe pari a 27,2 milioni di euro mentre il Risultato di pertinenza del Gruppo sarebbe pari a 20,9 milioni di euro.

La **posizione finanziaria netta, senza il fair value dei derivati**, presenta un saldo a debito pari a 537.141 migliaia di euro ed è in riduzione rispetto al dato al 31 dicembre 2017 (538.068 migliaia di euro).

La **posizione finanziaria netta comprensiva del fair value dei derivati** è pari, al 30 giugno 2018, a 579.995 migliaia di euro in riduzione rispetto al 31 dicembre 2017 (584.547 migliaia di euro).

4 Relazione intermedia sulla gestione

Le componenti che determinano la variazione della posizione finanziaria netta sono le seguenti: la generazione di cassa derivante dalla gestione operativa ammonta a circa 59,3 milioni di euro ed è compensata dagli investimenti netti, comprensivi della variazione dell'area di consolidamento, effettuati nel corso del 2018 per 66,6 milioni di euro, dall'acquisto di azioni proprie e dai dividendi distribuiti per 21,6 milioni di euro. Il deprezzamento dell'euro rispetto alla sterlina ha avuto un effetto negativo sui debiti finanziari netti in sterline per 1,2 milioni di euro, la variazione del *fair value* dei derivati ha comportato un effetto positivo sulla posizione finanziaria netta pari a 4,2 milioni di euro. L'applicazione del nuovo principio IFRS 9 ha comportato una riduzione della posizione finanziaria netta di circa 17,4 milioni di euro. Inoltre l'investimento da parte delle *minorities* nelle nuove acquisizioni in Norvegia e USA ha comportato un beneficio sulla posizione finanziaria netta pari a 13,1 milioni di euro.

Occorre, infine, segnalare che la posizione finanziaria è comprensiva di *project financing non recourse* ("Debito Lordo *Project*") per un ammontare al 30 giugno 2018 pari a 746.034 migliaia di euro (793.138 migliaia di euro al 31 dicembre 2017).

La posizione finanziaria netta delle società progetto (PFN *Project*) che incorpora il Debito Lordo *Project*, il *fair value* dei derivati relativi alla copertura delle variazioni dei tassi di interesse di tale debito e la liquidità riferita agli stessi *project financing*, è pari a 673.340 migliaia di euro.

Inoltre il Debito Lordo *Project* è coperto da oscillazioni dei tassi di interesse attraverso operazioni di *interest rate swap* e da finanziamenti a tasso fisso per un ammontare totale pari a 627.381 migliaia di euro, pari al 84% di tale debito.

Per effetto dei valori anzidetti anche la posizione finanziaria netta, con esclusione del *fair value* dei derivati, pari a 537.141 migliaia di euro, è coperta, tramite operazioni di *interest rate swap* e da finanziamenti a tasso fisso, per un ammontare pari al 117% dell'indebitamento finanziario dal rischio di variazione dei tassi di interesse.

La PFN incorpora debiti finanziari netti pari a 31.224 migliaia di euro relativi a progetti in costruzione e sviluppo che, al 30 giugno 2018, non hanno ancora generato i ricavi a pieno esercizio; al netto di tale importo e del *fair value* dei derivati la posizione finanziaria netta sarebbe pari a 505.917 migliaia di euro.

4 Relazione intermedia sulla gestione

La tabella successiva evidenzia una serie di rapporti finalizzati a illustrare la composizione e la politica di copertura del rischio di tasso del Gruppo Falck Renewables:

	(migliaia di euro)
	30.6.2018
Totale PFN senza <i>Fair Value</i> Derivati	537.141
Ammontare coperto dalla variazione dei tassi di interesse	627.381
% Coperture/PFN senza derivati	117%
Totale Debito Lordo con <i>Fair Value</i> Derivati (DL+FVD)	814.815
di cui Debito Lordo <i>Project</i> + <i>Fair Value</i> Derivati <i>Project</i>	784.769
% DL <i>Project</i> con FV Derivati/(DL+FVD)	96%
Totale Debito Lordo senza <i>Fair Value</i> dei derivati (DL)	769.760
di cui Debito Lordo <i>Project</i> (DL <i>Project</i>)	746.034
% DL <i>Project</i> /DL	97%
Debito Lordo <i>Project</i> (DL <i>Project</i>)	746.034
Ammontare coperto dalla variazione dei tassi di interesse	627.381
% Coperture /DL <i>Project</i>	84%
Totale Debito Lordo senza <i>Fair Value</i> dei derivati (DL)	769.760
Ammontare coperto dalla variazione dei tassi di interesse	627.381
% Coperture/DL	82%
Totale posizione finanziaria netta con <i>Fair Value</i> Derivati (PFN)	579.995
di cui Debito Netto <i>Project Financing</i> (PFN <i>Project</i>) (*)	673.340
% PFN <i>Project</i> /PFN	116%

(*) PFN *Project* = Debito Lordo *Project* + *Fair value* Derivati *Project* - Liquidità *Project*

Gli **investimenti** del periodo, che ammontano a 32.069 migliaia di euro, rappresentano l'impegno finanziario del Gruppo per gli impianti, nonché per gli interventi di miglioramento sugli impianti in esercizio.

Gli investimenti in immobilizzazioni materiali ammontano a 31.607 migliaia di euro e hanno riguardato principalmente la costruzione dei parchi eolici di Auchrobert nel Regno Unito (401 migliaia di euro), di Brattmyrliden (2.191 migliaia di euro) e di Åliden (3.315 migliaia di euro) in Svezia, di Falck Renewables Vind (12.018 migliaia di euro) in Norvegia, dell'impianto fotovoltaico di HG Solar negli USA (9.162 migliaia di euro) e degli impianti fotovoltaici di Fisher Road Solar I, LLC Syncarpha Palmer LLC e Syncarpha Massachusetts LLC negli USA (4.235 migliaia di euro) e altri minori investimenti (285 migliaia di euro).

Gli investimenti relativi a immobilizzazioni immateriali ammontano a 462 migliaia di euro e si riferiscono principalmente a spese per software operativi e a consulenze tecniche e costi interni.

Altri investimenti (variazione area di consolidamento)

Nel corso del primo semestre 2018 sono state acquisite le seguenti società, consolidate integralmente dalla data di acquisizione del controllo:

- HG Solar Development, LLC posseduta al 100% da Falck Middleton Generation LLC;
- SPME Dartmouth Holdings, LLC di cui Falck Renewables DLP MA LLC possiede il 100% delle quote di Classe B;
- SPME Holdings 2015, LLC di cui Falck Renewables DLP MA LLC possiede il 100% delle quote di Classe B;
- Fisher Road Solar I, LLC posseduta al 100% da SPME Dartmouth Holdings LLC;
- Syncarpha Palmer, LLC posseduta al 100% da SPME Holdings 2015 LLC;
- Syncarpha Massachusetts, LLC posseduta al 100% da SPME Holdings 2015 LLC.

4 Relazione intermedia sulla gestione

L'investimento nelle acquisizioni, registrato come variazione dell'area di consolidamento, è stato di 34.634 migliaia di euro (comprensivo della posizione finanziaria netta acquisita e dei terzi) che deve essere aggiunto agli investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali sopra descritti.

Per maggiori dettagli si rinvia alle Note Esplicative Consolidato.

Il personale risulta essere al 30 giugno 2018 pari a 370 unità e si è incrementato di 19 unità rispetto al 31 dicembre 2017 e risulta così composto:

	(unità)		
	30.6.2018	30.6.2017	31.12.2017
Dirigenti	38	37	38
Impiegati	284	266	264
Operai	48	50	49
Totale personale operante nelle società consolidate	370	353	351

L'incremento è da attribuirsi principalmente al settore Servizi (per 13 risorse) e al settore Eolico (per 4 risorse) che stanno ampliando la propria attività.

L'organico per settore risulta così ripartito:

	(unità)		
	Al 30.6.2018	Al 30.6.2017	Al 31.12.2017
Settore Wte, biomasse e fotovoltaico	84	86	85
Settore Eolico	45	42	41
Settore Servizi	144	129	131
Altre Attività	97	96	94
Totale	370	353	351

La tabella sotto riportata illustra la **capacità installata** rispetto ai precedenti periodi:

	(MW)		
Tecnologia	Al 30.6.2018	Al 30.6.2017	Al 31.12.2017
Eolico	769,9	769,9	769,9
Wte	20,0	20,0	20,0
Biomasse	15,0	15,0	15,0
Fotovoltaico	128,6	16,1	108,1
Totale	933,5	821,0	913,0

La capacità installata si è incrementata di 112,5 MW rispetto al 30 giugno 2017.

Nel corso del mese di dicembre 2017 è entrata a far parte del perimetro del Gruppo la società Innovative Solar 42 LLC proprietaria del progetto fotovoltaico 92 MW nel North Carolina negli Stati Uniti d'America.

Nel corso del mese di giugno 2018 è avvenuta l'energizzazione dell'impianto fotovoltaico di HG Solar Development LLC in Massachussets negli Stati Uniti d'America, acquistato e costruito nel corso del primo semestre 2018, per una potenza installata di 6 MW.

Si segnala, inoltre, che nel mese giugno 2018 Falck Renewables DLP MA LLC ha acquisito tre progetti fotovoltaici in Massachussets negli Stati Uniti d'America, già in esercizio, per un totale di 14,5 MW.

4 Relazione intermedia sulla gestione

4.1.4 Indicatori di risultato non finanziari

Vengono riportati quelli che vengono ritenuti gli indicatori non finanziari principali:

	Unità di misura	30.6.2018	30.6.2017
Energia elettrica generata lorda	GWh	1.129	1.000
Rifiuti totali gestiti	tonn./000	128	134

Il dato dei “Rifiuti totali gestiti” comprende anche i rifiuti intermediati.

L’incremento della produzione di energia elettrica è stato precedentemente illustrato.

Con riferimento ai rifiuti gestiti si riscontra principalmente un decremento delle quantità gestite dalla società Prima Srl dovuto ad una fermata accidentale.

4.1.5 Andamento del titolo

Viene qui di seguito rappresentato l’andamento del titolo di Falck Renewables SpA, società quotata nel segmento Star:



L’andamento del titolo nel corso del primo semestre 2018 ha mantenuto una sostanziale tenuta rispetto al valore consuntivato a fine dicembre 2017, dopo una decisa crescita post presentazione del piano che rifletteva il gradimento, da parte della comunità finanziaria, dell’aggiornamento del piano industriale presentato al mercato in data 12 dicembre 2017. In quella occasione la Società ha aggiornato il mercato sulla strategia di crescita, già presentata a fine novembre 2016, ribadendo il *focus* sullo sviluppo delle attività *core* (sviluppo, costruzione e gestione di impianti eolici *on-shore* e solari) e sul contestuale incremento delle attività nel settore dei servizi (in particolare nell’*asset management*, *energy management* ed efficienza energetica), dove il gruppo è attualmente presente tramite Vector Cuatro: la crescita in entrambi i settori, e più in generale del Gruppo, è caratterizzata dalla sostenibilità finanziaria. Per quanto concerne le attività nel Regno Unito si segnalano potenziali incertezze

4 Relazione intermedia sulla gestione

soprattutto legate allo stentato avvio dei negoziati tra il Regno Unito e la UE come illustrato al paragrafo 4.1.10. *f Rischii e incertezze “Rischii relativi all’esito del referendum britannico sulla permanenza nell’Unione Europea (“Brexit”)”*. Il deprezzamento della sterlina verso l’euro (oltre che verso altre valute) ha influito notevolmente sulla volatilità dei mercati: si tenga presente che il cambio medio Euro/Sterlina era pari a 0,8606 nel primo semestre 2017, mentre nel primo semestre 2018 è stato pari a 0,8798 con una svalutazione del 2,2%.

Durante il primo semestre 2018, è stata posta decisa attenzione alla comunicazione al mercato dei principali temi emergenti dalla presentazione del piano industriale e alla gestione degli *asset* esistenti, aggiornando tempestivamente la comunità finanziaria sull’evoluzione del processo di costruzione dei nuovi progetti in Nord Europa e sull’acquisizione di tre impianti solari in esercizio negli Stati Uniti (Massachusetts), perfezionata nei primi giorni di giugno.

E’ stata inoltre dedicata particolare impegno ad aumentare gli incontri con potenziali investitori sia domestici (presso la piazza di Milano) sia internazionali, nelle principali piazze finanziarie di New York, Parigi (due volte), Oslo, Francoforte e Vienna. Gli incontri con la comunità finanziaria sono avvenuti sia tramite *roadshow* sia tramite la partecipazione ad eventi organizzati da *broker* e società specializzate.

Di particolare rilevanza anche la partecipazione alla *Italian Investment Conference* organizzata da Kepler Chevreux e Unicredit a metà maggio, dove la società ha incontrato alcuni importanti investitori istituzionali.

Unitamente a questa attività di comunicazione degli obiettivi strategici, si è proceduto durante tutto l’anno alla consueta attività dedicata agli azionisti o ai possibili azionisti: è stato privilegiato un approccio basato principalmente su incontri *one-to-one* e su invio di segnalazioni e chiarimenti anche tramite *e-mail* o con contatti telefonici. La società interviene costantemente anche in convegni e momenti di approfondimento sia su temi finanziari posti in essere da Borsa Italiana, da enti o istituti bancari, sia su tematiche tecnico-normative per contribuire a strutturare in modo migliore il settore delle rinnovabili.

E’ confermata l’attenzione dell’azienda alla tempestività e alla trasparenza delle attività relative al settore della comunicazione anche attraverso l’istituzione di *conference call* per la comunicazione dei dati trimestrali, semestrali e annuali.

Il titolo Falck Renewables in data 15 maggio 2018 è entrato a far parte dell’indice FTSE Italia Mid Cap, provenendo dall’indice FTSE Italia Small Cap: questo passaggio ad un indice che raccoglie titoli con capitalizzazione superiore all’indice precedente di fatto contribuirà a migliorare la visibilità del gruppo presso gli investitori. L’aggiornamento dell’indice avviene su base trimestrale.

In aggiunta al sito internet www.falckrenewables.eu che risponde a tutti i requisiti richiesti per le aziende del segmento Star, dal 2012 l’azienda è anche presente su *Twitter*, con un proprio *account*, @falckrenewables, con cui vengono diffuse notizie relative al Gruppo, in tempo reale.

4.1.6 Andamento dei settori

Il Gruppo Falck Renewables opera nelle seguenti attività:

- settore WtE e trattamento rifiuti, biomasse e fotovoltaico;
- settore Eolico che fa riferimento a Falck Renewables Wind Ltd e alle società a essa facenti capo;
- settore Servizi che fa riferimento a Vector Cuatro SLU e alle società a essa facenti capo;
- altre Attività.

Nel 2018 è stato introdotto il settore “Altre Attività” composto dalle società Falck Renewables SpA e Falck Renewables Energy Srl. Falck Renewables Energy Srl (“FRE”), fino al 31 dicembre 2017, faceva parte del settore “WtE, biomasse e fotovoltaico”. Questa variazione è stata effettuata in quanto dal 1 gennaio 2018 FRE opera nell’ambito dell’Energy Management (sulla base delle *policy* definite a livello di Gruppo), attività che

4 Relazione intermedia sulla gestione

include, fra l'altro, il dispacciamento, la gestione degli sbilanciamenti, la vendita e la copertura del rischio *commodity*, potenzialmente per tutti i settori del Gruppo.

Ancorché la nuova esposizione non sia significativa sui dati del primo semestre 2017, i dati di settore al 30 giugno 2017 sono stati riesposti al fine di renderli comparabili ai risultati del primo semestre 2018.

In questo paragrafo, pertanto, verranno esposti i principali dati economici, patrimoniali e finanziari dei settori che compongono il Gruppo, con un breve commento, mentre nelle Note esplicative verranno esposti i prospetti riportanti tutti i dati patrimoniali ed economici dei settori con l'evidenza dei dati relativi a Falck Renewables SpA, che verrà indicata separatamente.

❖ Settore WtE, Biomasse e Fotovoltaico

I principali dati del settore in esame si possono così sintetizzare:

	(migliaia di euro)		
	30.6.2018	30.6.2017	31.12.2017*
Ricavi di vendita	32.419	30.088	60.360
Costo del venduto	(25.735)	(25.580)	(48.651)
Utile lordo industriale	6.684	4.508	11.709
Risultato operativo	6.799	2.056	152
Ebitda	16.816	10.256	18.104
Risultato netto totale	4.302	1.046	(1.181)
Risultato netto di pertinenza del Gruppo	4.284	743	(673)
Immobilizzazioni immateriali	7	1.247	0
Immobilizzazioni materiali	247.764	86.102	202.506
Posizione finanziaria netta - debito/(credito)	162.808	131.445	153.035
di cui <i>project financing</i> non recourse	58.176	26.002	59.865
Investimenti in immobilizzazioni	13.566	346	1.702
Dipendenti attivi alla fine del periodo	(n.) 84	86	85

* I dati al 31 dicembre 2017 sono stati riesposti per riflettere gli aggiustamenti effettuati a seguito dell'applicazione dell'IFRS 3 -Aggregazioni aziendali-relativamente all'acquisizione del gruppo NC 42 LLC, Falck Renewables Vind AS, Åliden Vind AB e Brattmyrlden Vind AB.

Il Settore è focalizzato nella produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e più specificatamente da termovalorizzazione dei rifiuti urbani, da biomasse e da energia fotovoltaica.

In particolare la strategia si sviluppa attraverso la gestione degli impianti attualmente in funzione e lo sviluppo di nuovi progetti con intervento diretto o tramite *joint-venture* con primari soci industriali.

Nel 2018 è stato introdotto il settore “Altre Attività” composto dalle società Falck Renewables SpA e Falck Renewables Energy Srl. La Falck Renewables Energy Srl, fino al 2017, faceva parte del settore “WtE, biomasse e fotovoltaico”.

I dati al 30 giugno 2017 e del 31 dicembre 2017 sono stati riesposti per riflettere la composizione dei nuovi settori.

In data 1 dicembre 2017 Falck Renewables IS42 LLC (società interamente controllata) ha acquistato da Recurrent Energy LLC (interamente controllata da Canadian Solar Inc.) il 99% delle quote dell'impianto fotovoltaico Innovative Solar 42 LLC situato in North Carolina per una capacità complessiva di 92 MW.

Il settore presenta ricavi in aumento, rispetto al primo semestre 2017, per effetto (i) dell'incremento di produzione derivante dalla maggiore capacità produttiva solare (pari a 3,9 milioni di euro) in parte compensata dalla fermata programmata (biennale) dell'impianto ibrido di Rende, (ii) dell'incremento dei prezzi di conferimento dei rifiuti (+19%), (iii) in parte compensati dai minori prezzi di cessione dell'energia elettrica,

4 Relazione intermedia sulla gestione

rispetto al primo semestre 2017 e dal decremento delle quantità dei rifiuti trattati dovuto ad una fermata accidentale dell'impianto di termovalorizzazione di Trezzo sull'Adda.

Il primo semestre 2018 è stato caratterizzato da prezzi di cessione dell'energia elettrica, comprensivi della componente incentivante, in calo rispetto al primo semestre 2017, in Italia, per gli impianti WtE del 10%, per gli impianti a biomasse del 4% e in crescita per gli impianti solari in Italia del 1%.

Si ricorda che negli USA, l'impianto fotovoltaico Innovative Solar 42 ha stipulato un contratto di cessione dell'energia elettrica a un prezzo di riferimento fisso a MWh senza un obbligo di consegna della quantità fisica non prodotta.

Per effetto delle dinamiche sopra citate, l'Ebitda risulta anch'esso in aumento (+6.560 migliaia di euro) e ammonta a 16.816 migliaia di euro e rapportato ai ricavi si attesta al 51,9% (34,1% nel 2017).

Influenza l'Ebitda anche l'effetto non ricorrente, pari a 7.098 migliaia di euro, derivante dal rilascio di alcuni accantonamenti e stanziamenti, al netto dei costi di transazione, per la chiusura di contenzioso relativo ad alcuni terreni dei progetti siciliani in liquidazione.

Il risultato operativo presenta un miglioramento di 4.743 migliaia di euro e ammonta a 6.799 migliaia di euro.

Influenza il risultato operativo l'accantonamento pari a 3.884 migliaia di euro per contenziosi nelle società progetto siciliane in liquidazione.

Si ricorda che il risultato operativo del 2017 era influenzato dall'accantonamento pari a 3.800 migliaia di euro per l'adeguamento dei futuri oneri da sostenere per interventi di manutenzione straordinaria relativi a Ecosesto SpA.

La posizione finanziaria netta, che presenta un saldo a debito pari a 162.808 migliaia di euro, risulta in crescita rispetto al 31 dicembre 2017 per 9.773 migliaia di euro principalmente per gli investimenti effettuati dal settore in impianti fotovoltaici negli Stati Uniti d'America.

Nella posizione finanziaria netta sono compresi *project financing non recourse* per 58.176 migliaia di euro (59.865 migliaia di euro al 31 dicembre 2017) e del *fair value* dei derivati di copertura del rischio interesse per 3.194 migliaia di euro (3.447 migliaia di euro al 31 dicembre 2017).

Nel corso del primo semestre 2018, gli investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali ammontano a 13.566 migliaia di euro e hanno riguardato principalmente la costruzione e l'acquisto dell'impianto fotovoltaico di HG Solar Development LLC negli USA (9.162 migliaia di euro) e l'acquisto degli impianti fotovoltaici di Fisher Road Solar I LLC Syncarpha Palmer LLC e Syncarpha Massachusetts LLC negli USA (4.235 migliaia di euro).

4 Relazione intermedia sulla gestione

❖ Settore Eolico

I principali dati del settore in esame si possono così sintetizzare:

	(migliaia di euro)		
	30.6.2018	30.6.2017	31.12.2017
Ricavi di vendita	122.097	105.130	216.759
Costo del venduto	(50.265)	(49.888)	(101.357)
Utile lordo industriale	71.832	55.242	115.402
Risultato operativo	66.586	51.611	99.103
Ebitda	92.377	76.161	149.987
Risultato netto totale	36.384	24.303	47.477
Risultato netto di pertinenza del Gruppo	29.785	17.875	35.299
Immobilizzazioni immateriali	96.384	80.261	96.281
Immobilizzazioni materiali	813.276	842.153	819.565
Posizione finanziaria netta - debito/(credito)	497.504	717.815	570.956
di cui <i>project financing</i> non recourse	687.858	691.491	733.273
Investimenti in immobilizzazioni	19.048	10.070	25.830
Dipendenti attivi alla fine del periodo	(n.)	45	42
			41

Il settore è focalizzato nella produzione di energia elettrica attraverso la costruzione e la gestione di impianti che sfruttano l'energia del vento e lo sviluppo di nuovi impianti.

L'incremento dei **ricavi** (16.967 migliaia di euro) è dovuto principalmente all'incremento della produzione per effetto della maggiore ventosità in Italia, Francia e Spagna. La piena operatività, rispetto al primo semestre 2017, dell'impianto eolico di Auchrobert (Regno Unito) da 36 MW ha contribuito alla maggior produzione: nel primo semestre del 2018 i GWh prodotti dal settore eolico sono stati pari a 939 rispetto agli 876 del primo semestre 2017 (+7% rispetto allo stesso periodo del 2017).

I ricavi hanno beneficiato dell'incremento dei prezzi dell'energia nel Regno Unito (+10%) che però sono stati in parte compensati dalla svalutazione della sterlina sull'euro che è stata pari al 2,2% con riferimento alla produzione nel Regno Unito, dal decremento dei prezzi di cessione di energia in Italia del 5%, comprensivi della componente incentivante e dal decremento dei prezzi in Spagna del 8%; in Francia il meccanismo della *Feed-in tariff* ha neutralizzato l'oscillazione dei prezzi (+1%).

L'utile lordo industriale presenta un incremento di 16.590 migliaia di euro e rapportato ai ricavi è pari al 58,8% (52,5% nel 2017).

L'Ebitda ammonta a 92.377 migliaia di euro con un incremento di 16.216 migliaia di euro rispetto al medesimo periodo dell'esercizio precedente e rapportato ai ricavi si attesta al 75,7% (72,4% nel 2017).

Il risultato operativo, pari a 66.586 migliaia di euro, è in crescita di 14.975 migliaia di euro rispetto al primo semestre 2017 ed è pari al 54,5% dei ricavi (49,1% nel 2017).

La posizione finanziaria netta è pari a 497.504 migliaia di euro, comprensiva di *project financing non recourse* per un importo di 687.858 migliaia di euro e del *fair value* dei derivati di copertura del rischio di tasso e di cambio per 37.323 migliaia di euro, e presenta un significativo miglioramento, rispetto al 30 giugno 2017 (717.815 migliaia di euro) per effetto della cessione da parte di Falck Renewables Wind Ltd delle società eoliche italiane a Falck Renewables SpA che ha contribuito per 147.797 migliaia di euro e per effetto della cassa generata dagli impianti in esercizio.

4 Relazione intermedia sulla gestione

Gli investimenti del periodo ammontano a 19.048 migliaia di euro e si riferiscono a:

(migliaia di euro)	Immobilizz. materiali	Immobilizz. immateriali	Totale
Parco eolico Okla e Hennøy	12.057	181	12.238
Parco eolico Aliden	3.632		3.632
Parco eolico Brattmyrliden	2.736		2.736
Parco eolico Auchrobert	401		401
Altri minori	41		41
Totale	18.867	181	19.048

In ottemperanza all'IFRS 12 vengono di seguito esposti i dati richiesti al 30 giugno 2018, relativi alle società controllate con partecipazioni di minoranza significative:

Sede Sociale	Valuta	Capitale	% possesso		Possesso indiretto
			diretta	%	Società controllante
FRUK Holdings (No.) Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	1	51,000	Falck Renewables Finance Ltd
Boyndie Wind Energy Ltd	Inverness (Gran Bretagna)	GBP	100	100,000	FRUK Holdings (No.) Ltd
Cambrian Wind Energy Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	100	100,000	FRUK Holdings (No.) Ltd
Earlsburn Mezzanine Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	1000	51,000	Falck Renewables Wind Ltd
Earlsburn Wind Energy Ltd	Inverness (Gran Bretagna)	GBP	100	100,000	Earlsburn Mezzanine Ltd
Ben Aketil Wind Energy Ltd	Inverness (Gran Bretagna)	GBP	100	51,000	Falck Renewables Wind Ltd
Kilbraur Wind Energy Ltd	Inverness (Gran Bretagna)	GBP	100	51,000	Falck Renewables Wind Ltd
Millennium Wind Energy Ltd	Inverness (Gran Bretagna)	GBP	100	51,000	Falck Renewables Wind Ltd

Principali dati patrimoniali:

(migliaia di euro)

	Attività		Patrimonio	Passività	
	non correnti	correnti	netto	non correnti	correnti
FRUK Holdings (No.) Ltd	17.067	19.342	(4.595)	34.965	6.039
Boyndie Wind Energy Ltd	9.052	1.224	3.268	1.744	5.264
Cambrian Wind Energy Ltd	24.306	8.764	7.930	6.848	18.292
Earlsburn Mezzanine Ltd	43.389	11.662	32.301	21.204	1.546
Earlsburn Wind Energy Ltd	23.476	5.601	6.613	14.737	7.727
Ben Aketil Wind Energy Ltd	24.233	4.071	1.604	17.370	9.330
Kilbraur Wind Energy Ltd	59.825	8.274	14.637	46.960	6.502
Millennium Wind Energy Ltd	53.519	8.429	13.599	40.536	7.813

4 Relazione intermedia sulla gestione

Principali dati economici:

(migliaia di euro)

	Ricavi	Costo del venduto	Utile lordo industriale	Risultato operativo	Risultato ante imposte	Risultato netto
FRUK Holdings (No.) Ltd				(18)	1.080	1.220
Boyndie Wind Energy Ltd	2.175	(883)	1.292	1.273	1.273	1.026
Cambrian Wind Energy Ltd	9.217	(6.366)	2.851	2.833	2.693	2.212
Earlsburn Mezzanine Ltd				(12)	1.766	1.782
Earlsburn Wind Energy Ltd	6.847	(1.953)	4.894	4.775	4.475	3.612
Ben Aketil Wind Energy Ltd	3.601	(1.568)	2.033	1.941	1.503	1.219
Kilbraur Wind Energy Ltd	10.232	(5.413)	4.819	4.710	3.886	3.152
Millennium Wind Energy Ltd	9.472	(4.764)	4.708	4.613	3.960	3.223

Operazione Borea: *Earn-out e Derisking*

L'Accordo stipulato nel 2014 prevede un ulteriore eventuale incasso differito da parte del Gruppo Falck Renewables da calcolarsi con riferimento alle effettive *performance* degli impianti eolici delle Società *Target* (in termini di GWh prodotti) rispetto a un *target* pre-fissato per l'intero periodo 2014–2018, da corrispondersi *cash* alla fine del suddetto periodo attraverso un meccanismo di *earn-out* sino a un ammontare massimo di 10 milioni di sterline. Qualora invece le *performance* degli impianti eolici delle Società *Target* fossero inferiori al *target* pre-fissato, il Gruppo Falck Renewables non avrà alcun obbligo di indennizzo a favore di CII HoldCo Ltd.

Poiché l'orizzonte temporale su cui è calcolata la produzione è quinquennale ed è quindi ancora incerto il raggiungimento del *target* pre-fissato, a fronte della clausola contrattuale di *earn-out* il Gruppo non ha iscritto nessuna attività potenziale.

Inoltre, in base all'Accordo, CII HoldCo Ltd ha diritto a una riduzione del prezzo di Cessione ("*Derisking*"), da pagarsi eventualmente nel 2021, pari alla differenza, solo qualora tale differenza fosse negativa, tra la media annua del prezzo dell'energia nel Regno Unito, calcolata esclusivamente nel periodo 2014-2020 e 25 sterline per MWh (nominali non inflazionate), moltiplicata per la produzione effettiva annua in MWh nello stesso periodo di ogni singolo impianto eolico oggetto di cessione e moltiplicata per la percentuale di partecipazione di CII HoldCo Ltd in ogni singola Società *Target* in ogni anno del periodo di riferimento (tenendo fermo il tetto massimo del 49%, corrispondente all'attuale percentuale di possesso in ogni Società *Target*) e tenendo conto del fattore tempo attraverso una capitalizzazione basata su un tasso di interesse del 10% ("*la Formula*"). Tale importo, se dovuto, sarà corrisposto a CII HoldCo Ltd dal Gruppo Falck Renewables nel limite dei dividendi, degli interessi e del rimborso finanziamento soci erogati dalle Società *Target* e ricevuti dal Gruppo. L'eventuale riduzione del prezzo per il Gruppo sarà quindi limitata alla cassa che potrà essere distribuita dal 2021 dalle Società *Target*.

Tale clausola di riduzione del prezzo prevede che la stessa verrà immediatamente cancellata nel caso in cui in un qualsiasi anno del periodo di riferimento la totalità delle partecipazioni di CII HoldCo Ltd nelle Società *Target* fosse ceduta a terzi. Si precisa infine che qualora la differenza fosse positiva, CII HoldCo Ltd non sarà invece tenuta a effettuare alcun pagamento al Gruppo Falck Renewables.

Il Gruppo ha affidato a un esperto esterno la valutazione del possibile esborso finanziario relativo alla Formula. L'esperto ha effettuato una serie di simulazioni basate su ipotesi di scenari di *stress* rispetto alle curve dei prezzi dell'energia attesi nel mercato britannico dalla seconda metà del 2017 al 2020, tenendo conto che i consuntivi per l'anno 2014, 2015, 2016 e 2017 sono stati rispettivamente pari a 41,83, 40,25, 40,74 e 45,35 sterline per MWh. Il risultato di tali valutazioni è che, ad oggi, non esistono elementi per ritenere che si generi un adeguamento prezzo a favore di CII HoldCo Ltd.

4 Relazione intermedia sulla gestione

❖ **Settore Servizi**

I principali dati del settore in esame si possono così sintetizzare:

	(migliaia di euro)		
	30.6.2018	30.6.2017	31.12.2017
Ricavi di vendita	5.888	6.174	12.103
Costo del venduto	(5.799)	(5.883)	(11.347)
Utile lordo industriale	89	291	756
Risultato operativo	56	308	(843)
Ebitda	388	1.276	1.968
Risultato netto totale	(48)	160	(854)
Risultato netto di pertinenza del Gruppo	(48)	160	(854)
Immobilizzazioni immateriali	9.254	10.953	9.411
Immobilizzazioni materiali	614	716	633
Posizione finanziaria netta - debito/(credito)	(1.267)	(1.393)	(2.109)
di cui <i>project financing</i> non recourse			
Investimenti in immobilizzazioni	100	119	217
Dipendenti attivi alla fine del periodo	(n.) 144	129	131

Il settore è costituito dal gruppo spagnolo Vector Cuatro. Tale settore è attivo nei servizi e nella gestione di impianti per la produzione di energia rinnovabile, con una radicata ed estesa presenza internazionale con sedi in Spagna, Italia, Francia, Cile, Giappone, Messico, Regno Unito, Emirati Arabi e Bulgaria.

Vector Cuatro offre inoltre servizi di ingegneria e consulenza allo sviluppo di progetti per la generazione elettrica principalmente da fonte solare ed eolica.

I ricavi presentano un decremento di 286 migliaia di euro, dovuto soprattutto a minori ricavi da servizi di *transactions* in Spagna ed *asset management* in Italia e nel Regno Unito.

L'Ebitda è pari a 388 migliaia di euro con un decremento di 888 migliaia di euro rispetto al medesimo periodo dell'esercizio precedente per minori ricavi di *transactions* e rapportato ai ricavi si attesta al 6,6% (20,7% nel 2017).

La posizione finanziaria netta risulta a credito ed è pari a 1.267 migliaia di euro in riduzione di 842 migliaia di euro rispetto al 31 dicembre 2017.

Gli investimenti del settore per 100 migliaia di euro si riferiscono principalmente allo sviluppo del sistema gestionale e a investimenti in mobili e *hardware*.

4 Relazione intermedia sulla gestione

❖ Altre Attività

I principali dati del settore in esame si possono così sintetizzare:

	(migliaia di euro)		
	30.6.2018	30.6.2017	31.12.2017
Ricavi di vendita	15.157	98	2.650
Costo del venduto	(15.194)	(5)	(2.493)
Utile lordo industriale	(37)	93	157
Ebitda	(5.898)	(9.431)	(20.387)
Risultato operativo	(6.656)	(10.401)	(25.991)
Immobilizzazioni immateriali	1.531	1.542	1.443
Immobilizzazioni materiali	216	298	282
Posizione finanziaria netta - debito/(credito) di cui <i>project financing non recourse</i>	2.168	(224.428)	(56.187)
Investimenti in immobilizzazioni	277	138	294
Dipendenti attivi alla fine del periodo	(n.)	97	96
		96	94

Nel 2018 è stato introdotto il settore “Altre Attività” composto dalle società Falck Renewables SpA e Falck Renewables Energy Srl. Falck Renewables Energy Srl (“FRE”), fino al 2017, faceva parte del settore “WtE, biomasse e fotovoltaico”.

La FRE opera nell’ambito dell’*energy management* (sulla base delle *policy* definite a livello di Gruppo), attività che include, fra l’altro, il dispacciamento, la gestione degli sbilanciamenti, la vendita e la copertura del rischio *commodity*, potenzialmente per tutti i settori del Gruppo

I dati al 30 giugno 2017 e 31 dicembre 2017 sono stati riesposti per riflettere la composizione dei nuovi settori.

I ricavi presentano un incremento di 15.059 migliaia di euro, dovuto all’attività di vendita di energia di Falck Renewables Energy Srl avviata principalmente nel corso del primo semestre 2018.

L’utile lordo industriale presenta un decremento di 130 migliaia di euro.

La posizione finanziaria (principalmente data dalla società Falck Renewables SpA) presenta un saldo a debito di 2.168 migliaia di euro, rispetto a un saldo a credito al 31 dicembre 2017 di 56.187 migliaia di euro. La riduzione del saldo a credito anzidetto è dovuta essenzialmente a investimenti/aumenti di capitale in società negli Stati Uniti d’America, Norvegia, e Svezia e a distribuzione di dividendi.

Nella posizione finanziaria netta è compreso il *fair value* negativo dei derivati di copertura del rischio cambio e *commodity* per 2.337 migliaia di euro (positivo di 90 migliaia di euro al 31 dicembre 2017).

4.1.7 Fatti gestionali più significativi del primo semestre 2018

Di seguito si riportano i fatti gestionali più significativi:

Falck Renewables, attraverso le proprie controllate svedesi, ha sottoscritto con il gruppo Nordex due contratti del valore complessivo di circa 121,7 milioni di euro per la fornitura di 31 turbine eoliche N131/3900 e dei relativi lavori infrastrutturali, civili ed elettrici, su base EPC, per la costruzione dei due progetti recentemente acquisiti di Åliden e Brattmyrleden in Svezia. I lavori preliminari sono iniziati e le attività si intensificheranno nel corso del 2018 e del 2019.

4 Relazione intermedia sulla gestione

La messa in esercizio di Åliden è prevista nel quarto trimestre del 2019 mentre quella di Brattmyrliden è prevista nel quarto trimestre del 2020.

Falck Renewables, attraverso la sua controllata norvegese Falck Renewables Vind A.S, ha siglato con Vestas un contratto per un valore totale di circa 36 milioni di Euro per la fornitura di 12 turbine eoliche V136 da 4,2 MW presso il parco eolico di Hennøy, Norvegia. La costruzione dell'impianto è già iniziata, i lavori si intensificheranno nel corso del 2018 e le turbine saranno consegnate nel 2019. La messa in esercizio è prevista per l'ultimo trimestre del 2019.

In data 14 febbraio 2018 Falck Middleton LLC, società costituita nel 2018, interamente controllata dalla Falck Renewables North America Inc, ha acquisito un progetto fotovoltaico di circa 6 MW a Middleton (Massachusetts, USA) dallo sviluppatore HG Solar e siglato un accordo EPC (*Engineering, Procurement and Construction*) con la società Conti Solar. L'impianto sta fornendo energia elettrica al Middleton Electric Light Department sulla base di un accordo PPA (*Power Purchase Agreement*) di lungo periodo e potrà inoltre vendere *Renewables Energy Credits* nel Massachusetts e ricevere *Federal Investment Tax Credit Incentive* (ITC).

In data 5 giugno Falck Renewables DLP MA LLC ha acquisito tre progetti fotovoltaici, già in esercizio, per un totale di 14,5MW, oltre a diritti a investire in progetti futuri, da Syncarpha Capital, LLC (Syncarpha) valutati complessivamente 27,44 milioni di dollari. Falck Renewables ha acquisito il 100% dei progetti solari attraverso Falck Renewables North America, Inc., società interamente controllata.

I tre progetti sono entrati in esercizio tra il 2014 e il 2015 e vendono energia elettrica sulla base di accordi PPA di lungo periodo secondo il *Massachusetts Net Metering Credit program*. I progetti venderanno inoltre Renewable Energy Credits nel Massachusetts.

In riferimento alle operazioni non ricorrenti avvenuti nel semestre si rimanda al paragrafo n.27 delle Note Esplicative.

Incremento della capacità installata

Nel corso del mese di giugno 2018 è avvenuta l'energizzazione dell'impianto fotovoltaico di HG Solar Development LLC in Massachusetts negli Stati Uniti d'America, acquistato e costruito nel 2018, per una potenza installata di 6 MW.

Si segnala, inoltre, che nel mese giugno 2018 Falck Renewables DLP MA LLC ha acquisito tre progetti fotovoltaici in Massachusetts negli Stati Uniti d'America, già in esercizio, per un totale di 14,5 MW.

4.1.8 Ambiente, salute e sicurezza

Nel corso del primo semestre 2018 è continuato l'impegno del Gruppo al conseguimento e al continuo miglioramento degli adeguati *standard* ambientali, di sicurezza e di qualità coerenti con la missione attraverso significative azioni quali:

- lo sviluppo di una crescente integrazione dei sistemi aziendali di gestione della Qualità, dell'Ambiente e della Sicurezza, mediante la valorizzazione delle sinergie tra i vari aspetti;
- la periodica formazione con addestramento del personale in materia di salute e sicurezza nei luoghi di lavoro e la sua sensibilizzazione alla protezione e alla salvaguardia dell'ambiente nell'esecuzione delle attività con le diverse mansioni;
- l'implementazione di monitoraggi interni e azioni specifiche proattive finalizzate al processo di un continuo miglioramento.

Sono inoltre continuate, con esito positivo, le verifiche ispettive periodiche da parte degli Enti di Certificazione sui Sistemi di Gestione certificati delle varie società del Gruppo.

Per la Capogruppo e le principali Società controllate operative nel settore Biomasse, WtE e Solare, la situazione dei Sistemi di Gestione certificati risulta essere la seguente:

4 Relazione intermedia sulla gestione

Società	Sistema di Gestione	Siti
Falck Renewables SpA	Sistema di Gestione della Sicurezza OHSAS 18001-2007	Sede
Ambiente 2000 Srl	Sistema di Gestione Qualità UNI EN ISO 9001:2015 Sistema di Gestione Ambientale UNI EN ISO 14001:2015 Sistema di Gestione della Sicurezza OHSAS 18001:2007	Termovalorizzatore rifiuti di Trezzo sull'Adda
Prima Srl	Sistema di Gestione Qualità UNI EN ISO 9001:2015 Sistema di Gestione Ambientale UNI EN ISO 14001:2015 Registrazione EMAS	Termovalorizzatore rifiuti di Trezzo sull'Adda
Esposito Servizi Ecologici Srl (<i>in fase di aggiornamento</i>)	Sistema di gestione Qualità UNI EN ISO 9001:2008 Sistema di Gestione Ambientale UNI EN ISO 14001:2004 Registrazione EMAS	Impianto di Gorle: a) trattamento e recupero rifiuti non pericolosi principalmente da spazzamento stradale e bonifica terre. b) selezione e adeguamento volume rifiuti non pericolosi. Raccolta e trasporto rifiuti Impianto di Gorle: sezioni a) e b) Impianto di Gorle: sezioni a) e b)
Ecosesto SpA (<i>in fase di aggiornamento</i>)	Sistema di Gestione Qualità UNI EN ISO 9001:2008 Sistema di Gestione Ambientale UNI EN ISO 14001:2004 Sistema di Gestione della Sicurezza OHSAS 18001:2007	Impianto a Biomasse di Rende

4 Relazione intermedia sulla gestione

In Italia, per le società Eolica Sud Srl ed Eolo 3W Minervino Murge Srl è presente un Sistema di Gestione Ambientale certificato in accordo alla UNI EN ISO 14001:2004 e, per Eolo 3W Minervino Murge Srl, anche con Registrazione EMAS, ovvero:

Società	Sistema di Gestione	Siti
Eolo 3W Minervino Murge Srl	Sistema di Gestione Ambientale UNI EN ISO 14001:2004 Registrazione EMAS	- Impianto eolico di Minervino Murge
Eolica Sud Srl	Sistema di Gestione Ambientale UNI EN ISO 14001:2004	- Impianto eolico di San Sostene

Per quanto concerne l'infortunistica, nel corso del primo semestre 2018, per la società Capogruppo e per tutte le società del Gruppo operanti nel settore Biomasse, WtE, Fotovoltaico, Eolico e Servizi non si sono verificati incidenti. Gli indici infortunistici sono pertanto pari a 0.

4.1.9 Attività di ricerca e sviluppo

Il Gruppo Falck Renewables nel corso del periodo in esame non ha svolto attività di ricerca e sviluppo.

4.1.10 Rischi e incertezze

Si riportano di seguito i principali rischi e incertezze cui il Gruppo Falck Renewables è esposto con riferimento al proprio ambito di attività. Si evidenzia che, nell'ambito delle attività di *Risk Management*, il Gruppo Falck Renewables prosegue nell'attività di analisi e gestione organica dei rischi. Tra le principali attività svolte si segnalano: i) la definizione della metodologia di rilevazione e monitoraggio dei rischi a cui il Gruppo è esposto; ii) l'attività di analisi sulla rischiosità dei processi aziendali e delle nuove iniziative di *business* e dei dati previsionali a supporto del processo decisionale; iii) la condivisione con il *management* del Gruppo dell'analisi periodica di *Risk Assessment*; iv) l'adozione da parte del Consiglio di Amministrazione di Falck Renewables SpA del *Risk Appetite Framework* che esprime il livello di rischio che il Gruppo è disposto ad accettare per perseguire i propri obiettivi.

a) Finanziari

1. Rischio di credito

Il rischio di credito è inteso sia come perdite potenziali dovute alla possibile inadempienza dei clienti sia come rischio di controparte connesso alla negoziazione di altre attività finanziarie. Con riferimento alle previsioni del nuovo principio IFRS 9 le *policy* interne sono già allineate e pertanto non sono state necessarie rettifiche. Il rischio di credito sopportato dal Gruppo Falck Renewables è molto contenuto sia dal lato clienti commerciali sia quando si considerino le controparti finanziarie. In relazione ai clienti commerciali è da evidenziare la loro natura che determina un basso livello di rischio: la maggior parte dell'esposizione verso clienti terzi (non parti correlate) è, infatti, nei confronti di gestori di servizi elettrici o *utility* ad alto *standing*. Il grado di concentrazione dei clienti può considerarsi medio, ma si tratta di clienti con elevato merito creditizio. Il rischio di credito attribuibile alle controparti con cui sono negoziati gli strumenti finanziari derivati è anch'esso contenuto, in quanto gli strumenti derivati sono negoziati con primari istituti bancari.

Con riferimento alla posizione di liquidità del gruppo, la liquidità soggetta alle condizioni del *project financing* è generalmente depositata presso uno degli istituti di credito del *project financing* come previsto dal contratto di finanziamento, mentre il resto della liquidità è generalmente depositata a breve termine su banche di relazione.

4 Relazione intermedia sulla gestione

Con particolare riferimento alla situazione di alcune banche italiane ed estere, si segnala che il Gruppo monitora con attenzione l'evoluzione del merito di credito di tali banche.

Si segnala che il gruppo spagnolo Vector Cuatro, pur caratterizzato da una diffusa base di clienti terzi, al momento non ha modificato sostanzialmente il profilo di rischio di credito commerciale del Gruppo.

Si segnala infine che il Gruppo possiede strumenti di attenuazione del rischio di credito (garanzie e *parent company guaranty*) con la maggiorparte degli *off taker* che coprono parte dei ricavi annui.

2. Rischio di liquidità

Il Gruppo Falck Renewables è dotato di una tesoreria centralizzata a livello di Gruppo che dispone di un sistema di *cash pooling* “domestico” tra Falck Renewables SpA e tutte le società italiane del Gruppo non sottoposte a *project financing* (queste ultime non possono rientrare nel sistema per effetto dei meccanismi dei finanziamenti “senza ricorso”).

Il Gruppo, inoltre, effettua il *netting* delle posizioni di segno opposto, attraverso appositi conti di corrispondenza *intercompany*. Il Gruppo Falck Renewables produce con cadenza mensile un aggiornamento della posizione finanziaria netta e del *rolling forecast* finanziario, in cui i dati consuntivi di periodo sono supportati da una valutazione e da un commento sintetico sia per settore sia per l'intero gruppo. In data 12 giugno 2015, modificato in data 30 luglio 2018, Falck Renewables SpA ha sottoscritto un contratto di finanziamento *revolving* (“*Corporate Loan*”) di 325 milioni di euro con scadenza 31 dicembre 2023; alla data del 30 giugno 2018 risulta non utilizzato. Il contratto è soggetto, tra l'altro, a *covenant* finanziari relativi al rapporto, calcolato con riferimento al bilancio consolidato, tra “posizione finanziaria netta ed Ebitda” e tra “posizione finanziaria netta e patrimonio netto”: questi *covenant* sono stati rispettati sulla base del presente bilancio. Si segnala che al 30 giugno 2018 il Gruppo dispone di liquidità non soggetta alle condizioni del *project financing* per un importo pari a circa 109.077 milioni di euro, depositata sulle banche di relazione.

3. Rischi connessi al finanziamento degli impianti

Il finanziamento dei progetti posti in essere dal Gruppo, in particolare nel settore eolico e fotovoltaico, è effettuato principalmente tramite *project financing* o strutture finanziarie analoghe generalmente senza ricorso sui soci; in attesa dell'erogazione dei *project financing*, le necessità finanziarie dei progetti, in particolare durante il periodo di costruzione, possono essere gestite attraverso l'utilizzo della liquidità disponibile o, in via residuale, dall'utilizzo del *Corporate Loan* o di altri prestiti ponte. Si sottolinea che, a oggi, il Gruppo continua ad avere accesso ai *project financing* o ad altre forme di finanziamento in linea con le migliori condizioni di mercato per progetti aventi caratteristiche simili.

Il *Corporate Loan* dell'importo di 325 milioni di euro permetterà di supportare le esigenze finanziarie e lo sviluppo delle attività del Gruppo in considerazione del piano industriale presentato alla comunità finanziaria in data 12 dicembre 2017. Il *Corporate Loan* sottoscritto in condizioni favorevoli di mercato, data la sua caratteristica “*revolving*”, potrà essere utilizzato fino alla sua scadenza, con grande flessibilità.

4. Rischi di tasso di interesse e di cambio

• Rischio di tasso di interesse

Il Gruppo Falck Renewables adotta una *policy* di copertura del rischio di tasso di interesse. Sebbene non definisca in via anticipata un obiettivo che specifichi la quota parte massima tollerata di indebitamento a tasso variabile, il Gruppo segue prassi operative consolidate volte a monitorare il rischio ed evitare l'assunzione di posizioni di natura speculativa.

La valutazione sull'opportunità e sulla tipologia delle coperture è effettuata di volta in volta, in relazione alla rilevanza dell'esposizione e alle condizioni correnti dei mercati finanziari.

4 Relazione intermedia sulla gestione

Il Gruppo Falck Renewables utilizza strumenti finanziari derivati su tassi di interesse e in particolare utilizza *interest rate swap* (IRS) con esclusiva finalità di copertura. Peraltro, i derivati in essere sono stati finalizzati per consentire alla struttura dell'indebitamento di rispettare i covenant richiesti dai finanziamenti bancari originati dalle operazioni di *project financing*. In particolare, agli indebitamenti a tasso variabile di tali operazioni sono abbinati appositi IRS che trasformano parzialmente gli indebitamenti da tasso variabile a tasso fisso e, se ricorrono i presupposti di operazioni con finalità di copertura del rischio di tasso d'interesse, sono contabilizzati secondo le regole di *hedge accounting*. Ne consegue che le variazioni di *fair value* dei derivati non di copertura seguono la regola generale riservata ai derivati di *trading*, ovvero sono imputate direttamente a conto economico e impattano sull'utile di periodo. Al 30 giugno 2018 il Gruppo è coperto in misura significativa, tramite operazioni di IRS, contro una variazione in aumento dei tassi variabili di interesse.

- **Rischio di cambio**

Il rischio tasso di cambio deriva dalle attività del Gruppo condotte in aree diverse dalla “Zona euro” in particolare Regno Unito, Stati Uniti, Norvegia, Svezia, Giappone, Cile e Messico.

L'esposizione del Gruppo ai tassi di cambio si esplicita in due componenti: (i) rischio di transazione e (ii) rischio di traslazione, ognuna delle quali produce effetti sul conto economico e sullo stato patrimoniale del Gruppo.

(i) Il rischio di transazione è definito come l'effetto derivante dalla variazione dei tassi di cambio tra il momento in cui si origina il rapporto commerciale/finanziario in valuta estera e il momento di perfezionamento della relativa transazione (incasso/pagamento). Tale rischio, che impatta direttamente sul risultato economico, è determinato in relazione alla valuta di conto di ciascuna società del Gruppo.

Il Gruppo tende a minimizzare l'esposizione al rischio di transazione (“bilancia valutaria”) tramite opportune coperture con strumenti *plain vanilla*, tipicamente acquisti o vendite a termine di divisa estera contro valuta di conto.

(ii) Il rischio di traslazione è definito come l'insieme degli effetti delle variazioni dei tassi di cambio sul conto economico e sul patrimonio netto consolidato del Gruppo a seguito della conversione delle attività, delle passività, dei costi e dei ricavi delle società partecipanti al consolidato che redigono il bilancio in una valuta diversa dall'euro. Il Gruppo non copre il rischio di traslazione.

5. Rischi connessi alla gestione delle commodities

Nell'ampliamento dei propri ambiti operativi, il Gruppo ha iniziato l'attività di dispacciamento dell'energia prodotta da un Portfolio di impianti selezionati attraverso una gestione efficiente dei flussi di produzione e delle attività di vendita, con l'obiettivo di stabilizzare i ricavi a livello di bilancio consolidato. In tale ottica, il gruppo Falck Renewables è esposto al rischio di oscillazione dei prezzi delle *commodity* trattate, al rischio volume derivante dalla variabilità dei volumi di generazione di energia elettrica degli impianti alimentanti da fonte eolica o solare la cui produzione non è programmabile e dipende dalla disponibilità delle risorse naturali, così come non si può escludere l'esposizione al rischio operativo, derivante dal livello di adeguatezza dell'insieme delle misure tecniche e organizzative messe in atto dal Gruppo per svolgere le attività dell'azienda connesse al dispacciamento dell'energia elettrica sul mercato.

Per mitigare tali rischi, è stata istituita un'apposita struttura all'interno della funzione *Energy Management* che effettua attività di *hedging* (strategie di *fixing* dei prezzi dei volumi fisici sottostanti al portafoglio, al fine di assicurare ricavi almeno pari a quelli previsti a *budget*), *trading* (strategie volte a realizzare margini sfruttando la volatilità dei prezzi) e analisi di mercato mediante modelli statistici. Le attività di gestione e controllo di tale rischio sono disciplinate dalla *Energy Risk Policy*, che prevede l'adozione di specifici limiti di rischio in termini di capitale di rischio e l'impiego di strumenti derivati finanziari comunemente utilizzati sul mercato, al fine di contenere l'esposizione entro i limiti stabiliti.

4 Relazione intermedia sulla gestione

- **Rischio volume**

L'esposizione al rischio volume può condurre in corso d'anno a delle situazioni di *over/under hedging* rispetto alla produzione attesa in fase di definizione di budget, mentre a livello giornaliero a delle differenze tra il programma vincolante del Mercato del Giorno Prima (MGP), poi corretto sulle differenti sessioni del Mercato Infragiornaliero (MI), e l'effettiva energia immessa in rete, con potenziale impatto in termini di maggiori costi di sbilanciamento. Le strategie di gestione del Rischio Volume nel breve termine prevedono un'attività di ottimizzazione giornaliera dei programmi di produzione sui mercati del Mercato del Giorno Prima e Infra-Giornaliero si basa su l'utilizzo di strumenti di *forecasting* meteorologico (vento, irraggiamento) accurati alla frequenza oraria per limitare le differenze tra i programmi di immissione e l'effettivo prodotto. Altre azioni di mitigazione del rischio volume, prevedono strategie di prevenzione e protezione per la gestione dei fermi impianti, programmati e non, unitamente a una politica di *hedging* che prevede un livello soglia di copertura al fine di limitare fenomeni di *overhedging*.

La funzione *Energy Management* sta valutando, inoltre, la possibilità di sottoscrivere per taluni impianti dei prodotti assicurativi al fine di aumentare l'efficacia delle strategie di mitigazione del rischio volume, incluse eventuali perdite economiche da mancata produzione.

- **Rischio prezzo**

Per la gestione del rischio prezzo, la funzione di *Energy Management* fissa attraverso l'utilizzo di *swap* finanziari l'esposizione ai prezzi *spot* dei mercati elettrici nei limiti previsti dalla *Energy Risk Policy* e dai contratti PPA in essere con le controparti terze a cui è stata conferita la responsabilità del ritiro della energia. Al fine di migliorare il processo di mitigazione del rischio prezzo, la funzione *Energy Management* si avvarrà a partire dal 2019 di una *Hedging Policy* calibrata sulle caratteristiche tecniche e sulla localizzazione geografica del parco di produzione al fine di minimizzare la variabilità dei risultati finanziari del gruppo derivanti dalla volatilità dei prezzi della elettricità. Le operazioni di *hedging* saranno disciplinate dalla *Hedging Policy* in maniera coerente ai principi della *Energy Risk Policy*.

- **Rischio operativo**

Per la gestione e l'identificazione delle misure adeguate a minimizzare il rischio operativo relativo alle attività di commercializzazione dell'energia della società, la struttura di *Energy Management*, con il supporto delle funzioni *Operations* e *IT*, effettua regolarmente un *assessment* delle procedure aziendali, dei flussi informativi (da e verso gli impianti), dell'infrastruttura IT impiegata nell'attività di dispacciamento e nella qualità dei dati utilizzati nell'ambito di tale attività. Tali attività assicurano che la gestione operativa degli impianti e le attività legate al dispacciamento siano svolte nel rispetto delle procedure aziendali e con adeguati livelli di affidabilità e di tracciabilità.

Infine, in ottica di continuo miglioramento dei processi e delle operazioni di mercato, è in corso di implementazione un nuovo sistema di *Trading e Risk Management* che sarà pienamente operativo a partire dal 2019.

b) Legali

Progetti Siciliani:

Nel corso del semestre sono proseguite le attività di liquidazione delle società progetto e la gestione dei contenziosi, a fronte di tali attività non si sono evidenziati, nel semestre 2018, elementi che modificano quanto valutato nel precedente bilancio a cui si rimanda per maggiori dettagli in aggiunta a quanto segue.

Allo stato attuale, sulla base di quanto sopra, gli amministratori della Capogruppo nonché gli organi delle società anzidette ritengono che a oggi non vi siano elementi tali da far presupporre che le società siciliane o il Gruppo debbano sostenere ulteriori oneri rispetto a quanto già riflesso nei bilanci. In merito alle contestazioni

4 Relazione intermedia sulla gestione

promosse da uno dei soci minoritari delle società progetto si segnala che non hanno portato ad oggi all'instaurazione di alcun contenzioso.

- **Gulino Group SpA vs. Tifeo**

In data 28 dicembre 2009 Gulino Group SpA (“**Gulino**”) ha notificato 2 atti di citazione nei confronti di Tifeo aventi a oggetto contratti di compravendita inerenti ad alcuni terreni siti nei Comuni di Modica, Enna/Assoro sottoscritti *inter partes* in data 1 dicembre 2005. Gulino ha richiesto: (i) in via principale il pagamento immediato dell'importo a saldo delle vendite (95% del corrispettivo) pari rispettivamente a 2.775 e 2.932 migliaia di euro nonché, (ii) in subordine, la risoluzione dei contratti e il risarcimento danni quantificati nell'atto di citazione in un importo non inferiore, rispettivamente, a 2.144 e 2.259 migliaia di euro. Tifeo si è costituita nei procedimenti domandando il rigetto delle domande avversarie e ha, inoltre, domandato la risoluzione dei contratti di compravendita, chiedendo la restituzione degli importi a suo tempo pagati (pari al 5% del prezzo di vendita oltre all'IVA sull'intero corrispettivo, rispettivamente 730 e 772 migliaia di euro). Nel primo giudizio, avanti il Tribunale di Enna, Gulino ha domandato, in via riconvenzionale, la condanna di Tifeo al pagamento di un indennizzo per l'uso del terreno oggetto del contratto. Con sentenza depositata l'11 settembre 2014, il Tribunale di Enna ha definito il giudizio condannando Tifeo a dare esecuzione al contratto di compravendita del terreno di Enna e Assoro con riguardo all'obbligo di pagare il 95% del prezzo di vendita del predetto terreno e, quindi, di corrispondere a Gulino l'importo di 2.932 migliaia di euro, oltre interessi e al rimborso delle spese legali. La sentenza è stata impugnata da Tifeo con un atto di citazione avanti alla Corte d'Appello di Caltanissetta in data 25 settembre 2014, con il quale è stata richiesta l'integrale riforma della decisione. Con ordinanza depositata in data 19 dicembre 2014, la Corte d'Appello di Caltanissetta ha sospeso la provvisoria esecutività della sentenza impugnata da Tifeo, tenuto conto “*della complessità della problematica sottesa all'interpretazione del contenuto negoziale*” e dell'offerta di Tifeo di consegnare una *parent company guarantee* emessa dalla controllante Falck Renewables SpA. All'udienza del 21 ottobre 2015, la Corte ha sostanzialmente confermato di ritenere ammissibile l'appello proposto da Tifeo e ha quindi rinviato la causa all'udienza del 22 febbraio 2018 per la precisazione delle conclusioni. Nel secondo giudizio, avanti al Tribunale di Siracusa, all'udienza del 30 ottobre 2017, il Giudice, ritenendo la causa matura per la decisione, ha rinviato la causa al 28 giugno in pendenza di trattative fra le parti. Le parti hanno sottoscritto un accordo transattivo in data 27 giugno 2018. A fronte di un indennizzo economico pari a 2,3 milioni di euro, le parti hanno risolto i contratti di acquisto dei terreni con la rinuncia da parte di entrambe le parti di tutte le pretese. L'accordo transattivo ha comportato per Tifeo un effetto economico positivo, al netto dell'indennizzo, rilevato nella relazione semestrale, pari a 7,1 milioni di euro al lordo delle imposte.

- **Elettroambiente e altre parti vs Consorzio Ravennate delle Cooperative di Produzione e Lavoro ScpA (il “Consorzio”)**

L'oggetto del contendere si riferisce a un decreto ingiuntivo emesso in data 9 ottobre 2010, provvisoriamente esecutivo nei confronti della sola Pianimpianti, socio di Platani, con il quale il Tribunale di Ravenna ha ingiunto a Elettroambiente e agli ulteriori soci di Platani, di pagare l'importo di 1.532 migliaia di euro a titolo di saldo del prezzo asseritamente dovuto dalla sola Pianimpianti al Consorzio quale corrispettivo per l'esecuzione di un contratto di appalto del 4 agosto 2006 (intercorso tra il medesimo Consorzio e Pianimpianti) avente a oggetto opere civili funzionali alla realizzazione del Progetto Platani. L'azione è stata promossa anche nei confronti degli altri soci di Platani facendo valere una loro pretesa responsabilità solidale ai sensi dell'art. 13 della Legge n. 109 del 1994 (ora art. 37 del d.lgs. n. 163 del 2006). Con atto di citazione in opposizione a decreto ingiuntivo notificato al Consorzio, Elettroambiente ha eccepito, tra l'altro, il difetto di legittimazione passiva atteso che la stessa non ha sottoscritto il contratto di appalto per cui è causa. Con sentenza del 14 agosto 2013, comunicata il successivo 13 settembre 2013, il Tribunale di Ravenna ha accolto l'opposizione promossa da Elettroambiente e, conseguentemente, ha revocato il decreto ingiuntivo emesso a favore del Consorzio Ravennate nei confronti di Elettroambiente, nonché di Enel, EMIT e Catanzaro Costruzioni, con integrale compensazione delle spese di lite. Il Consorzio Ravennate ha proposto appello avanti alla Corte d'Appello di Bologna. Udienda fissata al 25 ottobre 2016 e poi rinviata al 23 maggio 2017. In data 21 febbraio 2018 la Corte di Appello di Bologna ha

4 Relazione intermedia sulla gestione

respinto l'impugnazione promossa dal Consorzio. La Corte ha ribadito che i soci di Platani Energia Ambiente S.c.p.A. in liquidazione (inclusa Elettroambiente S.p.A. in liquidazione) non sono solidalmente responsabili per il pagamento del credito maturato dal Consorzio nei confronti di Pianimpianti S.p.A., con riguardo ai lavori eseguiti dalla cooperativa. La Corte ha, quindi, confermato la sentenza di primo grado, la quale aveva revocato il decreto ingiuntivo ottenuto dal Consorzio nei confronti dei soci di Platani (inclusa Elettroambiente). Alla luce di quanto sopra illustrato non è stato riflesso alcun onere nel presente bilancio.

- **Falck Renewables – Elettroambiente - Tifeo e altre parti vs Panelli**

Panelli Impianti Ecologici SpA in liq (“**Panelli**”), con atto di citazione notificato nel gennaio 2015, ha formulato una richiesta risarcitoria relativa ad asseriti danni che sarebbero stati provocati a Panelli dalla decisione assunta nel gennaio 2010 di rifiutare il rinnovo delle autorizzazioni amministrative necessarie per adibire a discariche (e/o comunque a impianti relativi alla gestione di rifiuti) alcuni terreni siti in Avola, Lentini e Augusta. Con ordinanza dell'8 luglio 2016 il Giudice ha fissato l'udienza di precisazione delle conclusioni al 21 marzo 2017 da ultimo rinviata, su richiesta congiunta delle parti, al 5 giugno 2018. La causa è stata rinviata all'11 dicembre 2018 in pendenza di trattative tra le parti.

- **Regione Sicilia (Elettroambiente – Tifeo) vs Panelli**

Con atto d'appello notificato da Panelli il 10 giugno 2016, la stessa ha impugnato la sentenza resa dal Tribunale di Milano il 10 dicembre 2015 all'esito del giudizio originariamente promosso da Tifeo ed Elettroambiente contro ARRA (cui è succeduto ex lege l'Assessorato dell'Energia e dei Servizi di Pubblica Utilità della Regione Siciliana) e poi conciliato tra le parti principali (ad eccezione di Panelli) nel giugno 2015. Nell'atto d'appello, Panelli ha reiterato le domande risarcitorie contro l'Assessorato. Al contempo, Panelli ha chiesto la condanna di Tifeo ed Elettroambiente al rimborso delle spese di lite di entrambi i gradi del giudizio, argomentando sulla base del fatto che Panelli è stata chiamata in giudizio proprio da Tifeo ed Elettroambiente e ad esse, in considerazione della loro rinuncia alle domande svolte in giudizio, dovrebbero essere imputati i relativi costi. La domanda proposta nei confronti di Tifeo ed Elettroambiente concerne unicamente la rifusione delle spese di lite sostenute da Panelli. All'udienza tenutasi al 30 novembre 2016 il Giudice ha rinviato la causa al 14 dicembre 2017 per la precisazione delle conclusioni e, successivamente (su richiesta congiunta di Tifeo, Elettroambiente e Panelli) al 10 maggio 2018. Il Giudice ha ulteriormente rinviato per gli stessi incombenti all'udienza del 12 luglio 2018 e successivamente al 25 ottobre 2018 affinché le parti possano verificare la composizione in via amichevole della controversia.

Si ritiene, anche con il supporto dei consulenti legali, che il rischio di soccombenza sia possibile e pertanto non è stato riflesso alcun onere nel presente bilancio.

- **Legali difesa Regione Sicilia in sede accordo conciliazione vs Tifeo - Elettroambiente - Zurich**

Il 24 maggio 2018 i legali che avevano assistito la Regione Sicilia durante la conciliazione con le società facenti parte dei progetti siciliani conclusasi nel 2015, con ricorso ex art. 702 bis c.p.c. hanno convenuto, innanzi al Tribunale ordinario di Milano, Tifeo, Elettroambiente e Zurich Insurance Plc per chiedere la condanna delle anzidette società al pagamento di una somma compresa tra 250 e 950 migliaia di euro “*a titolo di onorari di cui alle prestazioni professionali di assistenza e rappresentanza*” prestate a favore dell'Amministrazione Regionale Siciliana nel giudizio R.G. 74223/2009. In particolare, in sede di conciliazione dell'anzidetto giudizio, gli attori, ritenendo che i compensi maturati potessero non essere corrisposti dall'Amministrazione Regionale Siciliana, si sono rifiutati di rinunciare al beneficio della solidarietà professionale ex art. 13, comma 8 della L. n. 247/2012. Il procedimento è in fase preliminare e ancora non è stata fissata l'udienza. Tifeo ed Elettroambiente, nella comparsa di risposta, chiederanno di essere autorizzate alla chiamata in causa dell'Amministrazione Regionale Siciliana per essere dalla stessa manlevate e tenute indenni dalle pretese dei ricorrenti, in applicazione di quanto previsto dall'art. 7 della conciliazione giudiziale. Il procedimento è di recente avvio e sono ancora in corso i relativi approfondimenti. Nell'ipotesi in cui dovesse essere emessa una condanna in capo alle convenute, anche

4 Relazione intermedia sulla gestione

con il supporto dei consulenti legali esterni, si ritiene sussista una significativa incertezza circa le prospettive e i tempi dell'azione di regresso che, in tale ipotesi, Tifeo e Elettroambiente potrebbero esperire nei confronti dell'Amministrazione Regionale Siciliana ed eventualmente degli altri soggetti eventualmente responsabili.

Altri:

- **Falck SpA-Falck Renewables Wind Ltd (“FRWL”) vs GEO Mbh (Arbitrato)**

In data 29 maggio 2015, GEO Gesellschaft fur Energie und Oekologie Mbh (“GEO”), il sig. Franz-Josef Claes e il sig. Roberto Giuseppe Schirru hanno depositato domanda di arbitrato contro Falck SpA e Falck Renewables Wind Limited (“FRWL”) in relazione al contratto del 20 maggio 2005 con il quale GEO, il sig. Claes e il sig. Schirru (nella loro qualità di “**Venditori**”) hanno ceduto a FRWL l'intero capitale sociale di Geopower Sardegna Srl, nonché in relazione alla garanzia *finanzi* fino all'importo massimo di 3.621 migliaia di euro rilasciata da Falck SpA a favore della sola GEO. Oggetto della domanda è il pagamento di ulteriori somme a titolo di corrispettivo ai sensi del Contratto (per 536 migliaia di euro) e di Conguaglio a Saldo (per 2.490 migliaia di euro). FRWL e Falck SpA (quest'ultima in relazione ai profili che attengono la garanzia *corporate* menzionata) hanno depositato l'atto di nomina ad arbitrato nell'ambito del quale oltre a resistere alle domande formulate da controparte hanno proposto domanda riconvenzionale volta alla restituzione delle somme già pagate da FRWL. Con lodo comunicato il 31 gennaio 2017, il Tribunale Arbitrale ha statuito a maggioranza come segue:

- ha condannato i Venditori, in solido tra di loro, a pagare a FRWL la somma di 4.734 migliaia di euro e a Falck SpA la somma di 1.900 migliaia di euro, oltre interessi; Falck SpA, in caso di incasso, dovrà retrocedere la cifra a FRWL;
- ha condannato GEO a restituire a Falck l'originale della garanzia rilasciata da quest'ultima in data 3 aprile 2009.
Inoltre, per quanto concerne le domande formulate dagli attori nei confronti di FRWL e di Falck SpA, il Tribunale arbitrale:
- ha respinto la domanda degli attori volta al pagamento a loro favore di qualsivoglia somma a titolo di conguaglio a saldo;
- ha accolto, invece, la domanda degli attori di condanna di FRWL al pagamento della somma di 904 migliaia di euro oltre interessi a titolo di saldo del corrispettivo dovuto a fronte dei MW dell'impianto "autorizzati e installabili" da portare in compensazione con le maggiori somme dovute dagli attori a FRWL.

Le società del Gruppo hanno quindi posto in essere le azioni volte a recuperare le somme stabilite a proprio favore dalla sentenza. Il Gruppo non ha contabilizzato nessun *contingent asset* in riferimento a quanto descritto in precedenza.

In data 29 marzo 2017, i Venditori hanno notificato l'atto di impugnazione del lodo arbitrale. Il Giudice ha fissato l'udienza per la precisazione delle conclusioni al 5 dicembre 2018. Gli attori hanno anticipato che, con separato ricorso, chiederanno alla Corte di Appello di Milano di sospendere l'efficacia esecutiva del lodo. A oggi, non abbiamo evidenza dell'avvenuto deposito di tale ricorso. Allo stato, il rischio di un possibile annullamento del lodo si ritiene solo possibile e non anche probabile.

- **Eolica Petralia vs Curione**

Nel 2016 è stato notificato alla Società atto di citazione con il quale il Sig. Curione ha chiesto il pagamento di 784 migliaia di euro per presunti lavori effettuati in relazione al parco eolico di Petralia Sottana. Con ordinanza emanata a seguito della prima udienza del 12 ottobre 2016, il Giudice ha dichiarato la propria incompetenza e disposto la cancellazione della causa dal ruolo. Con atto del 12 dicembre 2016, il Sig. Curione ha riassunto il giudizio innanzi al Tribunale di Monza. L'udienza è stata fissa al 4 ottobre 2017 per la discussione delle istanze istruttorie. Successivamente il Giudice ha fissato l'udienza al 18 aprile 2018 per discutere dell'istanza del CTU con cui ha chiesto l'autorizzazione a esaminare ulteriori documenti rispetto a quelli già depositati dalle Parti in

4 Relazione intermedia sulla gestione

detta causa. A seguito dell'accoglimento parziale dell'istanza del CTU, il Giudice ha assegnato nuovi termini per lo svolgimento della CTU e ha fissato la prossima udienza al 15 novembre 2018.

Si ritiene, anche con il supporto dei consulenti legali, che il rischio di soccombenza sia possibile e pertanto non è stato riflesso alcun onere nel presente bilancio.

Rapporti con il Ministero dello Sviluppo Economico, l'AEEGI e il GSE:

- **Ecosesto SpA**

Ricorso promosso da Ecosesto SpA al TAR Lazio, relativamente all'impianto di Rende, per l'annullamento: (i) del decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 20 novembre 2012, (ii) della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 29 aprile 2010 - PAS 9/10, nella parte in cui estendono la loro efficacia anche alle "iniziative prescelte" di cui all'articolo 3, comma 7, della legge 14 novembre 1995, n. 481; (iii) nonché delle comunicazioni del Gestore dei Servizi Energetici - GSE SpA del 14 dicembre 2012, prot. n. P20120225478, indirizzate a Ecosesto SpA, avente ad oggetto «*Aggiornamento dei prezzi relativi all'energia elettrica ceduta al GSE nell'anno 2010 nell'ambito di convenzioni di cessione destinata di cui al Provvedimento CIP n. 6/92*» e del 4 gennaio 2013, prot. n. P20130001240, avente ad oggetto «*Aggiornamento dei prezzi relativi all'energia elettrica ceduta al GSE nell'anno 2010-2011 nell'ambito di convenzioni di cessione destinata di cui al Provvedimento CIP n. 6/92*». In data 18 febbraio 2013, il Ministero dello Sviluppo Economico ha depositato il proprio atto di costituzione in giudizio. Si è in attesa della fissazione dell'udienza. Si ricorda che il Gruppo, nel bilancio 2012, ha interamente accantonato a fondo rischi l'importo relativo alle rettifiche per gli esercizi 2010, 2011 e 2012.

Si segnala, inoltre, che è pendente avanti al Tar Lazio un ricorso, di cui si è in attesa della fissazione udienza, promosso da Ecosesto in data 23 aprile 2010 per l'ottenimento, a seguito del riconoscimento IAFR, del coefficiente D pari a 1 anziché a 0,9.

- **Ecosesto SpA**

Con lettera dell'11 marzo 2015, il GSE ha comunicato alla società l'avvio del procedimento per la rideterminazione della tariffa incentivante e il recupero delle somme nel frattempo percepite a seguito dell'esclusione della rivalutazione ISTAT 2005 dalla predetta tariffa incentivante, in applicazione della sentenza dell'Adunanza Plenaria del Consiglio di Stato n. 9 del 4 maggio 2012, che ha ritenuto legittime le modifiche apportate dal D.M. 6 febbraio 2006 al D.M. 28 luglio 2005, con annullamento delle sentenze di primo grado che avevano invece riconosciuto tale rivalutazione (sentenza a cui si è successivamente conformato il Consiglio di Stato con decisione del 30 luglio 2013). La Società ha proposto osservazioni avverso tale comunicazione chiedendo al GSE la conclusione positiva del procedimento avviato, non procedendo al recupero delle somme percepite a titolo di rivalutazione ISTAT dal 2007. Con provvedimento definitivo del 23 novembre 2015, ricevuto il 7 dicembre 2015, il GSE ha respinto integralmente le osservazioni della Società comunicando l'attivazione di recupero delle maggiori somme percepite dalla società a titolo di rivalutazione ISTAT, pari a 529 migliaia di euro. In data 20 gennaio 2016, la Società ha notificato il ricorso avverso il provvedimento e, non essendo stata fissata l'udienza, ha provveduto, in data 5 aprile 2016, a presentare istanza di prelievo/trattazione congiunta per tutte le cause connesse con oggetto analogo. La Società ha provveduto ad accantonare la somma richiesta dal GSE già negli esercizi precedenti.

- **Actelios Solar SpA**

Con lettera del 7 aprile 2015, il GSE ha comunicato alla società l'avvio del procedimento per la rideterminazione della tariffa incentivante e il recupero delle somme nel frattempo percepite a seguito dell'esclusione della rivalutazione ISTAT 2005 dalla predetta tariffa incentivante, in applicazione della sentenza dell'Adunanza Plenaria del Consiglio di Stato n. 9 del 4 maggio 2012, che ha ritenuto legittime le modifiche apportate dal D.M. 6 febbraio 2006 al D.M. 28 luglio 2005, con annullamento delle sentenze di primo grado che

4 Relazione intermedia sulla gestione

avevano invece riconosciuto tale rivalutazione (sentenza a cui si è successivamente conformato il Consiglio di Stato con decisione del 30 luglio 2013). La Società ha proposto osservazioni avverso tale comunicazione chiedendo al GSE la conclusione positiva del procedimento avviato, non procedendo al recupero delle somme percepite a titolo di rivalutazione ISTAT dal 2007. Con provvedimento definitivo del 30 novembre 2015, ricevuto il 7 dicembre 2015, il GSE ha respinto integralmente le osservazioni della Società comunicando l'attivazione di recupero delle maggiori somme percepite dalla società a titolo di rivalutazione ISTAT, pari a 19 migliaia di euro. In data 20 gennaio 2016, la Società ha notificato il ricorso avverso il provvedimento e, non essendo stata fissata l'udienza, ha provveduto, in data 5 aprile 2016, a presentare istanza di prelievo/trattazione congiunta per tutte le cause connesse con oggetto analogo. Con comunicazione del 27 febbraio 2016, il GSE ha invitato la Società al pagamento delle maggiori somme percepite a titolo di rivalutazione ISTAT. La Società ha proposto motivi aggiunti al ricorso pendente (RG 1355/2016) avverso la comunicazione del 27 febbraio 2016. In attesa fissazione dell'udienza di merito. La Società ha provveduto ad accantonare la somma richiesta dal GSE già negli esercizi precedenti.

- **Prima Srl**

Con delibera comunicata in data 16 dicembre 2016, l'Autorità di Regolazione per l'Energia Reti e Ambiente ("ARERA" ex "AEEGSI") ha approvato la proposta del GSE formulata in data 24 marzo 2016 volta a rideterminare per il periodo 2007-2014 gli incentivi ex Cip 6/92 riconosciuti e già erogati alla Società per l'energia elettrica netta prodotta dall'impianto di Trezzo sull'Adda sul presupposto che l'energia incentivabile sia stata sovrastimata. Avverso tale provvedimento la Società ha proposto ricorso in data 14 febbraio 2017 con contestuale richiesta di sospensiva. All'esito dell'udienza cautelare del ricorso del 16 marzo il Tar ha respinto la domanda cautelare con ordinanza avverso la quale è stato proposto appello. Con udienza del 20 luglio 2017 il Consiglio di Stato ha accolto il ricorso della società sotto il profilo del *periculum in mora* e quindi ha sospeso i provvedimenti impugnati in primo grado rimettendo gli atti al TAR per la sollecita fissazione del merito.

Si segnala, inoltre, che con lettera datata 10 febbraio 2017, il GSE ha comunicato alla società che alla stessa sarebbero stati riconosciuti, per il periodo 2008-2012, certificati verdi non spettanti. Avverso tale provvedimento la Società ha proposto ricorso notificato in data 26 maggio 2017.

La Società, anche sulla base di quanto espresso dai propri legali, ha accantonato alla data del presente bilancio un totale di 6.638 migliaia di euro per rischi di soccombenza di natura probabile dipendenti da quanto statuito nella menzionata delibera.

- **Prima Srl**

Ricorso promosso da Prima Srl al TAR Lazio, relativamente all'impianto di termovalorizzazione di Trezzo sull'Adda, per l'annullamento: (i) del Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 20 novembre 2012 e (ii) della delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 29 aprile 2010 - PAS 9/10 nella parte in cui estendono la propria efficacia anche alle "iniziative prescelte" di cui all'articolo 3, comma 7, della legge 14 novembre 1995, n. 481; nonché per l'annullamento (iii) della comunicazione del Gestore dei Servizi Energetici - GSE SpA del 18 dicembre 2012, prot. n. P20120229091, indirizzata a Prima Srl, avente ad oggetto «*Aggiornamento dei prezzi relativi all'energia elettrica ceduta al GSE negli anni 2010, 2011 e 2012 nell'ambito di convenzioni di cessione destinata di cui al Provvedimento CIP n. 6/92*». In attesa della fissazione dell'udienza. Si ricorda che il Gruppo, nel bilancio 2012, ha interamente accantonato a fondo rischi l'importo relativo alle rettifiche per gli esercizi 2010, 2011 e 2012.

4 Relazione intermedia sulla gestione

- **Ecosesto SpA-Eolica Petralia Srl-Eolica Sud Srl-Eolo 3W MM Srl-Geopower Sardegna Srl e Prima Srl**

In data 30 giugno 2016, le società menzionate hanno depositato ricorso avanti al Tar Lazio volto all'annullamento e/o alla dichiarazione di nullità – anche parziale – e inefficacia della Convenzione per la regolazione economica dell'incentivo sulla “produzione netta incentivata” per il residuo periodo di diritto, successivo al 2015, riconosciuto agli impianti che hanno maturato il diritto a fruire dei Certificati Verdi ai sensi degli articoli 19 e 30 del Decreto 6 luglio 2012 (c.d. “Convenzione GRIN”), nonché del relativo allegato tecnico. L'udienza per la discussione della causa nel merito è stata fissata al 28 settembre 2018.

- **Geopower Sardegna Srl vs GSE**

Il GSE con comunicazione del 25/01/2016, ha avviato un procedimento di controllo, ai sensi dell'art. 42 d.lgs. 28/2011, sul parco eolico di Buddusò e Alà dei Sardi, per constatare la correttezza dell'*iter* autorizzativo seguito da Geopower Sardegna S.r.l. In data 16 marzo 2018 il GSE, a seguito dell'ottenimento dei necessari chiarimenti, ha fatto pervenire a Geopower Sardegna S.r.l. comunicazione di chiusura del procedimento e annessa richiesta di restituzione degli incentivi versati in ordine alla produzione media oraria eccedente i 138 MW (c.d. “picchi di sfioramento” fisiologici rispetto alla normale attività produttiva), per un importo stimato pari a circa Euro 73 mila stanziati a bilancio.

- **Geopower Sardegna Srl vs SA.CO.GE. S.r.l**

Con ricorso ex art. 702 bis c.p.c. (procedimento sommario di cognizione) notificato a mezzo PEC in data 9 aprile 2018, SA.CO.GE. S.r.l. (già impresa edile Arca Gianuario & Figli S.a.s.) ha chiamato in giudizio Geopower Sardegna S.r.l. (la “Società”) per chiedere: (i) l'accertamento del diritto della ricorrente a ricevere dalla Società il pagamento del corrispettivo per asseriti lavori civili eseguiti sul parco eolico di Buddusò Alà dei Sardi e per l'effetto (ii) condannare la Società al pagamento di 169 migliaia di euro. Alla prima udienza le parti concordemente hanno chiesto un rinvio al fine di tentare di addivenire ad una soluzione conciliativa della controversia. Prossima udienza giovedì 25 ottobre 2018. La Società ha provveduto a predisporre e depositare le proprie difese.

Società consolidate a Equity:

- **Frullo Energia Ambiente Srl (“FEA”) vs Ministero dello Sviluppo Economico**

Ricorso promosso dalla collegata FEA al TAR Lazio, relativamente all'impianto di termovalorizzazione di Granarolo dell'Emilia, per l'annullamento: (i) del Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 20 novembre 2012 e (ii) della delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 29 aprile 2010 - PAS 9/10 nella parte in cui estendono la propria efficacia anche alle “iniziative prescelte” di cui all'articolo 3, comma 7, della legge 14 novembre 1995, n. 481; nonché per l'annullamento (iii) della comunicazione del Gestore dei Servizi Energetici - GSE SpA del 18 dicembre 2012, prot. n. P20120229091, indirizzata a Frullo Energia Ambiente Srl, avente ad oggetto «*Aggiornamento dei prezzi relativi all'energia elettrica ceduta al GSE negli anni 2010, 2011 e 2012 nell'ambito di convenzioni di cessione destinata di cui al Provvedimento CIP n. 6/92*». Il ricorso è stato notificato e depositato. Si è tenuta la prima udienza in data 8 luglio 2014 a esito della quale il Tribunale ha trattenuto la causa per la decisione. Con sentenza pubblicata in data 17 settembre 2014, il TAR Lazio non ha accolto il ricorso di FEA la quale ha impugnato il suddetto provvedimento avanti al Consiglio di Stato che non ha ancora fissato l'udienza per trattazione del merito. La società ha provveduto ad accantonare la somma richiesta dal GSE già negli esercizi precedenti.

4 Relazione intermedia sulla gestione

- **Frullo Energia Ambiente Srl (“FEA”) vs ARERA**

Con ricorso presentato avanti al TAR della Lombardia, FEA ha impugnato, con richiesta di sospensiva, la Delibera n. 527/2016 con la quale l’ARERA ex AEEGSI ha fatto proprie le risultanze del GSE contenute nella Comunicazione GSE/P20150105503 del 28 dicembre 2015 e ha conseguentemente disposto che la Cassa per i servizi energetici e ambientali operi nei confronti della società FEA il recupero amministrativo degli importi che, a detta del Gestore, sarebbero stati indebitamente percepiti in relazione all’energia elettrica prodotta dal termovalorizzatore sito a Granarolo e da questo immessa in rete e incentivata in quanto prodotta da un impianto alimentato da fonti rinnovabili.

Secondo la tesi del GSE, la percentuale del 4,9% imputabile ai servizi ausiliari, ancorché pattiziamente prevista, risulterebbe non rappresentativa dei quantitativi di energia elettrica assorbiti dai servizi ausiliari, dalle perdite di trasformazione e di trasporto in quanto tutte le utenze elettriche dell’impianto devono essere classificate come servizi ausiliari. In conseguenza di tale erroneo ragionamento, l’energia elettrica prodotta dall’impianto e incentivata ai sensi della Convenzione Cip 6/92 è risultata sovrastimata.

In particolare, appare contestabile l’assunto del GSE secondo cui tutte le utenze elettriche sottese al punto di connessione sono classificabili come servizi ausiliari, ciò in quanto la determinazione delle apparecchiature da considerare quali servizi ausiliari della centrale elettrica e la quota di energia da imputare a tali apparecchiature sono state a suo tempo oggetto di una puntuale verifica da parte del Gestore, il quale aveva escluso dal novero dei servizi ausiliari quelli non funzionali alla produzione di energia elettrica, che oggi, per contro, ha computato ai fini della determinazione delle somme da recuperare nei confronti di FEA.

All’udienza del 17 gennaio 2017, su suggerimento del Presidente della Sezione, si è optato di procedere con il deposito dell’istanza di prelievo al fine di ottenere la fissazione dell’udienza di merito in tempi ravvicinati, con la possibilità, nelle more, di presentare la domanda cautelare qualora la Cassa Depositi e Prestiti dovesse procedere con il recupero dell’incentivo ritenuto in eccesso. In data 2 maggio FEA ha proposto ricorso per motivi aggiunti con contestuale richiesta di sospensiva della nota prot. n. 2266 del 1 marzo 2017 a mezzo della quale la Cassa per i Servizi Energetici Ambientali (CSEA) ha intimato alla Società di provvedere al versamento di 4.916 migliaia di euro a titolo di incentivi erogati in eccesso secondo i calcoli dell’ARERA, ritenuti erronei. Con detti motivi aggiunti la Società ha, altresì, chiesto il risarcimento del danno determinato in misura uguale alla differenza tra l’incentivo in eccesso corrisposto dal GSE dal 18 novembre 2011 al 31 dicembre 2015 e le somme pagate dalla Società nei medesimi anni per l’acquisto di energia consumata dalle utenze del termovalorizzatore, oltre alle accise versate. Con ordinanza il TAR Milano ha rinviato la causa al merito ed ha fissato l’udienza pubblica per il 30 maggio 2018. In attesa di sentenza. La società ha provveduto ad accantonare la somma richiesta dal GSE.

- **Frullo Energia Ambiente Srl (“FEA”) vs GSE**

Con ricorso presentato avanti al TAR della Lombardia, FEA ha impugnato, chiedendone l’annullamento, i provvedimenti del GSE prot. GSE/P20160092819 del 24 novembre 2016, avente ad oggetto “Attività di controllo mediante verifica e sopralluogo effettuato il giorno 28-29 Maggio 2015 ai sensi dell’articolo 42 del D.Lgs. 28/2011 sull’impianto termoelettrico alimentato a rifiuti denominato “CTV2” – IAFR 2160. Comunicazione di esito”, prot. GSE/20160099808 del 15 dicembre 2016, recante “Attività di controllo mediante verifica e sopralluogo effettuato il giorno 28-29 Maggio 2015 ai sensi dell’articolo 42 del D.Lgs. 28/2011 sull’impianto termoelettrico alimentato a rifiuti denominato “CTV2” e identificato con il numero IAFR 2160 – Seguiti commerciali”, e prot. GSE/P20160041049 del 6 aprile 2016, avente ad oggetto “Attività di controllo mediante verifica e sopralluogo effettuato il giorno 28-29 Maggio 2015 ai sensi dell’articolo 42 del D.Lgs. 28/2011 sull’impianto termoelettrico alimentato a rifiuti denominato “CTV2” – IAFR 2160. Richiesta di osservazioni e documentazione sulle evidenze riscontrate”. In particolare il GSE con il provvedimento prot. GSE/P20160092819 ha comunicato a FEA l’erogazione di 11.898 Certificati Verdi in eccesso che sarebbero stati indebitamente percepiti da FEA nel periodo 2006-2014, mentre con il provvedimento prot. GSE/20160099808 il GSE quantificava in 1.134 migliaia di euro il valore dei Certificati Verdi chiedendone a FEA la restituzione.

4 Relazione intermedia sulla gestione

Si è in attesa della fissazione dell'udienza di merito. La società ha provveduto ad accantonare la somma richiesta dal GSE.

Tributari:

- **Falck Renewables SpA**

In data 31 marzo 2015, il Nucleo di Polizia Tributaria della Guardia di Finanza di Milano ha avviato, presso la sede legale e la sede amministrativa della Società, un controllo fiscale ai fini impositivi diretti per l'anno d'imposta 2013 limitato alle sole transazioni commerciali *intercompany*. Il 7 aprile 2016 è stata comunicata l'estensione della verifica alle imposte dirette per il 2013. A oggi le attività di verifica da parte della Guardia di Finanza sono ancora in corso ed il relativo esito non è al momento prevedibile.

- **Palermo Energia Ambiente S.c.p.a. in liquidazione (“PEA”)**

In data 22 luglio 2011 l'Agenzia delle Entrate ha escusso la fideiussione del 12 dicembre 2007, di 1.111 migliaia di euro, emessa da Unicredit nell'interesse di PEA a favore dell'Amministrazione Finanziaria in relazione alla richiesta di rimborso del credito IVA 2006 (pari a 1.008 migliaia di euro). In data 29 luglio 2011 è stato notificato a PEA accertamento da parte dell'Agenzia delle Entrate con il quale è stata richiesta la restituzione dell'importo rimborsato in quanto asseritamente non riconosciuta la causa di esclusione dalle c.d. società di comodo. In data 13 ottobre 2011 è stato depositato ricorso, avverso il predetto accertamento, presso la Commissione Tributaria Provinciale di Palermo. Con sentenza del 13 giugno 2012, la CTP di Palermo ha accolto il ricorso presentato dalla Società. L'Agenzia delle Entrate ha depositato appello presso la Commissione Regionale Tributaria. La Società ha conseguentemente depositato apposite controdeduzioni. Si è al momento in attesa di fissazione udienza. In considerazione del fatto che tale contenzioso è di difficile interpretazione, la società ed il Gruppo hanno ritenuto di accantonare le somme a Fondo rischi diversi.

L'Agenzia delle Entrate ha, inoltre, notificato il diniego al rimborso IVA per i periodi 2007 e 2008 (rispettivamente pari a 1.636 e 709 migliaia di euro) sulla base delle stesse motivazioni di cui all'accertamento relativo al Credito IVA 2006. PEA ha provveduto a impugnare i provvedimenti di diniego proponendo ricorso presso la Commissione Tributaria Provinciale di Palermo (“CTP”). Con sentenze del 28 dicembre 2011, la CTP di Palermo ha accolto i ricorsi disponendo l'erogazione dei rimborsi. L'Agenzia delle Entrate ha depositato appello presso la Commissione Regionale Tributaria. In data 6 luglio 2015 si sono tenute le udienze di trattazione dell'appello. Con sentenza depositata in pari data, la Commissione Tributaria Regionale di Palermo ha rigettato l'appello promosso dall'Agenzia. La Società ha provveduto a notificare il dispositivo della Sentenza all'Agenzia delle Entrate. La stessa Agenzia delle Entrate ha notificato alla Società il ricorso in Cassazione in data 25 luglio 2016. La Società ha quindi notificato il relativo controricorso all'Agenzia delle Entrate in data 30 settembre 2016 e lo ha depositato presso la Cassazione in data 12 ottobre 2016. In considerazione del fatto che tali contenziosi sono di difficile interpretazione, la Società ed il Gruppo hanno ritenuto di svalutare le somme già negli esercizi precedenti.

Si segnala che alla luce della complessità dei contenziosi sopra menzionati, del costante atteggiamento dell'Amministrazione Finanziaria rispetto agli stessi ed alle richieste di rimborso per crediti IVA maturati, unitamente all'approssimarsi della chiusura della procedura di liquidazione, si è ritenuto opportuno svalutare interamente il credito IVA chiesto a rimborso nel 2009 (489 migliaia di euro), nonché il credito IVA maturato esistente non oggetto di richiesta di rimborso per la parte che attualmente si stima non sarà oggetto di compensazione entro la data prevista per la chiusura della procedura di liquidazione (circa 710 migliaia di euro).

- **Tifeo Energia Ambiente Scpa in liquidazione**

In data 26 maggio 2016 l'Agenzia delle Entrate ha notificato il diniego alla richiesta di rimborso del credito IVA per l'anno 2008 presentata nel corso del 2009 per 2.206 migliaia di euro. La Società in data 22 luglio 2016

4 Relazione intermedia sulla gestione

ha conseguentemente presentato ricorso avverso l'atto di diniego presso la Commissione Provinciale di Palermo. In considerazione del fatto che tali contenziosi sono di difficile interpretazione, la società ed il Gruppo hanno ritenuto di svalutare le somme.

In data 27 giugno 2017 l'Agenzia delle Entrate ha notificato un avviso di liquidazione per imposta di registro (ed ipo-catastali) pari a complessivi 579 migliaia di euro. L'avviso è relativo alla liquidazione delle imposte sulla sentenza depositata l'11 settembre 2014 con la quale il Tribunale di Enna ha definito il giudizio tra Tifeo e Gulino condannando Tifeo a dare esecuzione al contratto di compravendita del terreno di Enna e Assoro. La società con il supporto dei consulenti ha ritenuto di iscriverne tra le passività la somma pari a 51 migliaia di euro relativa all'imposta di registro sugli interessi moratori che Tifeo sarebbe tenuta a corrispondere a Gulino. Diversamente, ha ritenuto solo possibile, e non anche probabile il rischio che siano dovuti i restanti 528 migliaia di euro in quanto relativi ad imposta di registro (ed ipo-catastali) su una somma già in precedenza assoggettata ad IVA.

- **Platani Energia Ambiente Scpa in liquidazione**

In data 1 dicembre 2016 l'Agenzia delle Entrate ha notificato il diniego alla richiesta di rimborso del credito IVA per l'anno 2008 presentata nel corso del 2009 per 976 migliaia di euro. La società in data 27 gennaio 2017 ha presentato ricorso avverso l'atto di diniego. In considerazione del fatto che tale contenzioso è di difficile interpretazione, la società ed il Gruppo hanno ritenuto di svalutare le somme già negli esercizi precedenti.

Si segnala inoltre che alla luce della complessità dei contenziosi in essere relativamente a tali crediti, del costante atteggiamento dell'Amministrazione Finanziaria rispetto agli stessi ed alle richieste di rimborso per crediti IVA maturati, unitamente all'approssimarsi della chiusura della procedura di liquidazione, si è ritenuto opportuno svalutare il credito IVA maturato non oggetto di richiesta di rimborso per la parte che attualmente si stima non sarà oggetto di compensazione entro la data prevista per la chiusura della procedura di liquidazione (circa Euro 510 mila).

- **Ecosesto SpA**

In data 17 maggio 2017, l'Agenzia delle Entrate – Direzione Provinciale di Cosenza ha avviato presso la sede legale della Società un controllo generale per il periodo d'imposta 2014 al fine di verificare il regolare assolvimento degli obblighi fiscali e degli adempimenti normativi in materia di IVA, Imposte dirette ed IRAP. L'attività di verifica da parte dell'Agenzia delle Entrate si è conclusa con un processo verbale di constatazione nel quale i verificatori contestano rilievi per un totale di 190 migliaia euro circa. Essendo la materia complessa e viste le incertezze del contenzioso, la Società, valutando il rischio di soccombenza probabile, ha provveduto ad accantonare l'intero importo contestato, comprensivo di sanzioni ed interessi (243 migliaia di euro). In data 23 novembre 2017 ha comunque presentato le memorie a supporto del corretto operato.

Società consolidate a Equity:

- **Frullo Energia Ambiente Srl (ICI/IMU) vs Unione dei Comuni Terre di Pianura**

In data 30 marzo 2016 l'Unione dei Comuni Terre di Pianura ha notificato alla società collegata Frullo Energia Ambiente Srl, partecipata al 49% da Falck Renewables SpA e consolidata secondo il metodo del patrimonio netto, un invito al contraddittorio emesso ai sensi dell'art. 5 D.Lgs. 218/97.

Il procedimento in oggetto è stato attivato dall'ente locale al fine di valutare in via preventiva la correttezza del classamento catastale in categoria "E" ai fini ICI/IMU, per le annualità 2010-2015, dell'impianto di termovalorizzazione sito nel Comune di Granarolo (Bologna).

Nel corso dei contraddittori intervenuti nel corso del 2016, la Società non è giunta ad alcun accordo con l'Unione dei Comuni Terre di Pianura, che in data 20 dicembre 2016 ha notificato un avviso di accertamento in relazione alle annualità 2010 e 2011.

4 Relazione intermedia sulla gestione

Successivamente, in data 2 gennaio 2017, la medesima Unione dei Comuni Terre di Pianura ha notificato un dispositivo di sospensione in autotutela dell'avviso di accertamento sopra menzionato ai fini dello svolgimento di una specifica istruttoria dalla stessa avviata.

A seguito dell'esito negativo dell'istruttoria, sono state notificate in data 7 aprile 2017 le lettere di conferma dell'avviso accertamento ICI sopra menzionato relativo agli anni 2010 e 2011, nonché l'avviso di accertamento IMU-TASI per gli anni 2012 - 2013 - 2014 e 2015. Il totale contestato per le annualità menzionate (2010 – 2015) ammonta a circa Euro 29,2 milioni, di cui Euro 9,6 milioni a titolo di maggiori imposte, Euro 19,2 milioni a titolo di sanzioni ed Euro 345 mila a titolo di interessi.

In data 12 maggio 2017 la Società ha notificato i relativi ricorsi alla Commissione Tributaria Provinciale di Bologna. In data 19 dicembre 2017 si è tenuta l'udienza ed in data 12 febbraio 2018 sono state depositate la sentenza 194/2018 relativa alle annualità 2010 e 2011, nonché la sentenza 193/2018 relativa alle annualità 2012, 2013, 2014 e 2015; tali sentenze respingono il ricorso presentato dalla Società. Considerato che le sentenze non appaiono ben motivate e che non si sono espresse su tutti i motivi di impugnazione, gli amministratori della società, con il supporto del parere dei propri legali, hanno ritenuto che il rischio di soccombenza sia possibile e pertanto non hanno riflesso alcun onere nel bilancio. Inoltre, in data 15 giugno 2018, la Società ha presentato ricorso presso la Commissione Tributaria Regionale della Emilia Romagna per la completa riforma delle sopra menzionate sentenze.

c) Rischi esterni

Il Gruppo, dal momento che opera in settore estremamente regolamentato e non sempre del tutto prevedibile, quale quello dell'energia da fonti rinnovabili, presta particolare attenzione alla normativa di riferimento al fine di essere costantemente aggiornato. Le direttive e i provvedimenti normativi emanati in materia a livello di Comunità Europea e a livello nazionale, possono infatti avere un impatto molto significativo sull'attività e sui risultati del Gruppo. 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 la loro messa in esercizio e l'incentivazione della produzione, sia la protezione dell'ambiente (normativa relativa al paesaggio e all'inquinamento acustico).

A livello comunitario, in data 30 novembre 2016, la Commissione Europea ha presentato cd. "pacchetto energia", contenente la proposta della DG *Energy* in materia energetica, in particolare rinnovabili, efficienza energetica, mercato interno dell'elettricità, *governance* dell'Unione energetica e sicurezza delle forniture, per il periodo 2020-2030. Tale pacchetto è al momento in fase di dialogo e sarà votato nel corso del 2018.

Numerosi sono stati gli interventi normativi che hanno modificato, in generale meno favorevolmente, i meccanismi incentivanti, principalmente in Spagna, dove gli incentivi per gli impianti del Gruppo sono stati cancellati, ma anche nel Regno Unito dove, a partire dal mese di agosto 2015, è stata abolita l'esenzione dall'imposta sul *Climate Change* che rappresentava, mediante il meccanismo dei LECs (certificati legati a tale esenzione), un'addizionale remunerazione per gli impianti rinnovabili, oppure in Italia dove per esempio la Legge 116/2014, cosiddetta "Spalma-incentivi", ha ridotto dell'8% gli incentivi nel settore fotovoltaico².

E' opportuno sottolineare i rischi connessi al progressivo mutamento dello scenario di mercato delle energie rinnovabili, sempre oggetto di monitoraggio da parte del Gruppo, che appare caratterizzato da un processo di inasprimento competitivo e di graduale riduzione dei vantaggi offerti al settore stesso.

Unitamente a questo scenario occorre altresì considerare che il settore delle energie rinnovabili, nonostante goda di alcuni incentivi, è soggetto a potenziali diminuzioni nel prezzo di mercato dell'energia per effetto di diversi e concomitanti fattori (macroeconomici, regolamentari ad esempio). Tali dinamiche interessano

² Per maggiori informazioni si veda il paragrafo "Quadro Normativo"

4 Relazione intermedia sulla gestione

principalmente alcuni paesi dove il Gruppo è presente, ovvero Regno Unito, Spagna e Italia mentre in Francia il nuovo schema tariffario (basato sulla logica del *Contracts for differences*), costituisce uno scudo rispetto a riduzione dei prezzi dell'energia elettrica, malgrado per alcune tipologie di impianti l'utilizzo del sistema competitivo delle aste possa comportare una riduzione dei prezzi

La situazione è in continua evoluzione e, in Italia, è da attendersi nel corso dei prossimi anni una revisione e riforma del Mercato Elettrico.

Per ciò che concerne gli sbilanciamenti, a partire dal 1 settembre 2017 è entrato in vigore il nuovo sistema di calcolo del segno di sbilanciamento aggregato zonale, introdotto dall'Autorità con la delibera 419/2017/R/eel del 8 giugno 2017 che ha di fatto complicato la possibilità per gli operatori di prevedere il segno zonale e, quindi, di sfruttare tale previsione a proprio vantaggio ed ha inoltre introdotto il corrispettivo di non arbitraggio macrozonale a partire dal 1 luglio 2017, a fronte del mantenimento del *single price* per tutte le unità non abilitate.

La conversione in legge del decreto-legge Milleproroghe 30 dicembre 2016, n. 244, ha consolidato il nuovo regime di corresponsione degli oneri generali di sistema. Nel dettaglio questi ultimi sono stati applicati al solo prelievo dalla rete. Benché tale norma vada ad ampliare i sistemi che godono di tale benefici tariffari, permangono tuttavia dei dubbi sul mantenimento futuro di tale approccio regolatorio.

Inoltre, con la pubblicazione della delibera 922/2017/R/eel, l'Autorità ha completato la riforma della struttura tariffaria degli oneri generali di sistema per i clienti non domestici. Modificando il peso della quota fissa e della quota variabile degli oneri generali di sistema a partire dal 1 gennaio 2018, tale riforma, insieme alla riforma sugli energivori, ha un impatto sugli interventi di efficientemente energetico e sulle iniziative di autoconsumo, le cui strutture di remunerazione dipendono dalle strutture della bolletta del cliente finale.

Infine, in data 10 novembre 2017 è stato firmato il Decreto Interministeriale di adozione della Strategia energetica nazionale (SEN) dai ministri dello Sviluppo economico e Ambiente e tutela del territorio e del mare. Tale strategia presenta diversi aspetti positivi in materia di sviluppo delle fonti rinnovabili e dell'efficienza energetica, ma risulta incerto il futuro dei relativi decreti attuativi, a fronte del termine della passata legislatura terminata con le elezioni politiche del 4 marzo 2018 e dell'instaurarsi del nuovo governo.

Negli altri paesi, i sistemi di incentivazione per i nuovi impianti, così come già avvenuto in Italia, si stanno spostando verso il meccanismo delle aste competitive rispetto a regimi incentivanti basati su un sistema di "Feed-in". In Francia ad esempio, facendo seguito alla pubblicazione dell'*Energy and Transaction Act* in data 18 agosto 2015, il sistema incentivante è passato dall'attuale regime FiT (*Feed-in Tariff*) ad uno nuovo, basato sui cosiddetti *Contracts for differences (CfD)*, che prevede il pagamento di un "premio" per il produttore rispetto al *market price* sulla base di un contratto con un *off-taker* obbligato all'acquisto. Nel Regno Unito, il ROC (*Renewable Obligation Certificate*) non è più erogato a nuovi progetti ed è stato ora sostituito da un meccanismo di *Contracts for Differences (CfD)*, che prevede un processo di asta competitivo tenuto periodicamente per consentire ai progetti di stipulare contratti a lungo termine per la vendita di energia elettrica al di sotto di uno *strike price*, definito dal governo sulla base della tecnologia considerata. Tuttavia, l'unica asta CfD tenuta nel 2017 è stata aperta alle sole "*less established technologies*", come l'eolico *offshore*, precludendo quindi la possibilità di partecipare ad eolico *onshore* e solare. Ad oggi il governo inglese non ha ancora annunciato una nuova asta per l'anno 2018, sebbene i recenti annunci legati alla previsione di spesa per l'anno abbiano confermato la disponibilità finanziaria per indire una nuova asta che teoricamente possa includere anche l'eolico *onshore* e il solare. Si rimane tuttavia fiduciosi che il governo britannico possa aprire una fase di asta anche per le tecnologie più avanzate, quali vento *onshore* e il solare.

Facendo seguito alla recente consultazione da parte dell'Ofgem (*Office of Gas and Electricity Markets*) per rivedere con riferimento alla determinazione dei cosiddetti *Embedded Benefits* (benefici derivanti dall'incorporazione degli impianti di generazione nella rete di distribuzione), è stato confermato che il livello degli stessi si ridurrà nel corso del tempo. Contestualmente, in seguito ad un'inchiesta dell'Autorità per la

4 Relazione intermedia sulla gestione

concorrenza ed i mercati ("CMA"), sono state implementate delle modifiche alle tariffe di rete al fine di finanziare il sistema di bilanciamento (cd. "*BSUoS charges*"). Ad oggi, tali tariffe sono state socializzate, senza alcun elemento locativo nel calcolo. Tuttavia, nel 2018 la posizione geografica diventerà un fattore di calcolo, che farà sì che un impianto di generazione situato nel nord della Scozia abbia tariffe maggiori rispetto a un impianto simile situato nel sud dell'Inghilterra.

L'Ofgem si sta muovendo per una revisione complessiva del sistema di "*network charging*" sebbene qualsiasi cambiamento in merito richieda comunque un considerevole periodo di tempo che ne consenta l'effettiva materializzazione.

Infine, per ciò che concerne gli Stati Uniti, malgrado la firma dell'ordine esecutivo del marzo 2017 con cui il Presidente Trump ha dato mandato di revisionare il *Clean Power Plan*, introdotto dall'ex presidente Obama, non sono state riscontrate particolari criticità da parte del Gruppo ad operare in tale mercato.

La *Tax Bill*, firmata dal presidente in data 22 dicembre 2017, non ha altresì avuto impatti negativi sui crediti fiscali di cui godono i progetti fotovoltaici (*Investment Tax Credit -ITC*).

Il Gruppo opera una costante osservazione del mercato e delle evoluzioni attese in modo da essere in grado di minimizzare, per quanto possibile, gli impatti negativi connessi, valutando azioni specifiche quali l'evoluzione dei propri strumenti di gestione del *business* o la ricerca di accordi e *partnership* o la diversificazione geografica degli investimenti.

d) Rischi strategici

Le caratteristiche delle fonti di energia utilizzate nel settore comportano sia una produzione caratterizzata da elevata variabilità, connessa alle condizioni climatiche dei siti in cui sono localizzati gli impianti eolici e fotovoltaici (quali sole e vento), sia previsioni di produzione basate su serie storiche e stime probabilistiche. In particolare, la produzione di energia elettrica da fonte eolica e solare, che rappresenta un'elevata percentuale del *business* del Gruppo, essendo legata a fattori climatici "non programmabili" è caratterizzata da fenomeni di stagionalità che rendono discontinua la produzione di energia. Eventuali condizioni climatiche avverse e, in particolare, l'eventuale perdurare di una situazione di scarsa ventosità per gli impianti eolici e di scarso irraggiamento solare per gli impianti fotovoltaici anche rispetto alle misurazioni effettuate in fase di sviluppo (circa la disponibilità della fonte e le previsioni relative alle condizioni climatiche), potrebbero determinare la riduzione o l'interruzione delle attività degli impianti comportando una flessione dei volumi di energia elettrica prodotti, con conseguenti effetti negativi sull'attività e sulla situazione economica, patrimoniale e/o finanziaria del Gruppo. Il Gruppo contiene tale rischio diversificando le zone geografiche di sviluppo del proprio parco impianti e monitorando l'andamento dei dati relativi alle serie storiche sia per gli impianti già operativi sia per l'identificazione dei siti di interesse. Il Gruppo aggiorna periodicamente le stime relative alla produzione futura dei singoli impianti eolici, tenendo conto sia della effettiva ventosità nei diversi siti sia del relativo funzionamento tecnico, registrati storicamente. Tale procedura è applicata a tutti gli impianti in esercizio da almeno cinque anni, mentre per quelli con anzianità inferiore la previsione delle produzioni future è basata sulle stime predisposte da una terza parte, *leader* di mercato nell'*assessment* della ventosità. Nel corso dei prossimi esercizi, altri impianti saranno assoggettati alla procedura di aggiornamento delle stime, in seguito alla maturazione del periodo di anzianità di cinque anni, mentre gli impianti già sottoposti ad aggiornamento delle stime, saranno oggetto di ulteriore ricalcolo basato su una serie storica che comprenderà un maggior numero di anni.

In tema di aggiornamento della tecnologia utilizzata per la produzione di energia da fonti rinnovabili, si rileva come la tecnologia adottata sia in continua evoluzione e miglioramento, alla ricerca della maggiore efficienza. Il Gruppo non può assicurare che la tecnologia e i materiali utilizzati per il proprio parco impianti siano tali da permettere un funzionamento costantemente efficace ed efficiente nel tempo rispetto alle evoluzioni competitive e normative. In tale ambito, a mitigazione del rischio citato, il Gruppo presidia attivamente le innovazioni tecnologiche riguardanti il proprio settore di riferimento, valutando le tecnologie e le soluzioni tecniche più appropriate in sede di sviluppo e rinnovamento del proprio parco impianti.

4 Relazione intermedia sulla gestione

Alla luce delle conoscenze e delle competenze strumentali allo svolgimento delle attività del Gruppo, soprattutto con riferimento al modello di *business* che prevede lo sviluppo di nuove attività e mercati (questi ultimi in linea con il piano industriale presentato alla comunità finanziaria a fine novembre 2016), sono inoltre da rilevare gli aspetti connessi alla gestione e allo sviluppo delle competenze professionali di maggior rilievo anche in seguito alla crescita del settore dei servizi. A presidio di tale potenziale aspetto di rischio il Gruppo attua, tra l'altro, processi di identificazione dei talenti e ha completato il processo preliminare di analisi delle competenze distintive delle risorse "critiche" interne mirante a definire il piano di formazione per la copertura di eventuali *gap* di competenza e piani di successione per le stesse risorse: l'analisi in questione verrà approfondita e progressivamente aggiornata sia con riferimento all'evoluzione delle attività di *business* (unitamente alla crescita attesa in base all'aggiornamento del piano industriale illustrato al mercato in data 12 dicembre in occasione del *Capital Market Day*) sia sulla base delle nuove esigenze organizzative. E' attualmente in corso di definizione il nuovo piano di formazione per tutto il Gruppo.

Il Gruppo si è dotato di un *Long Term Incentive Plan* per il triennio 2017-2019 per l'amministratore delegato e ad alcuni *manager* del Gruppo distinto in due componenti, per il 50% in diritti azionari ("*Share Plan*") e per il 50% in esborso monetario ("*Cash Plan*"). In tal senso l'Assemblea degli Azionisti di Falck Renewables SpA del 27 aprile 2017 ha approvato il nuovo piano di incentivazione, per il triennio 2017-2019, che ha per oggetto l'assegnazione a titolo gratuito di massime n. 1.500.000 azioni ordinarie della Società, pari a un massimo di circa lo 0,515% del capitale sociale della Società, all'amministratore delegato e ad alcuni *manager* del Gruppo. Lo *Share Plan* è subordinato (i) all'avveramento di una condizione di *performance* legata alla sostenibilità della situazione patrimoniale del Gruppo (espressa dal rapporto tra Posizione Finanziaria Netta e EBITDA), e (ii) all'avveramento di una condizione di permanenza del rapporto in essere tra il beneficiario e la società. Il *Cash Plan* è invece subordinato (i) al raggiungimento di un obiettivo economico relativo all'Ebitda cumulato del triennio 2017-2019 e (ii) all'avveramento di entrambe le condizioni dello *Share Plan*.

Al 30 giugno 2018 è stata effettuata l'assegnazione dello *Share Plan* relativo all'amministratore delegato di Falck Renewables SpA per 591.000 diritti azionari e per 478.986 diritti azionari ad alcuni *manager* del Gruppo e del *Cash Plan* per un totale di circa 1 milione di euro al raggiungimento del 100% dell'obiettivo triennale.

e) Rischi operativi

Con riferimento agli impianti in esercizio, i rischi sono principalmente riconducibili all'operatività del personale impiegato e alla gestione e manutenzione svolte presso gli impianti di proprietà del Gruppo al fine di offrire la miglior disponibilità ed efficienza degli stessi parametrata alla durata utile dei singoli impianti. La gestione e la sicurezza del parco impianti del Gruppo Falck Renewables è effettuata nel rispetto dei vincoli imposti dalle relative autorizzazioni integrate ambientali e delle autorizzazioni di legge nei paesi dove opera il Gruppo, sotto il presidio della Struttura *HSE/Compliance*. Qualora la gestione degli impianti, la tecnologia e/o i materiali utilizzati non fossero più efficienti alcuni o tutti gli impianti di proprietà del Gruppo potrebbero subire una riduzione dei volumi di energia elettrica prodotti con conseguenti effetti negativi sull'attività e sulla situazione economica, patrimoniale e/o finanziaria del Gruppo. Il Gruppo presidia attivamente tali potenziali fattispecie di rischio assicurando un presidio continuo sull'attività di *Operation e Maintenance* all'interno degli impianti in modo da garantire sia il completo rispetto delle normative applicabili sia la massima efficienza ed efficacia possibile nella fase di esercizio degli impianti.

f) Rischi relativi all'esito del referendum britannico sulla permanenza nell'Unione Europea ("Brexit")

Il Gruppo Falck Renewables al 30 giugno 2018 è presente nel Regno Unito con dodici impianti operativi (di cui uno in Inghilterra di 11,75 MW, dieci in Scozia di complessivi 342,75 MW e uno in Galles di 58,5 MW) per una capacità installata totale, calcolata al 100%, di 413 MW (che corrisponde a circa il 44% della capacità produttiva installata dal Gruppo, pari a 933 MW). La restante capacità installata è situata in Italia (343 MW), Stati Uniti (113 MW), Francia (42 MW) e Spagna (23 MW). Si ricorda inoltre che dei dodici impianti operativi

4 Relazione intermedia sulla gestione

nel Regno Unito, sei impianti, per un totale di 273 MW, sono stati oggetto di cessione al 49% nel marzo 2014 a CII Holdco (quota di pertinenza 134 MW).

Data la presenza nel Regno Unito del Gruppo Falck Renewables si segnalano i potenziali rischi derivanti dall'esito del referendum tenutosi il 23 giugno 2016 nel quale la maggioranza dei votanti si è espressa a favore dell'uscita del Regno Unito dall'Unione Europea ("Brexit"). Dopo l'impatto iniziale dell'esito referendario nel giugno 2016, che ha comportato una forte volatilità e riduzione dei prezzi dei titoli azionari europei e soprattutto italiani (fra cui anche l'azione Falck Renewables SpA), si è assistito nel corso del 2017 a un recupero dei prezzi nei mercati azionari europei (compresa l'azione Falck Renewables SpA) e della sterlina che, però, dalla seconda parte del 2017 ha perso vigore rispetto all'euro. Tale trend è proseguito anche nei primi sei mesi del 2018, principalmente a causa della continua incertezza circa gli esiti del negoziato con l'Unione Europea sulla Brexit, influenzata anche dalle conseguenze dell'esito non positivo, per il Primo Ministro, delle elezioni indette l'8 giugno 2017, culminate con un rimpasto di governo effettuato a gennaio 2018 con l'obiettivo di rafforzare la propria *leadership* e iniziare la nuova fase dei negoziati.

Il governo britannico, dopo aver invocato formalmente l'art. 50 del Trattato di Lisbona chiedendo l'uscita dall'Unione Europea, ha iniziato a confrontarsi con la controparte europea sul tema della quantificazione degli impegni finanziari legati all'uscita dalla UE raggiungendo un sostanziale accordo per iniziare la cosiddetta fase "due" dei negoziati, ovvero quella relativa ai trattati commerciali che dovranno regolare i rapporti tra Unione Europea e Regno Unito, quando quest'ultimo sarà fuori dal mercato unico europeo. L'obiettivo dei negoziati in corso è quello di raggiungere un accordo prima della riunione del Consiglio Europeo previsto ad ottobre 2018, in tempo utile per consentire poi al Parlamento Europeo e a quello britannico di ratificare gli accordi, rispettando la data di marzo 2019 prevista per la chiusura dei negoziati. In caso di sottoscrizione degli accordi, è stato delineato un periodo transitorio fino al termine del 2020 in cui, mantenendo in vigore le disposizioni vigenti (c.d. "*status quo*"), si garantirebbe alla Gran Bretagna un periodo di tempo adeguato per trasporre la normativa europea all'interno del contesto nazionale.

Tuttavia, le perplessità sull'esito delle negoziazioni con la UE impediscono di fatto agli operatori di ipotizzare quali saranno gli scenari geo-politici, economici, finanziari, fiscali e industriali, anche con riferimento al mercato elettrico britannico e alle politiche di sviluppo e incentivazione delle energie rinnovabili in seguito alla Brexit. Non si può escludere, quindi, che possa accentuarsi, nei prossimi mesi, la volatilità dei mercati finanziari, dei tassi di interesse e del cambio della sterlina nonché che possano determinarsi politiche meno favorevoli verso il settore delle energie rinnovabili e un peggioramento delle condizioni di erogazione del credito, di cui al momento però non si ha alcuna evidenza, stante l'apertura verso le energie rinnovabili da parte di alcuni esponenti governativi britannici e la liquidità del mercato dei finanziamenti. Non si può escludere, inoltre, che gli effetti finanziari possano propagarsi anche nei confronti di altri Stati membri della UE, soprattutto verso quei paesi che abbiano esposizioni debitorie governative accentuate o settori bancari con forti esposizioni o economie più deboli o elezioni parlamentari o presidenziali nel corso del 2018 (in un clima non particolarmente favorevole per l'Unione monetaria europea) e che possano comportare un rallentamento economico che, oltre a colpire il Regno Unito, possa estendersi agli altri paesi, con effetto sui cambi, sui tassi di interesse ma anche sui prezzi e sulle tariffe elettriche.

Più in particolare si segnala che, con riferimento agli impianti operativi del Gruppo Falck Renewables, i flussi generati in sterline britanniche sono al servizio della porzione di debito denominato nella stessa divisa e che il Gruppo ha continuato ad avere accesso negli anni a *project financing* a condizioni decisamente favorevoli per gli impianti entrati in operatività dopo il referendum sulla Brexit.

La società continuerà a monitorare gli indicatori di medio e lungo periodo e le decisioni che potranno avere impatto sul mercato elettrico del Regno Unito, come pure l'evoluzione del cambio della sterlina che, nel caso di svalutazione porterebbe a un impatto positivo sull'indebitamento in sterline del Gruppo ma allo stesso tempo comporterebbe una variazione negativa degli indicatori economici, del patrimonio netto e dei flussi futuri netti di cassa degli *asset* nel Regno Unito convertiti, per traslazione, in euro.

4 Relazione intermedia sulla gestione

4.1.11 Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura del semestre

Nel mese di luglio 2018 è stato siglato un accordo di *tax equity partnership* per un totale di 4,5 milioni di dollari con uno dei principali investitori statunitensi, che parteciperà indirettamente al capitale dell'impianto solare di 6 MW di HG Solar Development LLC in Massachusetts negli Stati Uniti d'America.

A luglio 2018 è stata costituita la società Falck Next Srl quale *start-up* delle attività di efficienza energetica.

In data 25 luglio 2018 la controllata Vector Cuatro Srl, ha siglato un accordo per l'acquisizione del 100% di Windfor Srl, nota azienda *leader* in Italia nei servizi di *technical advisory* per il settore eolico.

Il valore dell'acquisizione, il cui perfezionamento è previsto entro settembre 2018, è pari a 0,625 milioni di euro.

In data 25 luglio 2018 Falck Renewables SpA ha sottoscritto con Ascia Renovables SL un contratto preliminare (*signing*) per l'acquisizione di un progetto eolico, nella regione spagnola di Castilla y León, composto da 4 turbine, per una capacità totale di 10 MW. L'acquisizione è strutturata in più passaggi (con un acquisto iniziale del 49%) ed è soggetta a condizioni sospensive. L'avvio dei lavori di costruzione è previsto per la fine dell'anno. Il prezzo di acquisizione del progetto è di 1,2 milioni di euro, da pagare in tranche. L'entrata in esercizio è prevista per l'ultimo trimestre del 2019.

In data 30 luglio 2018 Falck Renewables SpA ha sottoscritto la modifica del contratto di *Corporate Loan* di Euro 150.000.000, attualmente non utilizzato, che prevede l'estensione della data di rimborso dal 30 Giugno 2020 al 31 Dicembre 2023, e l'incremento dell'importo utilizzabile fino a Euro 325.000.000 con un pool di primari Istituti di Credito composto da Banco BPM SpA, anche quale Banca Agente, Banca Popolare di Milano SpA, Banca Popolare di Sondrio Scpa, Crédit Agricole Cariparma SpA, Credito Valtellinese SpA, Intesa Sanpaolo SpA, Mediobanca SpA, Monte dei Paschi di Siena SpA, UBI BANCA SpA e UniCredit SpA.

Le modifiche alle condizioni del *Corporate Loan*, una linea di credito "*revolving*" utilizzabile sin dalla data odierna, sono state apportate al fine di coprire le esigenze finanziarie del piano industriale 2017-2021 e garantire ulteriore flessibilità in termini di importo e di scadenza temporale.

Il *Corporate Loan* prevede le medesime favorevoli condizioni del contratto esistente: il margine sull'*Euribor* (parametrato al rapporto tra la posizione finanziaria netta e l'Ebitda a livello consolidato) non si è modificato e rimangono inalterati i livelli di *covenant* in linea con i migliori standard di mercato.

4.1.12 Evoluzione prevedibile della gestione e prospettive di continuità

I risultati del Gruppo nell'esercizio 2018 beneficeranno per tutto l'anno della produzione dell'impianto fotovoltaico Innovative Solar (92 MW) in North Carolina e per il secondo semestre della produzione degli impianti fotovoltaici di recente acquisizione in Massachusetts (20,5 MW).

Il Piano industriale, presentato al mercato il 14 novembre 2016 e aggiornato il 12 dicembre 2017, a cui si rinvia per maggiori informazioni, prevede (i) una crescita importante degli *asset* coniugata con la politica di attenzione alla solidità finanziaria, (ii) una rinnovata attenzione ai mercati del Sud Europa e del Nord America, e (iii) un aumento dei volumi e degli obiettivi del *business* dei servizi con *focus* sull'*asset management* degli impianti delle energie rinnovabili, sull'*energy management* e sull'efficienza energetica, valorizzando la piattaforma digitale interna.

Attualmente è in corso la valutazione di alcuni *dossier* di investimento nelle aree geografiche di interesse comprese nel Piano Industriale.

Grazie all'ottimo posizionamento del Gruppo, sia in termini di competenze sia in termini di risorse economiche e finanziarie, e alla sua capacità di reazione, vi sono tutte le condizioni interne per far fronte alle sfide future.

4 Relazione intermedia sulla gestione

4.2 Andamento economico finanziario di Falck Renewables SpA

4.2.1 Dati di sintesi

	(migliaia di euro)		
	30.6.2018	30.6.2017	31.12.2017
Ricavi di vendita	80	98	138
Costo del venduto			
Utile lordo industriale	80	98	138
Risultato operativo	(6.483)	(10.355)	(25.903)
Risultato complessivo prima delle imposte	10.117	(7.780)	22.278
Risultato netto	12.995	(5.683)	27.850
Posizione finanziaria netta (credito)/debito	6.308	(224.319)	(54.904)
Investimenti in immobilizzazioni	277	138	294
Dipendenti attivi alla fine del periodo	(n.) 97	96	94
Azioni ordinarie	(n.) 291.413.891	291.413.891	291.413.891

4.2.2 Risultati e andamento della gestione

Il conto economico di Falck Renewables SpA al 30 giugno 2018 presenta un risultato netto positivo per 12.995 migliaia di euro (negativo per 5.683 migliaia di euro nel primo semestre 2017).

Il miglioramento del risultato netto è dovuto all'incasso dei dividendi da controllate che nel 2017 è avvenuto invece nella seconda parte dell'anno.

Il risultato operativo presenta un miglioramento per 3.872 migliaia di euro per effetto di maggiori rilasci di fondo rischi.

La posizione finanziaria presenta un saldo a debito di 6.308 migliaia di euro, rispetto a un saldo a credito al 31 dicembre 2017 di 54.904 migliaia di euro. La riduzione del saldo a credito è dovuto agli investimenti/aumenti di capitale in società in Norvegia, Svezia e USA oggetto di acquisizione e alla distribuzione dei dividendi ai soci al netto dei dividendi incassati.

La posizione finanziaria presenta una variazione, rispetto al 30 giugno 2017, di 230.627 migliaia di euro e quindi passa da un saldo a credito di 224.319 migliaia di euro ad un saldo a debito di 6.308 migliaia di euro. La variazione del saldo anzidetto è dovuta principalmente all'acquisizione delle partecipazioni nelle società Eolo 3W Minervino Murge Srl, Eolica Sud Srl, Geopower Sardegna Srl ed Eolica Petralia Srl dalla Falck Renewables Wind Ltd in seguito a una riorganizzazione societaria interna al gruppo Falck Renewables che ha comportato un esborso finanziario di 147,8 milioni di euro.

Si ricorda che Falck Renewables SpA ha sottoscritto in data 12 giugno 2015, modificato in data 30 luglio 2018, un contratto di finanziamento "Corporate Loan" di 325 milioni di euro con scadenza 31 dicembre 2023: alla data del 30 giugno 2018 il nuovo finanziamento non è stato ancora utilizzato.

Inoltre la posizione finanziaria netta è comprensiva del *fair value* negativo dei derivati di copertura del rischio di cambio per 551 migliaia di euro.

4.2.3 Personale

Il personale in forza della Società si compone al 30 giugno 2018 di 97 unità, di cui 27 dirigenti e 70 impiegati, con un incremento di 3 unità rispetto al 31 dicembre 2017.

4 Relazione intermedia sulla gestione

4.2.4 Investimenti

Gli investimenti del periodo ammontano a 277 migliaia di euro, di cui 273 migliaia di euro relativi a licenze software sviluppi di sistema gestionali.

4.2.5 Controlli societari

Falck Renewables SpA ha proseguito nell'opera di razionalizzare la struttura organizzativa al fine di assicurare caratteristiche di trasparenza ed efficienza al proprio sistema di governo societario.

Il Capitale Sociale è costituito integralmente da azioni ordinarie. L'Azionista di riferimento è Falck SpA che detiene direttamente il 60% del capitale e, indirettamente, tramite la sua controllata al 100%, Falck Energy SpA, un'ulteriore quota pari all'1,77%. Le restanti azioni sono possedute da Azionisti aventi quote inferiori al 5%.

La Società si è allineata alle disposizioni e alle indicazioni fornite dagli enti di controllo e di regolamentazione del mercato azionario. In particolare, sono stati adottati:

- il Codice di Autodisciplina
- il Codice Etico
- la Procedura *Internal Dealing*
- la Procedura Registro *Insider*
- la Procedura per il trattamento e la comunicazione al pubblico delle informazioni privilegiate
- la Procedura per la disciplina delle Operazioni con Parti Correlate

La Società è amministrata da un Consiglio di Amministrazione.

La rappresentanza legale e la firma sociale spettano disgiuntamente al Presidente e, nei limiti dei rispettivi mandati, al Vice Presidente e al Consigliere Delegato. A quest'ultimo sono stati conferiti i poteri per la gestione dell'ordinaria amministrazione e, per alcune definite attività, anche poteri di straordinaria amministrazione.

La Società aderisce al Codice di Autodisciplina redatto dal Comitato per la *Corporate Governance* di Borsa Italiana SpA; il Consiglio di Amministrazione ha, pertanto, provveduto a istituire il Comitato Risorse Umane e il Comitato Controllo e Rischi con funzioni consultive e propositive.

La Società inoltre, in ottemperanza da quanto previsto dalla D.Lgs 231/01, ha provveduto ad adottare un proprio modello di organizzazione e gestione e a nominare un apposito Organismo di Vigilanza.

La Società ha nominato un *Investor Relator* affinché, suo tramite, il mercato possa avere e ricevere periodicamente informazioni e notizie della Società e del Gruppo.

4.2.6 Rapporti e operazioni con imprese controllanti, controllate o collegate

Rapporti con imprese controllate e collegate

Falck Renewables SpA intrattiene con le proprie controllate e collegate rapporti di natura commerciale e finanziaria regolati da normali condizioni di mercato.

Tali rapporti consentono l'acquisizione dei vantaggi originati dall'uso di servizi e competenze comuni, dalle convenienze determinate dall'esercizio di sinergie di Gruppo e dall'applicazione di politiche unitarie nel campo finanziario.

In particolare i rapporti hanno riguardato alcune specifiche attività, i cui dettagli sono riportati nella nota integrativa, tra le quali:

- erogazione di finanziamenti e rilascio garanzie;
- erogazione di prestazioni professionali e di servizi;
- gestione di servizi comuni.

4 Relazione intermedia sulla gestione

Rapporti con la controllante Falck SpA

Si evidenzia che la Società al 30 giugno 2018 è posseduta direttamente e indirettamente al 61,77% da Falck SpA, la quale a sua volta è posseduta da Finmeria Srl al 65,96%, con cui non sono in essere rapporti di carattere economico-finanziario.

Falck Renewables SpA intrattiene con la propria controllante Falck SpA alcuni rapporti di erogazione di prestazioni professionali e di servizi e per la gestione di servizi comuni. E' inoltre in essere un contratto di utilizzo del marchio Falck.

Ai rapporti sopra descritti occorre aggiungere l'esercizio dell'opzione per il consolidato fiscale nazionale e l'IVA di Gruppo in capo alla controllante Falck SpA.

Si segnala che a seguito della comunicazione Consob emanata il 24 settembre 2010 recante le disposizioni in materia di operazioni con parti correlate ai sensi della delibera Consob n. 17221 del 12 marzo 2010 e successive modificazioni, il Consiglio di Amministrazione di Falck Renewables SpA ha approvato la Procedura per la disciplina delle Operazioni con Parti Correlate in data 12 novembre 2010.

4.2.7 Attività di direzione e coordinamento

Ai sensi dell'art. 2497 bis, 5° comma del codice civile si precisa che la Società è soggetta all'attività di direzione e coordinamento da parte della controllante Falck SpA. I rapporti intrattenuti con la controllante sono di natura commerciale e hanno inciso sul risultato di periodo positivamente per 199 migliaia di euro, di cui 92 migliaia di euro come ricavi per prestazioni di servizi direzionali, 5 migliaia di euro per addebito quota r.c. amministratori e 102 migliaia di euro come sopravvenienze attive. Hanno inciso invece negativamente sul risultato d'esercizio gli addebiti effettuati da Falck SpA per un totale di 383 migliaia di euro per utilizzo del marchio Falck.

4.2.8 Azioni proprie e azioni o quote di imprese controllanti possedute

In ottemperanza a quanto disposto dall'articolo 2428 c.c. comma 2, punto 3, si informa che al 30 giugno 2018 le azioni proprie in portafoglio ammontano a n. 2.179.000, per un valore nominale pari a euro 2.179.000 e rappresentanti lo 0,7477% del capitale sociale della Società.

Il valore di carico per complessivi euro 2.860.405 corrisponde a un valore medio per azione di euro 1,3127.

Si dichiara inoltre che le imprese controllate, anche per tramite di società fiduciarie o per interposta persona, non possedevano al 30 giugno 2018 azioni di Falck Renewables SpA.

Nel mese di luglio 2018 la Società ha acquistato ulteriori azioni proprie pari a n. 31.000, per un valore nominale pari a euro 31.000 e rappresentanti lo 0,106% del capitale sociale della Società. Includendo anche queste azioni, alla data della presente Relazione Semestrale la Società detiene n.2.210.000 azioni proprie per un costo totale di euro 2.924.247

4.2.9 Azioni proprie e azioni o quote delle imprese controllanti acquistate o alienate dalla società nel corso del semestre

In accordo a quanto disposto dall'articolo 2428 c.c. comma 2, punto 4, si informa che nel corso dei primi sei mesi del 2018 la società

- ha acquistato 669.000 azioni corrispondenti al 0,2296% del capitale sociale;
- non ha acquistato né alienato azioni o quote delle imprese controllanti.

Nel mese di luglio 2018 la Società ha acquistato ulteriori azioni proprie pari a n. 31.000, per un valore nominale pari a euro 31.000 e rappresentanti lo 0,106% del capitale sociale della Società per un valore di carico di complessivi euro 63.853,50 (valore medio per azione di euro 2,0598). L'ordine di acquisto è avvenuto a fine giugno 2018.

4 Relazione intermedia sulla gestione

4.2.10 Piani di *stock option* e di *stock grant*

L'Assemblea degli Azionisti del 27 aprile 2017 ha approvato, al termine di un processo che ha coinvolto anche il comitato risorse umane, il "Piano di *stock grant* 2017-2019" ("*Share Plan*") destinato all'Amministratore Delegato e a dirigenti e dipendenti che rivestono ruoli chiave all'interno della Società e delle sue società controllate ai sensi dell'art. 114-bis del D. Lgs. del 24 febbraio 1998, n. 58 ("TUF").

Lo *Share Plan*, di durata triennale, ha per oggetto l'assegnazione a titolo gratuito ai beneficiari di massime n. 1.500.000 azioni ordinarie della Società, pari a un massimo di circa lo 0,515% del capitale sociale della Società, subordinatamente all'avveramento di due condizioni (i) *performance* legata alla sostenibilità della situazione patrimoniale del Gruppo espressa dal rapporto tra Posizione Finanziaria Netta ed EBITDA (ii) permanenza del rapporto in essere tra il beneficiario e la società.

Lo *Share Plan* che fa parte insieme al *Cash Plan* del *Long Term Incentive Plan*³ è in linea con quanto annunciato nel corso del *Capital Markets Day* del 29 novembre 2016 e confermato nell'aggiornamento del piano industriale presentato al mercato il 12 dicembre 2017 ed è volto a incentivare i beneficiari a perseguire obiettivi di creazione di valore di medio-lungo periodo e ad allineare gli interessi dei beneficiari con quelli della Società e degli azionisti.

L'attuazione del piano sarà effettuata con azioni proprie della Società già in portafoglio o da acquistare ai sensi dell'art. 2357 del codice civile.

Nel mese di aprile 2017 è stata effettuata l'assegnazione del piano di incentivazione relativo all'amministratore delegato di Falck Renewables SpA per 591.000 diritti azionari. Nei mesi successivi del 2017 è stata effettuata l'assegnazione anche ad alcuni *manager* del Gruppo per 478.986 diritti azionari.

Per il Consiglio di Amministrazione
il Presidente
Enrico Falck

Milano, 31 luglio 2018

³ Per maggiori informazioni si rinvia la paragrafo "5.2.11 Rischi e incertezze- d) rischi strategici"

5. Bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2018

5.1 Stato patrimoniale Consolidato

		(migliaia di euro)			
		30.6.2018		31.12.2017*	
		Note	<i>di cui parti correlate</i>		<i>di cui parti correlate</i>
Attività					
A Attività non correnti					
1	Immobilizzazioni immateriali	(1)	107.155		107.135
2	Immobilizzazioni materiali	(2)	1.059.656		1.021.616
3	Titoli e partecipazioni	(3)	787		265
4	Partecipazioni contabilizzate a equity	(4)	22.873		21.865
5	Crediti finanziari	(5)	12.568	10.482	12.251
					11.239
6	Crediti commerciali	(6)			
7	Crediti per imposte anticipate	(8)	22.742		28.038
8	Crediti diversi	(7)	1.463		1.081
Totale			1.227.244		1.192.251
B Attività correnti					
1	Rimanenze	(9)	4.770		4.932
2	Crediti commerciali	(6)	104.597	203	103.304
					376
3	Crediti diversi	(7)	34.304	13.235	25.561
					9.304
4	Crediti finanziari	(5)	1.748	1.544	1.720
					1.542
5	Titoli				
6	Cassa e disponibilità liquide	(10)	220.505		261.517
Totale			365.924		397.034
C Attività non correnti destinate alla vendita					
Totale attività			1.593.168		1.589.285
Passività					
D Patrimonio netto					
1	Capitale sociale		291.414		291.414
2	Riserve		161.177		138.024
3	Risultato a nuovo				
4	Risultato dell'esercizio		27.702		19.788
Totale patrimonio netto di Gruppo		(11)	480.293		449.226
5	Patrimonio netto dei terzi		48.787		48.333
Totale patrimonio netto		(11)	529.080		497.559
E Passività non correnti					
1	Debiti finanziari	(14)	733.951	2.539	770.776
					1.309
2	Debiti commerciali	(15)	3.644		3.722
3	Debiti diversi	(16)	58.510	2.989	45.599
					2.930
4	Imposte differite	(8)	26.832		24.442
5	Fondi per rischi e oneri	(12)	78.720		76.265
6	TFR	(13)	4.034		4.017
Totale			905.691		924.821
F Passività correnti					
1	Debiti commerciali	(15)	40.287	376	43.142
					499
2	Debiti diversi	(16)	37.158	16.015	34.323
					12.732
3	Debiti finanziari	(14)	80.865	886	89.259
					1.254
4	Fondi per rischi e oneri	(12)	87		181
Totale			158.397		166.905
G Passività associabili alle attività non correnti destinate alla vendita					
Totale passività			1.593.168		1.589.285

*I dati al 31 dicembre 2017 sono stati riesposti per riflettere gli aggiustamenti effettuati a seguito dell'applicazione dell'IFRS 3 -Aggregazioni aziendali- relativamente all'acquisizione del gruppo NC 42 LLC, Falck Renewables Vind AS, Åliden Vind AB e Brattmyrlden Vind AB. Per maggiori informazioni si rinvia alla nota integrativa n. 5.6.2 Area di consolidamento

Per il dettaglio delle “parti correlate” si veda pagina 100.

Per gli effetti delle operazioni significative non ricorrenti vedi pag. 113.

5.2 Conto economico Consolidato

		(migliaia di euro)			
		30.6.2018		30.6.2017	
	Note	<i>di cui parti correlate</i>		<i>di cui parti correlate</i>	
A	Ricavi	(17)	164.974	141.009	
	Costo del personale diretto	(18)	(7.471)	(6.336)	
	Costi e spese diretti	(19)	(79.646)	(74.533)	
B	Totale costo del venduto		(87.117)	(80.869)	
C	Utile lordo industriale		77.857	60.140	
	Altri proventi	(20)	10.348	277	3.617
	Costi del personale di struttura	(18)	(8.870)	(8.172)	
	Spese generali e amministrative	(21)	(16.541)	(383)	(11.702)
					(318)
D	Risultato operativo		62.794	43.883	
	Proventi e oneri finanziari	(22)	(19.563)	(56)	(19.591)
	Proventi e oneri da partecipazione	(23)		46	
	Proventi e oneri da partecipazioni a equity	(24)	957	957	1.061
					1.061
E	Risultato ante imposte		44.188	25.399	
	Totale imposte sul reddito	(25)	(9.876)	(5.896)	
F	Risultato netto		34.312	19.503	
G	di cui risultato di pertinenza dei terzi		6.610	6.732	
H	di cui risultato di pertinenza del Gruppo		27.702	12.771	
	<i>Risultato di pertinenza del Gruppo per azione base (euro)</i>	(11)	0,096	0,044	
	<i>Risultato di pertinenza del Gruppo diluito (euro)</i>	(11)	0,095	0,044	

Per il dettaglio delle “parti correlate” si veda pagina 113.

Per gli effetti delle operazioni significative non ricorrenti vedi pag. 113.

5.3 Prospetto delle altre componenti del conto economico complessivo

		(migliaia di euro)					
		30.6.2018			30.6.2017		
		Lordo	Imposte	Netto	Lordo	Imposte	Netto
A	Risultato dell'esercizio	44.188	(9.876)	34.312	25.399	(5.896)	19.503
	Altre componenti di conto economico complessivo						
	<i>Altre componenti di conto economico complessivo che saranno successivamente riclassificate nell'utile / (perdita) dell'esercizio al netto delle imposte</i>						
	Differenze cambio da conversione dei bilanci esteri	1.877		1.877	(3.815)		(3.815)
	Adeguamento a <i>fair value</i> di attività finanziarie disponibili per la vendita	139	(34)	105	(78)	19	(59)
	Quota di altre componenti rilevate a Patrimonio netto relativa a società collegate e <i>joint venture</i> contabilizzate con il metodo del Patrimonio netto	58		58	79		79
	Adeguamento a <i>fair value</i> dei derivati designati come <i>cash flow hedge</i>	4.111	(665)	3.446	9.106	(2.119)	6.987
B	Totale altre componenti di conto economico complessivo che saranno successivamente riclassificate nell'utile / (perdita) dell'esercizio al netto delle imposte	6.185	(699)	5.486	5.292	(2.100)	3.192
	<i>Altre componenti di conto economico complessivo che non saranno successivamente riclassificate nell'utile / (perdita) dell'esercizio al netto delle imposte</i>						
	Quota di altre componenti rilevate a Patrimonio netto relativa a società collegate e <i>joint venture</i> contabilizzate con il metodo del Patrimonio netto	(6)		(6)	(11)		(11)
	Saldo utili / (perdite) attuariali su piani a benefici definiti	(6)		(6)	(45)		(45)
C	Totale altre componenti di conto economico complessivo che non saranno successivamente riclassificate nell'utile / (perdita) dell'esercizio al netto delle imposte	(12)		(12)	(56)		(56)
B+C	Totale utili / (perdite) di conto economico complessivo	6.173	(699)	5.474	5.236	(2.100)	3.136
A+B+C	Totale utili / (perdite) complessivi	50.361	(10.575)	39.786	30.635	(7.996)	22.639
	Attribuibili a:						
	- Azionisti della Capogruppo			32.234			16.451
	- Interessi di minoranza			7.552			6.188

5.4 Prospetto del rendiconto finanziario consolidato

	Note	(migliaia di euro)			
		30.6.2018		30.6.2017	
		di cui parti correlate		di cui parti correlate	
Flusso di cassa dell'attività operativa					
Risultato netto del periodo		34.312		19.503	
<i>Aggiustamenti per:</i>					
Ammortamenti immobilizzazioni immateriali	(19)-(21)	364		450	
Svalutazioni (rialutazioni) immobilizzazioni immateriali	(19)-(21)			379	
Ammortamenti immobilizzazioni materiali	(19)-(21)	31.778		28.640	
Svalutazioni (rialutazioni) immobilizzazioni materiali	(19)-(21)	68		14	
Accantonamento TFR	(18)	430		431	
Costi per piano <i>stock grant</i>	(18)-(21)			32	
Fair value di partecipazioni e altri titoli					
Proventi finanziari	(22)	(5.244)	(217)	(1.938)	(11)
Oneri finanziari	(22)	24.807	273	21.529	174
Dividendi					
Quota di risultato di partecipazioni valutate a equity	(24)	(957)	(957)	(1.061)	(1.061)
(Plusv.)/minusvalenze da cessione di immobilizzazioni immateriali	(20)				
(Plusv.)/minusvalenze da cessione di immobilizzazioni materiali	(20)	27			
(Plusv.)/minusvalenze da cessione di partecipazioni				(46)	
Altre variazioni		374		(156)	
Imposte (conto economico)	(25)	9.876		5.896	
Risultato operativo prima dei cambiamenti del capitale circolante netto e fondi		95.835		73.673	
Variazione delle rimanenze	(9)	162		(492)	
Variazione dei crediti commerciali	(6)	(484)		(11.313)	
Variazione dei debiti commerciali	(15)	(2.801)		(15.211)	
Variazione altre attività/passività		(10.142)		5.423	
Variazione netta dei fondi rischi	(12)	1.764		1.492	
Variazione dei fondi del personale - TFR pagato nell'anno	(13)	(442)		(257)	
Flusso di cassa generato dell'attività operativa		83.892		53.315	
Interessi pagati		(19.814)	(109)	(19.558)	(145)
Imposte pagate		(3.425)		(3.538)	
Flusso di cassa netto generato dell'attività operativa (1)		60.653		30.219	
Flusso di cassa dell'attività di investimento					
Dividendi ricevuti					
Vendita di immobilizzazioni materiali		136			
Vendita di immobilizzazioni immateriali					
Acquisto azioni proprie	(11)	(1.422)		(1.035)	
Investimenti in immobilizzazioni immateriali	(1)	(462)		(193)	
Investimenti in immobilizzazioni materiali	(2)	(26.499)		(10.475)	
Acquisto di partecipazioni e rami d'azienda		(522)		(110)	
Acquisizioni di controllate al netto della cassa		(26.200)	(2.360)		
Interessi incassati		5.092	217	1.447	11
Flusso netto dell'attività di investimento (2)		(49.877)		(10.366)	
Flusso di cassa dell'attività di finanziamento					
Dividendi pagati	(11)	(20.367)	(14.490)	(15.124)	(9.739)
Aumento capitale e versamenti in c/capitale al netto delle spese		3.492	3.492		
Variazione netta dei crediti finanziari					
Incasso di finanziamenti		778	778	23.672	
Finanziamenti concessi				(1.097)	(1.097)
Accensione nuovi finanziamenti					
Variazione area di consolidamento					
Rimborsi di finanziamenti		(35.864)		(36.004)	(1.861)
Flusso netto dell'attività di finanziamento (3)		(51.961)		(28.553)	
Incremento netto in cassa e disponibilità equivalenti (1+2+3)		(41.185)		(8.700)	
Cassa e disponibilità liquide equivalenti al 1 gennaio		261.517		256.611	
Differenze da conversione su disponibilità liquide		173		(1.742)	
Cassa e disponibilità liquide equivalenti a fine periodo	(10)	220.505		246.169	

5.5 Prospetto delle variazioni del patrimonio netto consolidato

	(migliaia di euro)					
	Capitale sociale	Riserve	Utile del periodo	Totale patrimonio netto di Gruppo	Patrimonio netto di Terzi	Totale patrimonio
Saldo al 31.12.2016	291.414	152.515	(3.935)	439.994	35.865	475.859
Destinazione risultato 2016		(3.935)	3.935			
Dividendi distribuiti		(14.205)		(14.205)	(919)	(15.124)
Altre componenti dell'utile complessivo rilevate a Patrimonio netto		3.680		3.680	(544)	3.136
Acquisto azioni proprie		(1.035)		(1.035)		(1.035)
Altri movimenti		50		50	21	71
Risultato al 30 giugno 2017			12.771	12.771	6.732	19.503
Saldo al 30.6.2017	291.414	137.070	12.771	441.255	41.155	482.410
Aumento capitale sociale						
Dividendi distribuiti					(6.618)	(6.618)
Altre componenti dell'utile complessivo rilevate a Patrimonio netto		(701)		(701)	(117)	(818)
Altri movimenti		1.655		1.655	8.975	10.630
Risultato al 31 dicembre 2017			7.017	7.017	4.938	11.955
Saldo al 31.12.2017*	291.414	138.024	19.788	449.226	48.333	497.559
Destinazione risultato 2017		19.788	(19.788)			
Prima applicazione IFRS 9		13.367		13.367	(51)	13.316
Dividendi distribuiti		(15.365)		(15.365)	(4.886)	(20.251)
Altre componenti dell'utile complessivo rilevate a Patrimonio netto		4.532		4.532	942	5.474
Acquisto azioni proprie		(1.422)		(1.422)		(1.422)
Altri movimenti		2.253		2.253	(2.161)	92
Risultato al 30 giugno 2018			27.702	27.702	6.610	34.312
Saldo al 30.6.2018	291.414	161.177	27.702	480.293	48.787	529.080

*I dati al 31 dicembre 2017 sono stati riesposti per riflettere gli aggiustamenti effettuati a seguito dell'applicazione dell'IFRS 3 -Aggregazioni aziendali-relativamente all'acquisizione del gruppo NC 42 LLC, Falck Renewables Vind AS, Åliden Vind AB e Brattmyrliiden Vind AB.

5.6 Note esplicative e integrative sui prospetti contabili

5.6.1 Contenuto e forma dei prospetti contabili consolidati

Il bilancio consolidato semestrale abbreviato relativo al periodo 1 gennaio 2018 - 30 giugno 2018 è stato redatto in conformità allo IAS 34 – Bilanci intermedi.

Il bilancio consolidato al 31 dicembre 2017 è stato redatto in conformità ai Principi Contabili Internazionali (*International Accounting Standards - IAS* e *International Financial Reporting Standards - IFRS*), integrati dalle relative interpretazioni (*Standing Interpretations Committee – SIC* e *International Financial Reporting Interpretations Committee – IFRIC*) e adottati dall'Unione Europea, nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'art. 9 del D.Lgs n.38/2005.

Si segnala che, anche a seguito delle semplificazioni introdotte dal D.Lgs. n. 25 del 15 febbraio 2016 (che ha recepito la Direttiva 2013/50/UE, c.d. Transparency II) in materia di informazioni finanziarie periodiche al pubblico e in conformità con quanto previsto dall'articolo 2.2.3, comma 3, del Regolamento dei Mercati organizzati e gestiti da Borsa Italiana SpA, Falck Renewables SpA, in quanto società appartenente al Segmento STAR, continuerà a redigere e a pubblicare i resoconti intermedi di gestione nelle forme finora adottate.

I principi contabili adottati per la redazione del bilancio consolidato semestrale abbreviato sono conformi a quelli utilizzati per la redazione del bilancio consolidato al 31 dicembre 2017 ad eccezioni ad quelli entrati in vigore dal 1 gennaio 2018.

Il bilancio consolidato, non esponendo tutta l'informativa richiesta nella redazione del bilancio consolidato annuale, deve essere letto unitamente al bilancio consolidato al 31 dicembre 2017.

Relativamente alla forma dei prospetti contabili consolidati il Gruppo ha optato di presentare le seguenti tipologie di schemi contabili:

- ***Stato Patrimoniale Consolidato***

Lo stato patrimoniale consolidato viene presentato a sezioni contrapposte con separata indicazione delle Attività, Passività e Patrimonio Netto. A loro volta le Attività e le Passività vengono espone in bilancio consolidato sulla base della loro classificazione come non correnti e correnti.

- ***Conto Economico Consolidato***

Il conto economico consolidato viene presentato nella sua classificazione per destinazione utilizzando altresì come elemento distintivo la suddivisione fra costi diretti e costi e spese generali.

Ai fini di una più chiara comprensione dei risultati tipici della gestione industriale ordinaria, finanziaria e fiscale, il conto economico presenta i seguenti risultati intermedi consolidati:

- utile lordo industriale;
- risultato operativo;
- risultato ante imposte;
- risultato netto;
- risultato di pertinenza di terzi;
- risultato di pertinenza del Gruppo.

E' stata fornita un'informativa per settori operativi attraverso i quali opera il Gruppo, in quanto le informazioni utilizzate dalla direzione nel valutare i risultati operativi e nei processi decisionali relativi alle singole unità di *business* coincidono con le informazioni economiche – patrimoniali dei singoli settori individuati.

- ***Prospetto delle altre componenti del Conto Economico Complessivo***

Il Gruppo ha optato per la presentazione di due prospetti separati, quindi viene presentato il prospetto, che partendo dal risultato economico, include anche i proventi e gli oneri imputati direttamente a Patrimonio Netto.

- ***Prospetto del Rendiconto Finanziario Consolidato***

Viene presentato il prospetto di rendiconto finanziario consolidato suddiviso per aree di formazione dei flussi di cassa secondo il metodo indiretto così come indicato dai principi contabili internazionali.

5.6 Note esplicative e integrative sui prospetti contabili

Prospetto delle variazioni del Patrimonio Netto Consolidato

Si riporta il prospetto delle variazioni di patrimonio netto consolidato così come richiesto dai principi contabili internazionali con evidenza separata del risultato di periodo e di ogni ricavo, provento, onere e spesa non transitati a conto economico, ma imputati direttamente a patrimonio netto consolidato sulla base di specifici principi contabili IAS/IFRS.

La valuta di presentazione del bilancio consolidato semestrale abbreviato è l'euro e i saldi di bilancio e delle note al bilancio sono espressi in migliaia di euro, salvo quando specificatamente indicato.

Il presente bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2018 è oggetto d'approvazione da parte del Consiglio di Amministrazione del 31 luglio 2018, che ne ha autorizzato la pubblicazione.

Il presente bilancio consolidato semestrale abbreviato è assoggettato a revisione contabile limitata da parte di EY SpA in base all'incarico conferito con delibera dell'Assemblea del 6 maggio 2011.

5.6.2 Area di consolidamento

Il bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2018 include i dati della Capogruppo Falck Renewables SpA e quelli delle società controllate.

Falck Renewables SpA controlla un'altra società quando ha contemporaneamente la capacità attuale di dirigere le attività rilevanti, l'esposizione ai rendimenti futuri della partecipata e la capacità di utilizzare il potere per influenzare i rendimenti della partecipata: in tal caso la società è consolidata integralmente linea per linea.

Sono altresì consolidate con il metodo del patrimonio netto le società partecipate sulle quali la Capogruppo esercita il controllo congiuntamente con altri soci (*joint-venture*) e quelle sulle quali esercita un'influenza notevole.

Il Gruppo Falck Renewables si compone di 80 società, di cui 75 incluse nell'area di consolidamento con il metodo dell'integrazione globale e 5 incluse nell'area di consolidamento con il metodo del patrimonio netto.

Nel corso dei primi sei mesi sono state costituite le seguenti società consolidate integralmente:

- Falck Middleton, LLC posseduta al 100% da Falck Renewables North America Inc.;
- Falck Middleton Generation, LLC di cui ora Falck Middleton LLC possiede il 100% delle quote di Classe B;
- Falck Renewables DLP MA, LLC posseduta al 100% da Falck Renewables North America Inc..

Inoltre nel corso dei primi sei mesi del 2018 sono state acquisite le seguenti società consolidate integralmente:

- HG Solar Development, LLC posseduta al 100% da Falck Middleton Generation LLC;
- SPME Dartmouth Holdings, LLC di cui Falck Renewables DLP MA LLC possiede il 100% delle quote di Classe B;
- SPME Holdings 2015, LLC di cui Falck Renewables DLP MA LLC possiede il 100% delle quote di Classe B;
- Fisher Road Solar I, LLC posseduta al 100% da SPME Dartmouth Holdings LLC;
- Syncarpha Palmer, LLC posseduta al 100% da SPME Holdings 2015 LLC;
- Syncarpha Massachusetts, LLC posseduta al 100% da SPME Holdings 2015 LLC.

5.6 Note esplicative e integrative sui prospetti contabili

Il Gruppo ha completato nel primo semestre le seguenti PPA che erano state presentate come provvisorie al 31 dicembre 2017.

Purchase Price Allocation delle acquisizioni di NC 42 LLC, Falck Renewables Vind AS, Åliden Vind AB e Brattmyrliden Vind AB

Gruppo NC 42, LLC

Si ricorda che, a seguito dell'acquisizione della partecipazione del 99% di NC 42, LLC da parte di Falck Renewables IS 42, LLC, avvenuta in data 1 dicembre 2017, la società e sue controllate (NC 42 Solar, LLC, NC 42 Energy, LLC e Innovative Solar 42, LLC) sono state consolidate patrimonialmente e finanziariamente al 30 novembre 2017 con effetti sul conto economico consolidato a partire dal 1 dicembre 2017.

Il costo complessivo dell'acquisizione è stato pari a 36.339 migliaia di euro interamente pagati alla data di acquisizione.

Il patrimonio netto totale di competenza, alla data di acquisizione, era pari a 38.928 migliaia di euro.

L'acquisizione della quota di controllo del gruppo NC 42 è stata contabilizzata ai sensi dell'IFRS 3, applicando il c.d. *purchase method*, attraverso la determinazione del *fair value* delle attività e delle passività acquisite, inclusa la quota di interessenza dei terzi.

Le interessenze dei terzi sono state valutate al *fair value* attraverso l'attualizzazione dei benefici futuri, in termini di dividendi e di perdite fiscali, che verranno trasferiti ai soci di minoranza. Il tasso di attualizzazione utilizzato è il WACC alla data del *closing*.

La differenza tra il prezzo pagato e il patrimonio netto di competenza è stata allocata all'impianto fotovoltaico per -3.277 migliaia di euro e a imposte differite attive per 688 migliaia di euro, come dettagliato nel prospetto seguente:

Gruppo NC 42, LLC (Euro/000)	Valori di carico dell'impresa acquisita		Valori di carico dell'impresa acquisita	
	alla data di acquisizione (allocazione provvisoria)	Adeguamento in sede di allocazione definitiva	alla data di acquisizione (allocazione definitiva)	
Immobilizzazioni materiali	119.902		119.902	
Crediti/(Debiti) commerciali	(963)		(963)	
Altre attività/(passività)	(40.784)	2.291	(38.493)	
Posizione finanziaria netta	(31.354)	(840)	(32.194)	
Patrimonio netto di terzi	(10.462)	1.138	(9.324)	
Totale attività nette acquisite	36.339	2.589	38.928	
Immobilizzazioni materiali (allocazione minor prezzo pagato)		(3.277)	(3.277)	
Differite attive		688	688	
Totale costo acquisizione	36.339		36.339	

Si riporta di seguito l'ammontare dei ricavi e del risultato netto del gruppo NC 42, LLC per l'anno 2017, dalla data di primo consolidamento, e per il primo semestre 2018. L'effetto cumulato sul patrimonio netto dalla data di acquisizione alla data della presente relazione semestrale è pari a 217 migliaia di euro, inclusa la riserva di conversione.

(Euro/000)	2017	2018
Ricavi	318	3.304
Utile/(perdita) netto	(220)	415

5.6 Note esplicative e integrative sui prospetti contabili

Falck Renewables Vind AS

A seguito dell'acquisizione del 80% della partecipazione nella società di diritto norvegese Falck Renewables Vind AS, avvenuta il 1 settembre 2017, la società è stata consolidata patrimonialmente e finanziariamente al 31 agosto 2017 con effetti sul conto economico consolidato a partire dal 1 settembre 2017.

Il costo complessivo dell'acquisizione è stato pari a 6.176 migliaia di euro di cui 1.588 migliaia di euro pagati nel 2017, 2.503 migliaia di euro pagati nel primo semestre 2018, 357 migliaia di euro trattenuti a garanzia, 1.728 migliaia di euro da pagarsi successivamente al netto di eventuali *claim* che dovessero sorgere in seguito.

Il patrimonio netto totale di competenza, alla data di acquisizione, era pari a 1.931 migliaia di euro.

L'acquisizione della quota di controllo in Falck Renewables Vind AS è stata contabilizzata ai sensi dell'IFRS 3, applicando il c.d. *purchase method*, attraverso la determinazione del *fair value* delle attività e delle passività acquisite.

Le interessenze dei terzi sono state valutate sulla base dell'interessenza percentuale dei soci di minoranza nel patrimonio netto alla data di acquisizione.

La differenza tra il prezzo pagato e il patrimonio netto di competenza, pari a 4.245 migliaia di euro, è stata allocata a concessioni (Okla e Hennoy), tra le immobilizzazioni immateriali in corso, per un valore di 5.888 migliaia di euro, e a imposte differite passive per 1.643 migliaia di euro come dettagliato nel prospetto seguente:

	Valori di carico dell'impresa acquisita alla data di acquisizione (allocazione provvisoria)	Adeguamento in sede di allocazione definitiva	Valori di carico dell'impresa acquisita alla data di acquisizione (allocazione definitiva)
Falck Renewables Vind AS (Euro/000)			
Immobilizzazioni immateriali	2.271		2.271
Altre attività/(passività)	143		143
Patrimonio netto di terzi	(483)		(483)
Totale attività nette acquisite	1.931		1.931
Concessioni (allocazione maggior prezzo paga	5.888		5.888
Differite passive	(1.643)		(1.643)
Totale costo acquisizione	6.176		6.176

Le verifiche effettuate in occasione della PPA definitiva non hanno portato a conclusioni differenti rispetto a quanto emerso in sede di PPA temporanea.

La società è in fase di costruzione, pertanto, al 30 giugno 2018 non sono stati registrati ricavi. Si riporta di seguito il risultato netto di Falck Renewables Vind AS per l'anno 2017, dalla data di primo consolidamento, e per il primo semestre 2018. L'effetto cumulato sul patrimonio netto dalla data di acquisizione alla data della presente relazione semestrale è pari a -161 migliaia di euro.

(Euro/000)	2017	2018
Ricavi		
Utile/(perdita) del periodo	(141)	(20)

Åliden Vind AB e Brattmyrliden Vind AB

Infine, a seguito dell'acquisizione del 100% delle partecipazioni in Åliden Vind AB e Brattmyrliden Vind AB, avvenuta al 22 settembre 2017, le società sono state consolidate patrimonialmente e finanziariamente al 22 settembre 2017 con effetti sul conto economico consolidato a partire dal 23 settembre 2017.

Il costo complessivo dell'acquisizione della totalità delle società che è stato pari a 7.523 migliaia di euro, di cui 5.365 migliaia di euro pagati nel 2017 e 2.158 migliaia di euro da pagarsi successivamente al netto di eventuali *claim* che dovessero sorgere in seguito.

Il patrimonio netto totale, alla data di acquisizione, era pari a 5.106 migliaia di euro.

5.6 Note esplicative e integrative sui prospetti contabili

L'acquisizione è stata contabilizzata ai sensi dell'IFRS 3, applicando il c.d. *purchase method*, attraverso la determinazione del *fair value* delle attività e delle passività acquisite.

La differenza tra il prezzo pagato e il patrimonio netto acquisito, pari a 2.417 migliaia di euro, è stata allocata a concessioni sia per Åliden sia per Brattmyrliden, tra le immobilizzazioni immateriali in corso, per un valore di 3.351 migliaia di euro, e a imposte differite passive per 934 migliaia di euro.

Åliden Vind AB (Euro/000)	Valori di carico dell'impresa acquisita		Valori di carico dell'impresa acquisita	
	alla data di acquisizione (allocazione provvisoria)	Adeguamento in sede di allocazione definitiva	alla data di acquisizione (allocazione definitiva)	
Immobilizzazioni immateriali	2.424		2.424	
Immobilizzazioni materiali	49		49	
Crediti/(Debiti) commerciali	(66)		(66)	
Altre attività/(passività)	(5)		(5)	
Posizione finanziaria netta	1.925		1.925	
Totale attività nette acquisite	4.327		4.327	
Concessioni (allocazione maggior prezzo pa	281		281	
Differite passive	(78)		(78)	
Totale costo acquisizione	4.530		4.530	

Brattmyrliden Vind AB (Euro/000)	Valori di carico dell'impresa acquisita		Valori di carico dell'impresa acquisita	
	alla data di acquisizione (allocazione provvisoria)	Adeguamento in sede di allocazione definitiva	alla data di acquisizione (allocazione definitiva)	
Immobilizzazioni immateriali	2.173		2.173	
Immobilizzazioni materiali	82		82	
Crediti/(Debiti) commerciali	(60)		(60)	
Altre attività/(passività)	(11)		(11)	
Posizione finanziaria netta	(1.405)		(1.405)	
Totale attività nette acquisite	779		779	
Concessioni (allocazione maggior prezzo pa	3.070		3.070	
Differite passive	(856)		(856)	
Totale costo acquisizione	2.993		2.993	

Le verifiche effettuate in occasione della PPA definitiva non hanno portato a conclusioni differenti rispetto a quanto emerso in sede di PPA temporanea.

Le società sono in fase di costruzione, pertanto, al 30 giugno 2018 non sono stati registrati ricavi. Si riporta di seguito il risultato netto delle due società per l'anno 2017, dalla data di primo consolidamento, e per il primo semestre 2018. L'effetto cumulato sul patrimonio netto dalla data di acquisizione alla data della presente relazione semestrale è pari a -264 migliaia di euro per Åliden Vind AB e a -97 migliaia di euro per Brattmyrliden Vind AB.

	Åliden Vind AB		Brattmyrliden Vind AB	
	2017	2018	2017	2018
(Euro/000)				
Ricavi				
Utile/(perdita) del periodo	(142)	(122)	(27)	(70)

5.6 Note esplicative e integrative sui prospetti contabili

Di seguito si riporta lo Stato Patrimoniale al 1 gennaio 2018 e il Conto Economico 2017 con l'allocazione definitiva:

(migliaia di euro)	Note	31.12.2017 allocazione provvisoria	IFRS 3	01.01.2018 allocazione definitiva
Attività				
A Attività non correnti				
1	(1)	107.135		107.135
2	(2)	1.024.885	(3.269)	1.021.616
3	(3)	265		265
4	(4)	21.865		21.865
5	(5)	12.251		12.251
6	(6)			0
7	(8)	27.352	686	28.038
8	(7)	1.081		1.081
Totale		1.194.834	(2.583)	1.192.251
B Attività correnti				
1	(9)	4.932		4.932
2	(6)	103.304		103.304
3	(7)	25.561		25.561
4	(5)	1.720		1.720
5				0
6	(10)	261.517		261.517
Totale		397.034	0	397.034
C Attività non correnti destinate alla vendita				
Totale attività		1.591.868	(2.583)	1.589.285
Passività				
D Patrimonio netto				
1		291.414		291.414
2		136.459	1.565	138.024
3				0
4		20.350	(562)	19.788
Totale patrimonio netto di Gruppo	(11)	448.223	1.003	449.226
5		49.514	(1.181)	48.333
Totale patrimonio netto	(11)	497.737	(178)	497.559
E Passività non correnti				
1	(14)	769.946	830	770.776
2	(15)	3.722		3.722
3	(16)	45.556	43	45.599
4	(8)	27.516	(3.074)	24.442
5	(12)	76.265		76.265
6	(13)	4.017		4.017
Totale		927.022	(2.201)	924.821
F Passività correnti				
1	(15)	43.142		43.142
2	(16)	34.527	(204)	34.323
3	(14)	89.259		89.259
4	(12)	181		181
Totale		167.109	(204)	166.905
G Passività associabili alle attività non correnti destinate alla vendita				
Totale passività		1.591.868	(2.583)	1.589.285

5.6 Note esplicative e integrative sui prospetti contabili

		(migliaia di euro)		
		2017	IFRS 3	2017
		Allocazione provvisoria		Allocazione definitiva
	Note			
A	Ricavi	288.619		288.619
	Costo del personale diretto	(12.693)		(12.693)
	Costi e spese diretti	(148.336)	8	(148.328)
B	Totale costo del venduto	(161.029)	8	(161.021)
C	Utile lordo industriale	127.590	8	127.598
	Altri proventi	4.524		4.524
	Costi del personale di struttura	(16.280)		(16.280)
	Spese generali e amministrative	(40.470)		(40.470)
D	Risultato operativo	75.364	8	75.372
	Proventi e oneri finanziari	(35.265)	5	(35.260)
	Proventi e oneri da partecipazioni	45		45
	Proventi e oneri da partecipazioni a equity	2.284		2.284
E	Risultato ante imposte	42.428	13	42.441
	Totale imposte sul reddito	(10.362)	(621)	(10.983)
F	Risultato netto	32.066	(608)	31.458
G	Risultato di pertinenza dei terzi	11.716	(46)	11.670
H	Risultato di pertinenza del Gruppo	20.350	(562)	19.788
	<i>Risultato di pertinenza del Gruppo per azione base e diluito</i>	<i>0,070</i>	<i>(0,002)</i>	<i>0,068</i>

5.6 Note esplicative e integrative sui prospetti contabili

Nel corso del semestre il Gruppo ha completato le seguenti acquisizioni che vengono presentate in via provvisoria in sede di redazione della relazione semestrale abbreviata:

***Purchase Price Allocation* delle acquisizioni di HG Solar Development, LLC, SPME Holdings 2015, LLC e SPME Dartmouth Holdings, LLC**

In data 14 febbraio 2018 Falck Middleton, LLC, società costituita nel 2018, interamente controllata da Falck Renewables North America Inc, ha acquisito il 100% delle quote della società HG Solar Development LLC titolare di progetto fotovoltaico *ready to build* di 6 MW a Middleton nello stato del Massachusetts (USA). La società è stata consolidata patrimonialmente e finanziariamente dal 14 febbraio 2018 con effetti sul conto economico consolidato a partire dal 15 febbraio 2018.

Successivamente, in data 5 giugno 2018, Falck Renewables DLP MA, LLC, società costituita nel mese di maggio 2018, interamente controllata da Falck Renewables North America Inc, ha acquisito il 100% delle quote di classe B di SPME Holdings 2015, LLC e SMPE Dartmouth Holdings, LLC titolari rispettivamente di due e un progetti fotovoltaici, già in esercizio, nello stato del Massachusetts (USA), per un totale di 14,5 MW. Le società sono state consolidate patrimonialmente e finanziariamente dal 5 giugno 2018 con effetti sul conto economico consolidato a partire dal 6 giugno 2018.

Sono tutt'ora in corso di determinazione e identificazione puntuale gli effetti relativi alla definizione dei valori correnti delle attività e delle passività identificabili delle società acquisite, con particolare riferimento al valore delle concessioni e agli impianti anche alla luce dell'applicazione del principio IFRS 3. Dal completamento di tali attività, che avverrà entro 12 mesi dalla data di esecuzione come previsto dall'IFRS 3, potrebbero originarsi modifiche alla determinazione della quota del prezzo di acquisto allocato attualmente e preliminarmente nonché in generale alle attività acquisite e alle passività assunte. Come anticipato, infatti l'acquisizione è stata rilevata in base alle disposizioni dell'IFRS 3 sulle aggregazioni di imprese; in base a tale principio è necessario: (i) determinare il costo complessivo dell'acquisizione; (ii) allocare, alla data dell'acquisizione, il costo dell'aggregazione aziendale alle attività acquisite e alle passività assunte, incluse quelle non rilevate precedentemente all'acquisto; (iii) rilevare l'avviamento acquisito nell'aggregazione.

HG Solar Development, LLC

Il costo dell'acquisizione è stato pari a 874 migliaia di euro, di cui 349 migliaia di euro pagati nel primo semestre 2018 e 525 migliaia di euro da pagarsi successivamente al verificarsi di determinate condizioni.

La società, alla data di acquisizione, non presentava saldi contabili.

Il prezzo pagato è stato preliminarmente allocato alle immobilizzazioni materiali in corso.

SPME Holdings 2015, LLC e SMPE Dartmouth Holdings, LLC

Il costo dell'acquisizione è stato pari a 23.491 migliaia di euro, interamente pagati alla data di acquisizione, di cui 14.427 migliaia di euro per SPME Holdings 2015, LLC e 9.064 per SMPE Dartmouth Holdings, LLC.

Il patrimonio netto di competenza, alla data di acquisizione, era pari a 10.509 migliaia di euro per SPME Holdings 2015, LLC e 9.637 per SMPE Dartmouth Holdings, LLC.

La differenza tra il patrimonio netto acquisito e il prezzo pagato per SPME Holdings 2015, LLC è stata preliminarmente allocata sull'impianto fotovoltaico per 4.960 migliaia di euro e a imposte differite passive per 1.042 migliaia di euro. Mentre, la differenza tra il patrimonio netto acquisito e il prezzo pagato per SPME Dartmouth Holdings, LLC è stata preliminarmente allocata sull'impianto fotovoltaico per -725 migliaia di euro e a imposte differite attive per 152 migliaia di euro.

5.6 Note esplicative e integrative sui prospetti contabili

Di seguito si riportano i valori di contribuzione al bilancio consolidato delle società acquisite nel corso del primo semestre 2018:

(Euro/000)	HG Solar Development, LLC	SPME Holdings 2015, LLC	SPME Dartmouth Holdings, LLC
Immobilizzazioni materiali		19.824	14.810
PPA temporanea (impianto solare)		4.960	(725)
PPA temporanea (immobilizzazioni materiali in corso)	874		
Crediti/(Debiti) commerciali		465	239
Altre attività/(passività)		(10.822)	(5.260)
Prezzo	874	14.427	9.064
<i>Analisi dei cash flow dell'acquisizione:</i>			
Costo complessivo dell'acquisizione	874	14.582	9.135
Disponibilità liquide acquisite		155	71
Prezzo contrattuale	874	14.427	9.064
Debito per acquisizioni al 30.06.2018	525		
Esborso finanziario netto per acquisizioni	349	14.427	9.064

I ricavi al 30 giugno 2018 delle società acquisite sono i seguenti:

- HG Solar Development, LLC: 120 migliaia di euro;
- SPME Holdings 2015, LLC: 251 migliaia di euro;
- SPME Dartmouth Holdings, LLC: 237 migliaia di euro.

5.6.3 Principi contabili e tecniche di consolidamento

I principi contabili adottati per la redazione del bilancio consolidato semestrale abbreviato sono conformi a quelli utilizzati per la redazione del bilancio consolidato al 31 dicembre 2017, ad eccezioni dei principi applicabili dal 1 gennaio 2018. Le società controllate congiuntamente sono contabilizzate utilizzando il metodo del patrimonio netto.

Si segnala infine che il Gruppo non ha adottato anticipatamente alcun altro principio, interpretazione o miglioramento emanato ma non ancora in vigore.

Nuovi principi e modifiche entrati in vigore per la prima volta a partire dal 1 gennaio 2018, come previsto dall'UE in sede di omologazione.

Con riferimento ai principi contabili in vigore dal 1 gennaio 2018, rispetto a quelli applicabili all'esercizio 2017, l'unico effetto significativo è relativo all'adozione dell'IFRS 9 "Strumenti finanziari".

IFRS 9 Strumenti finanziari

Nel luglio 2014, lo IASB ha emesso la versione finale dell'IFRS 9 Strumenti Finanziari che sostituisce lo "IAS 39 Strumenti Finanziari: Rilevazione e valutazione" e tutte le precedenti versioni dell'IFRS 9. L'IFRS 9 riunisce tutti e tre gli aspetti relativi al progetto sulla contabilizzazione degli strumenti finanziari: classificazione e valutazione, perdita di valore e *hedge accounting*. L'IFRS 9 è efficace per gli esercizi che iniziano al 1 gennaio 2018 o successivamente; è consentita l'applicazione anticipata. Con l'eccezione dell'*hedge accounting*, è richiesta l'applicazione retrospettiva del principio, ma non è obbligatorio fornire l'informativa comparativa. Per quanto riguarda l'*hedge accounting*, il principio si applica in linea generale in modo prospettico, con alcune limitate eccezioni.

5.6 Note esplicative e integrative sui prospetti contabili

Il Gruppo ha adottato il nuovo principio dalla data di entrata in vigore e non riepone l'informativa comparativa. Il Gruppo ha svolto un'analisi dettagliata sugli impatti di tutti gli aspetti trattati dall'IFRS 9. Il Gruppo non ha impatti significativi sul proprio prospetto della situazione patrimoniale/finanziaria e patrimonio netto ad eccezione dell'applicazione dei requisiti previsti dall'IFRS 9 in tema di Eliminazione contabile delle passività finanziarie come esposto di seguito al punto b). Inoltre, il Gruppo ha apportato delle modifiche nella classificazione di alcuni strumenti finanziari.

a) *Classificazione e valutazione*

Il Gruppo ha effettuato un'analisi analitica di tutte le sue attività e passività finanziarie, dalla quale non sono emersi impatti significativi sul proprio bilancio e patrimonio netto conseguenti all'applicazione dei requisiti di classificazione e valutazione previsti dall'IFRS 9.

Il Gruppo continua a valutare a *fair value* tutte le attività finanziarie attualmente contabilizzate a *fair value*.

In accordo con IFRS 9, la classificazione delle attività finanziarie è basata su due criteri: il modello di *business* del Gruppo per la gestione delle attività; e se il *cash flow* degli strumenti contrattuali rappresenta "esclusivamente il pagamento di capitale ed interessi" rispetto al capitale in essere (il criterio "SPPI").

I finanziamenti, così come i crediti commerciali, sono detenuti al fine dell'incasso alle scadenze contrattuali dei flussi di cassa riferiti all'incasso delle quote capitale ed interessi. Il Gruppo ha analizzato le caratteristiche dei flussi di cassa contrattuali di questi strumenti ed ha concluso che rispettano i criteri per la valutazione al costo ammortizzato in accordo con l'IFRS 9. Quindi non è stato necessario procedere ad una riclassifica di questi strumenti finanziari. Il Gruppo ha applicato l'opzione di presentare le variazioni di *fair value* tra le altre componenti di conto economico complessivo e quindi l'applicazione dell'IFRS 9 non ha avuto impatti significativi.

La contabilizzazione delle passività finanziarie rimane in gran parte la stessa applicata in accordo con IAS 39; anche la contabilizzazione dei derivati incorporati nelle passività finanziarie non si è modificata rispetto ai requisiti dello IAS 39.

Sulla base di quanto prescritto da IFRS 9 e delle analisi effettuate, le attività e passività finanziarie del Gruppo sono classificate e valutate in queste tre categorie:

- Costo ammortizzato;
- *Fair value* con variazioni a conto economico;
- *Fair value* con variazioni tra le altre componenti di conto economico complessivo.

Questa ultima categoria comprende esclusivamente quegli strumenti che rispettano i criteri previsti per essere classificati secondo le regole dell'*hedge accounting*. Si rimanda anche al paragrafo 5.7 Informazioni integrative sugli strumenti finanziari - 1. Stato patrimoniale, per maggiori dettagli.

b) *Eliminazione contabile delle passività finanziarie*

Ai sensi dell'IFRS 9, l'entità deve eliminare la passività finanziaria (o una parte della passività finanziaria) dal proprio prospetto della situazione patrimoniale-finanziaria quando, e solo quando, questa viene estinta, ovvero sia quando l'obbligazione specificata nel contratto è adempita o cancellata o scaduta. Una variazione sostanziale dei termini di una passività finanziaria esistente o di una parte di essa deve essere contabilizzata come estinzione della passività finanziaria originaria e rilevazione di una nuova passività finanziaria.

Per l'applicazione di tale regola, i termini sono considerati sostanzialmente difforni se il valore attualizzato dei flussi finanziari secondo i nuovi termini, inclusa qualsiasi commissione pagata al netto di qualsiasi commissione ricevuta e attualizzato utilizzando il tasso di interesse effettivo originario, si scosta come minimo del 10 per cento dal valore attualizzato dei restanti flussi finanziari della passività finanziaria originaria (c.d. "10% test"). Se lo scambio di strumenti di debito o la modifica dei termini sono contabilizzati come estinzione, qualsiasi costo o commissione sostenuti sono rilevati come parte dell'utile o della perdita connessi all'estinzione. Se lo scambio o la modifica non sono contabilizzati come estinzione, qualsiasi costo o commissione sostenuti rettificano il valore contabile della passività e sono ammortizzati lungo il corso del restante termine della passività modificata.

5.6 Note esplicative e integrative sui prospetti contabili

Per i finanziamenti in essere che hanno subito una rinegoziazione in periodi precedenti all'entrata in vigore dell'IFRS 9, il nuovo principio richiede il ricalcolo del piano di ammortamento, ripartendo dalla data di rinegoziazione ed adeguando il valore di carico a tale data al NPV (*net present value*) delle nuove condizioni.

Il Gruppo ha quindi proceduto a ricalcolare gli effetti per tutti i finanziamenti oggetto di rinegoziazione. Poiché le rinegoziazioni hanno comportato dei benefici per il Gruppo, l'effetto rilevato al 1 gennaio 2018 riguarda pertanto l'esposizione delle passività finanziarie tenendo in considerazione l'IRR (*Internal rate of return*) originario, con un impatto positivo, al netto delle imposte, pari a circa 13 milioni di euro, imputato ad incremento delle riserve di patrimonio netto al 1 gennaio 2018, senza poter beneficiare in futuro dei minori interessi passivi derivanti dalle rinegoziazioni.

L'applicazione del principio anzidetto ha comportato, *ceteris paribus*, un aumento degli oneri finanziari del primo semestre 2018 pari a 2 milioni di euro.

Si rimanda per maggiori dettagli anche a quanto riportato nel paragrafo "5.7 Informazioni integrative sugli strumenti finanziari".

c) *Perdita di valore*

L'IFRS 9 richiede che il Gruppo registri le perdite su crediti attese su tutte le obbligazioni in portafoglio, i finanziamenti e i crediti commerciali, avendo come riferimento un periodo di 12 mesi o la intera durata contrattuale dello strumento (e.g. *lifetime expected loss*). Il Gruppo applica l'approccio semplificato e dunque registra le perdite attese su tutti i crediti commerciali in base alla loro durata residua contrattuale. Il Gruppo ha determinato che il proprio rischio di credito è in linea generale molto contenuto sia dal lato dei clienti commerciali (principalmente gestori di servizi elettrici o *utility* ad alto *standing*) sia dal lato dei clienti finanziari (primari istituti bancari). Pertanto l'effetto derivante dallo stanziamento di perdite su crediti attese non risulta significativo.

Nell'effettuare la valutazione del proprio portafoglio crediti, il Gruppo già utilizzava una metodologia che teneva in considerazione le perdite attese o "*credit expected losses*"; pertanto l'entrata in vigore dell'IFRS 9 non ha comportato modifiche significative sul modello di stima del fondo svalutazione crediti.

d) *Hedge Accounting*

Il Gruppo ha stabilito che tutte le relazioni di copertura esistenti, che sono attualmente designate come coperture efficaci, continueranno a qualificarsi per l'*hedge accounting* in accordo con l'IFRS 9. Il Gruppo ha scelto di non applicare l'IFRS 9 retrospettivamente alle coperture per le quali al momento della designazione della copertura in accordo con IAS 39 erano stati esclusi i punti *forward*. Dato che l'IFRS 9 non modifica il principio generale in base al quale un'entità contabilizza i rapporti di copertura efficaci, l'applicazione dei requisiti richiesti dall'IFRS 9 ai fini della definizione delle coperture non ha avuto impatti significativi sul bilancio del Gruppo.

IFRS 15 Revenue from Contracts with Customers

L'IFRS 15 è stato emesso a maggio 2014 e modificato nell'aprile 2016 ed introduce un nuovo modello in cinque fasi che si applicherà ai ricavi derivanti da contratti con i clienti. L'IFRS 15 prevede la rilevazione dei ricavi per un importo che rifletta il corrispettivo a cui l'entità avrebbe diritto per il trasferimento di merci o servizi al cliente. Il nuovo principio ha sostituito tutti gli attuali requisiti presenti negli IFRS in tema di riconoscimento dei ricavi. Il principio è efficace per gli esercizi che iniziano al 1 gennaio 2018 o successivamente, con piena applicazione retrospettiva o modificata. Era consentita l'applicazione anticipata.

Il Gruppo ha applicato il nuovo *standard* dalla data di efficacia obbligatoria, utilizzando il metodo della piena applicazione retrospettiva.

L'IFRS 15 non ha comportato alcun impatto significativo sui ricavi e sul conto economico del Gruppo.

Identificazione delle classi di ricavo del Gruppo

Il Gruppo sviluppa, progetta, realizza e gestisce impianti di produzione di energia da eolico, solare, biomasse e *waste to energy*. Inoltre, tramite il gruppo Vector Cuatro, il Gruppo Falck Renewables completa la presenza nella catena del valore fornendo servizi di gestione degli *asset* fotovoltaici ed eolici in *operation*.

5.6 Note esplicative e integrative sui prospetti contabili

Nell'ambito del processo di identificazione degli impatti derivanti dall'applicazione del nuovo principio, il Gruppo ha identificato le seguenti principali tipologie di ricavi:

i) Vendita di energia elettrica

Il Gruppo vende l'energia prodotta dai propri impianti. I relativi ricavi sono rilevati nel momento in cui l'energia è immessa in rete, sulla base delle misurazioni disponibili, e sono valorizzati sulla base delle tariffe in essere così come definite dai *Power & Purchase Agreement* in corso.

Per tale tipologia di contratti, per i quali la produzione di energia elettrica è la sola obbligazione prevista, l'applicazione di tale principio non ha comportato alcun impatto significativo sui ricavi e sul conto economico del Gruppo.

ii) Ricavi derivanti da incentivi per la produzione da fonte rinnovabile

Il Gruppo ottiene incentivi per la produzione di energia da fonti rinnovabili, erogati dalle autorità competenti in ciascuno stato in cui opera. I relativi ricavi sono rilevati per competenza, in base alla produzione dell'esercizio e valorizzati sulla base delle tariffe spettanti (c.d. *Feed-in Tariff*). L'applicazione di tale principio non ha comportato alcun impatto significativo sui ricavi e sul conto economico del Gruppo.

iii) Ricavi derivanti dal conferimento di rifiuti

Le società operanti nel settore WtE rilevano i ricavi relativi ai conferimenti di rifiuti avvenuti nell'esercizio sulla base delle condizioni contrattuali previste con i clienti. I contratti in essere non presentano clausole che prevedono corrispettivi variabili, sconti commerciali o sconti basati sui volumi. Pertanto, il Gruppo non ha avuto impatti derivanti dall'applicazione dell'IFRS 15.

iv) Prestazioni di servizi

Il Gruppo svolge attività di prestazione di servizi di *asset management, engineering e transactions*. Il Gruppo ha proceduto ad analizzare tutte le tipologie di contratti in essere al fine di identificare eventuali impatti del nuovo principio sulla rilevazione dei ricavi. I contratti prevedono generalmente la fatturazione di canoni mensili o periodici per le attività prestate, rilevati secondo competenza. Nel caso di corrispettivi variabili (esempio: *success fees*), se i ricavi non possono essere attendibilmente misurati, il Gruppo ne rinvia la rilevazione finché questa incertezza è risolta. Ai sensi dell'IFRS 15, l'eventuale corrispettivo variabile deve essere stimato alla data di sottoscrizione del contratto e successivamente aggiornato. Tuttavia, in considerazione della non significatività di tali tipologie di corrispettivi variabili rispetto al totale dei ricavi derivanti dai contratti di *asset management*, gli eventuali effetti sui ricavi e sul conto economico del Gruppo derivanti dall'applicazione dell'IFRS 15 sono stati ritenuti di ammontare non significativo.

v) Ricavi da vendita di prodotti riciclati

Il Gruppo, attraverso la società Esposito Servizi Ecologici Srl, rileva i ricavi relativi alla vendita del materiale recuperato, quali plastica, legno, vetro e carta, materiali ferrosi, ottenuti con la cernita, la triturazione e la selezione dei rifiuti raccolti.

I contratti in essere non presentano clausole relativi a corrispettivi variabili, sconti commerciali o basati sui volumi. Pertanto, l'applicazione del principio non ha impatti sui ricavi e sul conto economico del Gruppo.

Analisi degli impatti sulla presentazione e sull'informativa

Le disposizioni dell'IFRS 15 in tema di presentazione e di informativa richiesta sono più dettagliate rispetto a quelle degli attuali principi. Le disposizioni relative alla presentazione rappresentano un cambiamento significativo dalla pratica ed aumentano significativamente il volume dell'informativa richiesta nel bilancio del Gruppo. In particolare le note al bilancio si ampliano a causa dell'informativa in presenza di eventuali giudizi di stima significativi ed in presenza di corrispettivi variabili.

5.6 Note esplicative e integrative sui prospetti contabili

Inoltre, come richiesto dall'IFRS 15, il Gruppo ha disaggregato i ricavi in categorie che rappresentano come la natura, l'ammontare, le tempistiche e le incertezze dei ricavi e dei flussi di cassa sono condizionati da fattori economici. Verrà data informativa anche sulle relazioni tra l'informativa disaggregata sui ricavi e l'informativa sui ricavi presentata per ogni settore. Nel 2017 il Gruppo ha testato i sistemi, i controlli interni, le politiche e le procedure necessarie per raccogliere e presentare l'informativa richiesta.

Con l'adozione dell'IFRS 15, altre voci degli schemi principali di bilancio sono impattate ed aggiustate come necessario.

I requisiti di rilevazione e misurazione previsti dall'IFRS 15 sono applicabili anche alla rilevazione e misurazione di ogni utile o perdita sulla vendita di attività non finanziarie (come elementi di impianti e macchinari ed attività immateriali), quando la vendita non avviene nell'ordinario svolgimento delle attività. L'effetto di questi cambiamenti è stato definito non significativo per il Gruppo alla data di transizione.

Interpretazione IFRIC 22 Operazioni in Valuta Estera e Anticipi

L'interpretazione chiarisce che, nel definire il tasso di cambio spot da utilizzare per le rilevazione iniziale della relativa attività, costi o ricavi (o parte di questi) al momento della cancellazione di un'attività non monetaria o di una passività non monetaria relativa ad anticipi su corrispettivi, la data della transazione è la data in cui l'entità riconosce inizialmente l'attività non monetaria o la passività non monetaria relativa ad anticipi su corrispettivi. Nel caso di pagamenti o anticipi multipli, l'entità deve definire la data della transazione per ogni pagamento od anticipo su corrispettivi.

Questa interpretazione non ha avuto alcun impatto sul bilancio consolidato del Gruppo.

Modifiche allo IAS 40 Cambiamenti di Destinazione di Investimenti Immobiliari

Le modifiche chiariscono quando un'entità dovrebbe trasferire un immobile, compresi gli immobili in fase di costruzione o sviluppo nella voce o fuori dalla voce Investimenti immobiliari. La modifica stabilisce che interviene un cambiamento nell'utilizzo quando l'immobile soddisfa, o cessa di soddisfare, la definizione di proprietà immobiliare e ha evidenza del cambio di utilizzo. Un semplice cambiamento nelle intenzioni del management relative all'uso dell'immobile non forniscono un'evidenza del cambiamento di utilizzo.

Queste modifiche non hanno avuto alcun impatto sul bilancio consolidato del Gruppo.

Modifiche all'IFRS 2 Classificazione e Rilevazione delle Operazioni con Pagamento Basato su Azioni

Lo IASB ha emesso le modifiche all'IFRS 2 Pagamenti basati su azioni che trattano tre aree principali: gli effetti di una condizione di maturazione sulla misurazione di una transazione con pagamento basato su azioni regolata per cassa; la classificazione di una transazione con pagamento basato su azioni regolata al netto delle obbligazioni per ritenute d'acconto; la contabilizzazione qualora una modifica dei termini e delle condizioni di una transazione con pagamento basato su azioni cambia la sua classificazione da regolata per cassa a regolata con strumenti rappresentativi di capitale. Al momento dell'adozione, le entità devono applicare le modifiche senza riesporre i periodi precedenti, ma l'applicazione retrospettiva è consentita se scelta per tutte e tre le modifiche e vengono rispettati altri criteri. Il Gruppo contabilizza i pagamenti basati su azioni regolati per cassa in accordo con l'approccio chiarito in queste modifiche. Inoltre, non ha posto in essere transazioni con pagamento basato su azioni regolata al netto delle obbligazioni per ritenute d'acconto e non ha apportato alcuna modifica dei termini e delle condizioni delle proprie transazioni con pagamento basato su azioni. Quindi, queste modifiche non hanno avuto alcun impatto sul bilancio consolidato del Gruppo.

Modifiche all'IFRS 4 - Applicazione Congiunta dell'IFRS 9 Strumenti finanziari e dell'IFRS 4 Contratti assicurativi

Le modifiche riguardano i problemi che nascono dall'adozione del nuovo principio sugli strumenti finanziari, IFRS 9, prima dell'adozione dell'IFRS 17 *Insurance Contracts*, che sostituisce l'IFRS 4. Le modifiche introducono due opzioni per le entità che emettono contratti assicurativi: un'esenzione temporanea nell'applicazione dell'IFRS 9 e l'*overlay approach*. Queste modifiche non sono rilevanti per il Gruppo.

5.6 Note esplicative e integrative sui prospetti contabili

Modifiche allo IAS 28 Partecipazioni in Società Collegate e Joint Venture – Chiarimento che la rilevazione di una partecipazione al fair value rilevato nell’utile/(perdita) d’esercizio è una scelta che si applica alla singola partecipazione

Le modifiche chiariscono che un’entità che è un’organizzazione di *venture capital*, od un’altra entità qualificata, potrebbe decidere, al momento della rilevazione iniziale e con riferimento al singolo investimento, di valutare le proprie partecipazioni in collegate e *joint venture* al *fair value* rilevato a conto economico.

Se un’entità che non si qualifica come entità di investimento, ha una partecipazione in una collegata o *joint venture* che è un’entità di investimento, l’entità può, quando applica il metodo del patrimonio netto, decidere di mantenere la valutazione al *fair value* applicata da quell’entità di investimento (sia questa una collegata o una *joint venture*) nella misurazione delle proprie (della collegata o *joint venture*) partecipazioni. Questa scelta è fatta separatamente per ogni collegata o *joint venture* che è un’entità di investimento all’ultima (in termine di manifestazione) delle seguenti date: (a) di rilevazione iniziale della partecipazione nella collegata o *joint venture* che è un’entità di investimento; (b) in cui la collegata o *joint venture* diventa un’entità di investimento; e (c) in cui la collegata o *joint venture* che è un’entità di investimento diventa per la prima volta capogruppo. Queste modifiche non hanno avuto alcun impatto sul bilancio consolidato del Gruppo.

Modifiche all’IFRS 1 Prima adozione degli International Financial Reporting Standards – Cancellazione delle Esenzioni a Breve Termine per First-Time Adopters

Sono state cancellate le esenzioni a breve termine previste dai paragrafi E3-E7 dell’IFRS1 in quanto hanno assolto al loro scopo. Queste modifiche non hanno avuto alcun impatto sul bilancio consolidato del Gruppo.

IFRS 16 Leases

L’IFRS 16 è stato pubblicato nel gennaio 2016 e sostituisce lo IAS 17 *Leasing*, l’IFRIC 4 Determinare se un accordo contiene un *leasing*, il SIC-15 *Leasing* operativo – Incentivi e il SIC-27. La valutazione della sostanza delle operazioni nella forma legale del *leasing*. L’IFRS 16 definisce i principi per la rilevazione, la misurazione, la presentazione e l’informativa dei *leasing* e richiede ai locatari di contabilizzare tutti i contratti di *leasing* in bilancio sulla base di un singolo modello simile a quello utilizzato per contabilizzare i *leasing* finanziari in accordo con lo IAS 17. Il principio prevede due esenzioni per la rilevazione da parte dei locatari – contratti di *leasing* relativi ad attività di “scarso valore” (ad esempio i *personal computer*) ed i contratti di *leasing* a breve termine (ad esempio i contratti con scadenza entro i 12 mesi od inferiore). Alla data di inizio del contratto di *leasing*, il locatario rileverà una passività a fronte dei pagamenti del *leasing* (cioè la passività per *leasing*) ed un’attività che rappresenta il diritto all’utilizzo dell’attività sottostante per la durata del contratto (cioè il diritto di utilizzo dell’attività). I locatari dovranno contabilizzare separatamente le spese per interessi sulla passività per *leasing* e l’ammortamento del diritto di utilizzo dell’attività.

I locatari dovranno anche rimisurare la passività per *leasing* al verificarsi di determinati eventi (ad esempio: un cambiamento nelle condizioni del contratto di *leasing*, un cambiamento nei pagamenti futuri del *leasing* conseguente al cambiamento di un indice o di un tasso utilizzati per determinare quei pagamenti). Il locatario riconoscerà generalmente l’importo della rimisurazione della passività per *leasing* come una rettifica del diritto d’uso dell’attività.

La contabilizzazione prevista dall’IFRS 16 per i locatori è sostanzialmente invariata rispetto all’odierna contabilizzazione in accordo allo IAS 17. I locatori continueranno a classificare tutti i *leasing* utilizzando lo stesso principio di classificazione previsto dallo IAS 17 e distinguendo tra due tipologie di *leasing*: *leasing* operativi e *leasing* finanziari.

L’IFRS 16 richiede ai locatari ed ai locatori un’informativa più estesa rispetto allo IAS 17.

L’IFRS 16 entrerà in vigore per gli esercizi che iniziano al 1 gennaio 2019 o successivamente. E’ consentita l’applicazione anticipata, ma non prima che l’entità abbia adottato l’IFRS 15. Un locatario può scegliere di applicare il principio utilizzando un approccio pienamente retrospettico o un approccio retrospettico modificato. Le disposizioni transitorie previste dal principio consentono alcune facilitazioni.

Nel 2018 il Gruppo proseguirà nella definizione degli effetti potenziali dell’IFRS 16 sul proprio bilancio consolidato.

5.6 Note esplicative e integrative sui prospetti contabili

5.6.4 Informativa di settore

Vengono di seguito presentati i prospetti relativi ai dati economici e patrimoniali per settore di attività, ai fini dell'informativa prevista dai Principi IAS/IFRS.

I settori indicati rappresentano la struttura organizzativa e produttiva che il Gruppo Falck Renewables ha deciso di adottare.

I settori operativi e gli indicatori di *performance* sono stati determinati sulla base della reportistica utilizzata dal Consiglio di Amministrazione della Società per prendere le decisioni strategiche.

Nel 2018 è stato introdotto il settore “Altre Attività” composto dalle società Falck Renewables SpA e Falck Renewables Energy Srl. Falck Renewables Energy Srl (“FRE”), fino al 31 dicembre 2017, faceva parte del settore “WtE, biomasse e fotovoltaico”. Questa variazione è stata effettuata in quanto dal 1 gennaio 2018 FRE opera nell'ambito dell' *Energy Management* (sulla base delle *policy* definite a livello di Gruppo), attività che include, fra l'altro, il dispacciamento, la gestione degli sbilanciamenti, la vendita e la copertura del rischio *commodity* potenzialmente per tutti i settori del Gruppo.

Ancorché la nuova esposizione non sia significativa sui dati del primo semestre 2017, i dati di settore al 30 giugno 2017 sono stati riesposti al fine di renderli comparabili ai risultati del primo semestre 2018.

(migliaia di euro)

Dati economici	WTE, biomasse, fotovoltaico		Eolico		Servizi		Altre Attività		Eliminazione		Consolidato	
	30.6.2018	30.6.2017	30.6.2018	30.6.2017	30.6.2018	30.6.2017	30.6.2018	30.6.2017	30.6.2018	30.6.2017	30.6.2018	30.6.2017
Ricavi	32.419	30.088	122.097	105.130	5.888	6.174	15.157	98	(10.587)	(481)	164.974	141.009
Costo del venduto	(25.735)	(25.580)	(50.265)	(49.888)	(5.799)	(5.883)	(15.194)	(5)	9.876	487	(87.117)	(80.869)
Utile lordo industriale	6.684	4.508	71.832	55.242	89	291	(37)	93	(711)	6	77.857	60.140
Altri proventi	8.710	789	597	2.187	480	150	3.492	5.985	(2.931)	(5.494)	10.348	3.617
Costi del personale di str.	(552)	(178)	(2.063)	(1.793)			(6.255)	(6.201)			(8.870)	(8.172)
Spese generali e amm.	(8.043)	(3.063)	(3.780)	(4.025)	(513)	(133)	(3.856)	(10.278)	(349)	5.797	(16.541)	(11.702)
Risultato operativo	6.799	2.056	66.586	51.611	56	308	(6.656)	(10.401)	(3.991)	309	62.794	43.883
Proventi e oneri finanziari	(2.492)	(1.710)	(18.271)	(19.798)	(1)	(73)	2.020	1.967	(819)	23	(19.563)	(19.591)
Proventi e oneri da part.	946	1.042		46	11	19	14.504	607	(14.504)	(607)	957	1.107
Risultato ante imposte	5.253	1.388	48.315	31.859	66	254	9.868	(7.827)	(19.314)	(275)	44.188	25.399
Imposte	(951)	(342)	(11.931)	(7.556)	(114)	(94)	2.906	2.107	214	(11)	(9.876)	(5.896)
Risultato netto	4.302	1.046	36.384	24.303	(48)	160	12.774	(5.720)	(19.100)	(286)	34.312	19.503
Risultato dei terzi	18	303	6.599	6.428					(7)	1	6.610	6.732
Ris. di pertinenza Gruppo	4.284	743	29.785	17.875	(48)	160	12.774	(5.720)	(19.093)	(287)	27.702	12.771
Ebitda	16.816	10.256	92.377	76.161	388	1.276	(5.898)	(9.431)	(4.294)	(48)	99.389	78.214

(migliaia di euro)

Dati patrimoniali	WTE, biomasse, fotovoltaico		Eolico		Servizi		Altre Attività		Eliminazione		Consolidato	
	30.6.2018	30.6.2017	30.6.2018	30.6.2017	30.6.2018	30.6.2017	30.6.2018	30.6.2017	30.6.2018	30.6.2017	30.6.2018	30.6.2017
Immobilizzazioni immat.	7	1.247	96.384	80.261	9.254	10.953	1.531	1.542	(21)		107.155	94.003
Immobilizzazioni materiali	247.764	86.102	813.276	842.153	614	716	216	298	(2.215)	(1.433)	1.059.655	927.836
Posizione finanziaria netta	162.808	131.445	497.504	717.815	(1.267)	(1.393)	2.168	(224.428)	(81.218)	(82.244)	579.995	541.195
Investimenti del periodo	13.566	346	19.048	10.070	100	119	277	138	(922)	(5)	32.069	10.668

5.6 Note esplicative e integrative sui prospetti contabili

5.6.5 Contenuto e variazioni dello stato patrimoniale

Attività

A Attività non correnti

1 Immobilizzazioni immateriali

I movimenti intervenuti nel periodo sono i seguenti:

	Saldo al 31.12.2017	Acquisti	Effetto cambio	Riclas. sifiche	Vendite	Altri movi- menti	(Svalut.) Rivalut.	Ammor- tamenti	Saldo al 30.6.2018
1.1 Diritti di brevetto industriale e di utilizzazione delle opere dell'ingegno	1.283			2		(1)		(185)	1.099
1.2 Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	2							(1)	1
1.3 Avviamento	85.663		66						85.729
1.4 Altre immobilizzazioni	3.547	1	1					(178)	3.371
1.5 Immobilizzazioni in corso e acconti	16.640	461	(144)	(2)					16.955
Totale	107.135	462	(77)			(1)		(364)	107.155

La voce *Avviamento* è costituita principalmente dalle differenze emerse in sede di primo consolidamento tra il valore di carico delle partecipazioni e le corrispondenti frazioni di patrimonio netto di pertinenza delle società consolidate.

A partire dal 1 gennaio 2005, l'avviamento non è più ammortizzato ed è sottoposto annualmente alla verifica della riduzione di valore.

L'avviamento acquisito attraverso l'aggregazione di imprese è stato imputato a diverse e distinte unità generatrici di flussi di cassa per verificare l'eventuale riduzione di valore. Le unità generatrici di flussi di cassa sono state individuate in:

- Actelios Solar SpA (impianti fotovoltaici in Sicilia)
- Åliden Vind AB (concessione per l'impianto eolico di Örnköldsvik)
- Assel Valley Wind Energy Ltd (impianto eolico di Assel Valley)
- Auchrobert Wind Energy Ltd (impianto eolico di Auchrobert)
- Ben Aketil Wind Energy Ltd (impianto eolico di Ben Aketil)
- Boyndie Wind Energy Ltd (impianto eolico di Boyndie)
- Brattmyrliden Vind AB (concessione per l'impianto eolico di Örnköldsvik)
- Cambrian Wind Energy Ltd (impianto eolico di Cefn Croes)
- Earlsburn Wind Energy Ltd (impianto eolico di Earlsburn)
- Ecosesto SpA (impianto ibrido di Rende)
- Ecosesto SpA (impianto fotovoltaico di Rende)
- Eolica Cabezo San Roque Sau (impianto eolico di Cabezo)
- Eolica Petralia Srl (impianto eolico di Petralia Sottana)
- Eolica Sud Srl (impianto eolico di San Sostene)
- Eolo 3W Minervino Murge Srl (impianto eolico di Minervino Murge)
- Esposito Servizi Ecologici Srl (impianti di smaltimento rifiuti di Gorle)
- Esquennois Energie Sas (impianto eolico di Oise)

5.6 Note esplicative e integrative sui prospetti contabili

- Falck Renewables Wind Ltd (Capogruppo impianti eolici)
- Falck Renewables Vind AS (concessioni per gli impianti eolici di Okla e Hennøy)
- Fisher Road Solar I, LLC (impianto fotovoltaico di Dartmouth, Massachusetts)
- Frullo Energia Ambiente Srl (impianto di termovalorizzazione di Granarolo dell'Emilia)
- Geopower Sardegna Srl (impianto eolico di Buddusò-Alà dei Sardi)
- Gruppo Vector Cuatro (servizi)
- HG Solar Development, LLC (impianto fotovoltaico di Middleton, Massachusetts)
- Innovative Solar 42, LLC (impianto fotovoltaico di Fayetteville, North Carolina)
- Kilbraur Wind Energy Ltd (impianto eolico di Kilbraur)
- Kingsburn Wind Energy Ltd (impianto eolico di Kingsburn)
- Millennium Wind Energy Ltd (impianto eolico di Millennium)
- Nutberry Wind Energy Ltd (impianto eolico di Nutberry)
- Parc Eolien du Fouy Sas (impianto eolico di Maine et Loire)
- Parc Eolien des Cretes Sas (impianto eolico di Maine et Loire)
- Prima Srl (impianto di termovalorizzazione di Trezzo sull'Adda)
- Solar Mesagne Srl (impianti fotovoltaici di Mesagne)
- Spaldington Airfield Wind Energy Ltd (impianto eolico di Spaldington)
- Syncarpha Massachusetts, LLC (impianto fotovoltaico di Leominster, Massachusetts)
- Syncarpha Palmer, LLC (impianto fotovoltaico di Palmer, Massachusetts)
- Ty Ru Sas (impianto eolico di Plouigneau)
- West Browncastle Wind Energy Ltd (impianto eolico di West Browncastle)

Gli avviamenti al 30 giugno 2018 risultano dalla tabella seguente:

Avviamenti	(migliaia di euro) Valore contabile al 30.06.2018
Geopower Sardegna Srl	16.246
Cambrian Wind Energy Ltd	12.530
Falck Renewables Wind Ltd	10.222
Ben Aketil Wind Energy Ltd	9.872
Earlsburn Wind Energy Ltd	9.722
Millennium Wind Energy Ltd	9.423
Vector Cuatro SLU	5.861
Boyndie Wind Energy Ltd	4.126
Kilbraur Wind Energy Ltd	3.751
Eolica Sud Srl	1.967
Eolo 3W Minervino Murge Srl	1.748
SE Ty Ru SAS	261
Totale	85.729

Non si segnalano criticità in termini di *impairment*, né con riferimento agli avviamenti e alle altre immobilizzazioni immateriali né con riferimento alle immobilizzazioni materiali.

Nel corso del primo semestre, infatti, non si sono manifestati indicatori di *impairment* sotto il profilo operativo, normativo, finanziario e di mercato.

5.6 Note esplicative e integrative sui prospetti contabili

La voce acquisti si riferisce principalmente alle spese sostenute per l'acquisizione di licenze *software* e sviluppo sistemi gestionali, da parte della Capogruppo Falck Renewables SpA per 260 migliaia di euro e da parte di Vector Cuatro Slu per 22 migliaia di euro, e a consulenze tecniche e costi interni per il progetto Okla di Falck Renewables Vind AS per 173 migliaia di euro e altri minori importi.

2 Immobilizzazioni materiali

I movimenti intervenuti nel periodo sono i seguenti:

	Saldo al 31.12.2017*	Acquisti	Variaz. area di consolid.	Riclas.	Effetto cambio	Vendite	Altri movi- menti	(Svalutaz) Rivalut.	Ammor- tamenti	Saldo al 30.6.2018
(migliaia di euro)										
Valori lordi										
2.1 Terreni	8.740						(280)			8.460
2.2 Fabbricati	1.831	26								1.857
2.3 Impianti e macchinari	1.420.968	4.641	41.440		4.320		(88)			1.471.281
2.4 Attrezzature industriali e commerciali	2.926	4		2		(84)		(5)		2.843
2.5 Altri beni	5.050	82		6	3	(52)				5.089
2.6 Beni gratuitamente devolvibili	93.143			142		(326)				92.959
2.7 Immobilizzazioni in corso e acconti	6.309	26.854		(150)	80		(26)	(63)		33.004
Totale valore lordi	1.538.967	31.607	41.440		4.403	(462)	(394)	(68)		1.615.493
Fondi ammortamento										
2.1 Terreni										
2.2 Fabbricati	(1.035)								(27)	(1.062)
2.3 Impianti e macchinari	(440.302)		(6.806)		(263)			(29.406)		(476.777)
2.4 Attrezzature industriali e commerciali	(2.579)				(1)	79		(63)		(2.564)
2.5 Altri beni	(4.035)				(1)	50		(186)		(4.172)
2.6 Beni gratuitamente devolvibili	(69.400)					234		(2.096)		(71.262)
Totale fondi ammortamento	(517.351)		(6.806)		(265)	363		(31.778)		(555.837)
Valori netti										
2.1 Terreni	8.740						(280)			8.460
2.2 Fabbricati	796	26						(27)		795
2.3 Impianti e macchinari	980.666	4.641	34.634		4.057		(88)	(29.406)		994.504
2.4 Attrezzature industriali e commerciali	347	4		2	(1)	(5)		(5)	(63)	279
2.5 Altri beni	1.015	82		6	2	(2)		(186)		917
2.6 Beni gratuitamente devolvibili	23.743			142		(92)		(2.096)		21.697
2.7 Immobilizzazioni in corso e acconti	6.309	26.854		(150)	80		(26)	(63)		33.004
Totale immobilizzazioni materiali nette	1.021.616	31.607	34.634		4.138	(99)	(394)	(68)	(31.778)	1.059.656

*I dati al 31 dicembre 2017 sono stati riesposti per riflettere gli aggiustamenti effettuati a seguito dell'applicazione dell'IFRS 3 -Aggregazioni aziendali-relativamente all'acquisizione del gruppo NC 42 LLC, Falck Renewables Vind AS, Åliden Vind AB e Brattmyrliden Vind AB.

Acquisti - La voce acquisti si riferisce principalmente alla costruzione dei parchi eolici di Auchrobert nel Regno Unito (401 migliaia di euro), di Brattmyrliden (2.191 migliaia di euro) e di Åliden (3.315 migliaia di euro) in Svezia, di Falck Renewables Vind (12.018 migliaia di euro) in Norvegia, alla costruzione e acquisto degli impianti fotovoltaici di HG Solar Development LLC negli USA (9.162 migliaia di euro), e di Fisher Road Solar I LLC, Syncarpha Palmer LLC e Syncarpha Massachusetts LLC negli USA (4.235 migliaia di euro) e altri minori investimenti (285 migliaia di euro).

Si segnala che le immobilizzazioni esistenti al 30 giugno 2018 non includono né importi di rivalutazioni effettuate ai sensi di leggi nazionali di rivalutazione monetaria né importi di rivalutazione economica.

Gli oneri finanziari imputati nel corso dell'esercizio alle immobilizzazioni materiali ammontano a 9 migliaia di euro e sono da attribuire totalmente ai parchi eolici in costruzione.

5.6 Note esplicative e integrative sui prospetti contabili

3 Titoli e partecipazioni

Trattasi principalmente della partecipazione del 1,807% nel Fondo Italiano per l'Efficienza Energetica SGR SpA.

Nel corso del 2018 la società Fondo Italiano per l'Efficienza Energetica SGR SpA ha proseguito l'attività di gestione del Fondo in base al piano di sviluppo approvato dal proprio Consiglio di Amministrazione. Per maggiori dettagli sull'impegno totale si rimanda al paragrafo "Impegni e rischi".

4 Partecipazioni contabilizzate a equity

	(migliaia di euro)					
	Saldo al 31.12.2017	Rivalutaz. (Svalutaz.)	Adegua- m. a fair value a PN	Dividendi	Altri movimenti	Saldo al 30.6.2018
Frullo Energia Ambiente Srl	21.783	946	52		(1)	22.780
Parque Eolico La Carracha SI						
Parque Eolico Plana de Jarreta SI						
Nuevos Parque Eolicos La Muela AIE						
Vector Cuatro Servicios SL	82	11				93
Totale	21.865	957	52		(1)	22.873

Trattasi delle partecipazioni in Frullo Energia Ambiente Srl al 49%, Parque Eolico La Carracha SI e Parque Eolico Plana de Jarreta SI possedute entrambe al 26%, ognuna delle quali possiede il 50% del capitale di Nuevos Parque Eolicos La Muela AIE e, dal settembre 2014, Vector Cuatro Servicios SI, posseduta al 50%.

Le partecipazioni in Parque Eolico La Carracha SI e Parque Eolico Plana de Jarreta SI sono state completamente svalutate.

In ottemperanza all'IFRS 12 vengono di seguito esposti i dati richiesti, relativi alle società collegate valutate a patrimonio netto:

	Sede Sociale	Valuta	Capitale	% Possesso indiretto	
				% possesso diretta	% Società controllante
Frullo Energia Ambiente Srl	Bologna	Euro	17.139.100	49,000	
Nuevos Parque Eolicos La Muela AIE	Saragozza (Spagna)	Euro	10.000		50,000 Parque Eolico La Carracha SL 50,000 Parque Eolico Plana de Jarreta SL
Parque Eolico La Carracha SI	Saragozza (Spagna)	Euro	100.000		26,000 Falck Renewables Wind Ltd
Parque Eolico Plana de Jarreta SI	Saragozza (Spagna)	Euro	100.000		26,000 Falck Renewables Wind Ltd
Vector Cuatro Servicios SL	Madrid (Spagna)	Euro	30.000		50,000 Vector Cuatro SLU

5.6 Note esplicative e integrative sui prospetti contabili

Principali dati patrimoniali:

	(migliaia di euro)				
	Attività		Patrimonio	Passività	
	non correnti	correnti	netto	non correnti	correnti
Frullo Energia Ambiente Srl	61.304	16.115	46.698	10.229	20.492
Nuevos Parque Eolicos La Muela AIE	2	47	38		11
Parque Eolico La Carracha S1	12.501	4.159	3.037	12.464	1.159
Parque Eolico Plana de Jarreta S1	12.433	4.262	1924	12.947	1824
Vector Cuatro Servicios SL	19	182	185		16

Principali dati economici:

	(migliaia di euro)						
	Ricavi	Costo del		Utile	Risultato	Risultato	Risultato
		venduto	lordo	industriale	operativo	ante imposte	netto
Frullo Energia Ambiente Srl	4.238	(11.607)	2.631	2.511	2.267	1.675	
Nuevos Parque Eolicos La Muela AIE	294	(228)	66				
Parque Eolico La Carracha S1	2.668	(1.376)	1.292	1.119	965	723	
Parque Eolico Plana de Jarreta S1	2.535	(1.328)	1.207	961	807	605	
Vector Cuatro Servicios SL	85	(54)	31	28	28	21	

5 Crediti finanziari

La composizione della voce al 30 giugno 2018 è la seguente:

	(migliaia di euro)								
	30.6.2018			31.12.2017			Variazioni		
	Totale	Non Correnti	Correnti	Totale	Non Correnti	Correnti	Totale	Non Correnti	Correnti
Verso terzi	12.114	10.482	1.632	12.869	11.239	1.630	(755)	(757)	2
Verso imprese collegate									
Strumenti finanziari derivati	2.202	2.086	116	1.102	1.012	90	1.100	1.074	26
Totale	14.316	12.568	1.748	13.971	12.251	1.720	345	317	28

La voce in esame è esposta al netto del fondo svalutazione crediti finanziari che è pari a 1.419 migliaia di euro.

Nei crediti finanziari non correnti verso terzi è compreso il finanziamento verso Verus Energy Oak pari a 742 migliaia di euro totalmente svalutato negli anni precedenti a seguito della rinuncia a proseguire nell'investimento.

Nella voce crediti finanziari verso collegate sono compresi i crediti finanziari nei confronti di Parque Eolico La Carracha S1 per 231 migliaia di euro e di Parque Eolico Plana de Jarreta S1 per 446 migliaia di euro, che sono stati totalmente svalutati negli anni precedenti.

A fronte di una copertura dal rischio tasso d'interesse sui finanziamenti in *project financing* di Spaldington Airfield Wind Energy Ltd, Kingsburn Wind Energy Ltd, Kilbraur Wind Energy Ltd, Easrlsburn Mezzanine Ltd, Easrlsburn Wind Energy Ltd, Millennium Wind Energy Ltd, West Browncastle Wind Energy Ltd e Auchrobert Wind Energy Ltd sono stati attivati *interest rate swap* di copertura verso terzi, il cui *fair value* al 30 giugno 2018 è positivo per 2.086 migliaia di euro.

5.6 Note esplicative e integrative sui prospetti contabili

A fronte di una copertura dal rischio cambio sui conti correnti e su alcune transazioni in valuta della Capogruppo e altre controllate, sono stati attivati strumenti derivati di copertura verso terzi, il cui *fair value* al 30 giugno 2018 è positivo per 116 migliaia di euro (90 migliaia di euro al 31 dicembre 2017).

Si segnala che il *fair value* dei derivati attivi non correnti al 30 giugno 2018 è stato rettificato per tenere conto del rischio di controparte (CVA – *Credit Valuation Adjustment*) secondo le disposizioni dell'IFRS 13. Si riporta di seguito un dettaglio della rettifica effettuata per controparte analizzata sia per *rating* sia per settore:

	(migliaia di euro)		
	Fair value risk free	Fair value - Credit Valuation adjusted	Delta
Rating			
S&P A-	2.266	2.052	(214)
S&P BBB	42	34	(8)
Totale	2.308	2.086	(222)
Settore			
Banche	2.308	2.086	(222)
Totale	2.308	2.086	(222)

6 Crediti commerciali

La composizione della voce al 30 giugno 2018 è la seguente:

	(migliaia di euro)								
	30.6.2018			31.12.2017			Variazioni		
	Totale	Non Correnti	Correnti	Totale	Non Correnti	Correnti	Totale	Non Correnti	Correnti
Verso clienti	104.412		104.412	102.928		102.928	1.484		1.484
Verso imprese controllate									
Verso imprese collegate	68		68	81		81	(13)		(13)
Verso controllanti	97		97	241		241	(144)		(144)
Verso imprese del Gruppo Falck	20		20	54		54	(34)		(34)
Totale	104.597		104.597	103.304		103.304	1.293		1.293

La suddivisione dei crediti commerciali verso clienti è così ripartita per paese:

	30.06.2018
Italia	67.006
Regno Unito	25.844
Germania	6.179
Danimarca	499
Svizzera	899
Francia	370
Stati Uniti d'America	2.522
Spagna	551
Giappone	612
Altro	791
Fondo svalutazione crediti	(861)
Totale	104.412

I crediti in esame sono esposti al netto del fondo svalutazione rilevato per adeguarli al loro presumibile valore di realizzo che al 30 giugno 2018 ammonta a 861 migliaia di euro.

5.6 Note esplicative e integrative sui prospetti contabili

7 Crediti diversi

La composizione della voce al 30 giugno 2018 è la seguente:

	(migliaia di euro)								
	30.6.2018			31.12.2017			Variazioni		
	Totale	Non correnti	Correnti	Totale	Non correnti	Correnti	Totale	Non correnti	Correnti
Verso terzi	2.303	277	2.026	2.117	277	1.840	186		186
Verso imprese collegate	980		980	980		980			
Verso controllanti	12.255		12.255	8.324		8.324	3.931		3.931
Anticipi	390		390	439		439	(49)		(49)
Crediti tributari	13.134		13.134	7.893		7.893	5.241		5.241
Depositi cauzionali	763	677	86	663	581	82	100	96	4
Ratei e risconti attivi	5.942	509	5.433	6.226	223	6.003	(284)	286	(570)
Totale	35.767	1.463	34.304	26.642	1.081	25.561	9.125	382	8.743

I crediti diversi sono esposti al netto del fondo svalutazione rilevato per adeguarli al loro presumibile valore di realizzo che, al 30 giugno 2018, ammonta a 8.377 migliaia di euro.

I crediti diversi sono aumentati principalmente per crediti verso controllanti e per crediti tributari.

La voce verso controllanti si riferisce principalmente ai crediti vantati verso Falck SpA per proventi da consolidato fiscale e per la cessione dei crediti IVA al fine della liquidazione IVA di Gruppo.

La voce verso imprese collegate si riferisce ai dividendi pregressi deliberati dall'assemblea di Frullo Energia Ambiente Srl, ma non ancora erogati, per 980 migliaia di euro.

Nella voce verso imprese del Gruppo Falck è compreso un credito nei confronti di Sesto Siderservizi per 1.636 migliaia di euro che è stato totalmente svalutato.

I crediti tributari correnti si riferiscono principalmente al credito IVA derivante dagli investimenti effettuati dalle società del Gruppo e richiesto a rimborso.

I ratei e risconti attivi si riferiscono principalmente ai canoni di manutenzione relativi agli impianti, agli oneri per ottenimento di finanziamenti non utilizzati e ai canoni delle assicurazioni.

8 Crediti per imposte anticipate e debiti per imposte differite

I crediti per imposte anticipate al 30 giugno 2018 ammontano a 22.742 migliaia di euro e presentano un decremento rispetto al 31 dicembre 2017 di 5.296 migliaia di euro.

I debiti per imposte differite, che ammontano a 26.832 migliaia di euro, incrementano di 2.390 migliaia di euro rispetto al 31 dicembre 2017.

I dati al 31 dicembre 2017 sono stati riesposti per riflettere gli aggiustamenti effettuati a seguito dell'applicazione dell'IFRS 3 -Aggregazioni aziendali- relativamente all'acquisizione del gruppo NC 42 LLC, Falck Renewables Vind AS, Åliden Vind AB e Brattmyrliden Vind AB.

Le imposte differite attive e passive, generate da differenze temporanee, sono compensate quando esiste la possibilità di compensazione e quando sono assoggettate alla medesima giurisdizione fiscale.

Le imposte differite attive sulle perdite fiscali sono state iscritte ove ritenute recuperabili.

5.6 Note esplicative e integrative sui prospetti contabili

B Attività correnti

9 Rimanenze

La composizione delle rimanenze al 30 giugno 2018 è così dettagliata:

	30.6.2018	31.12.2017	(migliaia di euro) Variazioni
Materie prime, sussidiarie e di consumo	2.933	2.879	54
Prodotti in corso di lavorazione			
Lavori in corso su ordinazione			
Prodotti finiti e merci	1.837	2.053	(216)
Acconti			
Totale	4.770	4.932	(162)

Le materie prime sono relative alle giacenze di biomasse mentre i prodotti finiti si riferiscono alle parti di ricambio degli impianti in esercizio.

10 Cassa e disponibilità liquide

	30.6.2018	31.12.2017	(migliaia di euro) Variazioni
Depositi bancari e postali	220.490	261.499	(41.009)
Denaro e valori in cassa	15	18	(3)
Totale	220.505	261.517	(41.012)

Le giacenze sui conti correnti bancari delle società finanziate da *project financing* devono operare nel rispetto degli impegni legati ai contratti di *project financing*. L'ammontare di tale liquidità è pari a 111.428 migliaia di euro, di cui 104.434 migliaia di euro relative al settore Eolico e 6.994 migliaia di euro relative al settore WtE, biomasse e fotovoltaico.

5.6 Note esplicative e integrative sui prospetti contabili

Di seguito la liquidità legata ai contratti di *project financing* per società al 30 giugno 2018:

(migliaia di euro)

Actelios Solar SpA	6.409
Innovative solar 42 LLC	585
Totale settore Wte, biomasse e fotovoltaico	6.994
FRUK Holdings (no.1) Ltd	3.093
Cambrian Wind Energy Ltd	2.720
Boyndie Wind Energy Ltd	249
Earlsburn Mezzanine Ltd	113
Earlsburn Wind Energy Ltd	1.979
Ben Aketil Wind Energy Ltd	1.665
Millennium Wind Energy Ltd	2.549
Kilbraur Wind Energy Ltd	2.773
Nutberry Wind Energy Ltd	3.798
West Browncastle Wind Energy Ltd	3.482
Spaldington Wind Energy Ltd	1.515
Kingsburn Wind Energy Ltd	3.911
Assel Valley Wind Energy Ltd	3.318
Auchrobert Valley Wind Energy Ltd	8.192
Eolica Sud Srl	17.732
Eolo 3W Minervino Murge Srl	7.264
Geopower Sardegna Srl	29.602
Eolica Petralia Srl	2.931
SE Ty Ru Sas	4.207
Parc Eolien du Fouy Sas	976
Parc Eolien des Crêtes Sas	705
Esquennois Energie Sas	1.660
Totale settore Eolico	104.434
Totale liquidità legata ai contratti di project financing	111.428

Si segnala infine che la liquidità presente nella capogruppo Falck Renewables SpA ammonta a 87.293 migliaia di euro.

La liquidità è in diminuzione per effetto del pagamento dei dividendi e per gli investimenti effettuati nel periodo anche per l'acquisizione degli impianti fotovoltaici negli USA.

5.6 Note esplicative e integrative sui prospetti contabili

Passività

D Patrimonio netto

11 Capitale sociale

Il capitale sociale è rappresentato da n. 291.413.891 azioni ordinarie, aventi un valore nominale di 1 euro ciascuna, interamente sottoscritto e versato.

La Capogruppo Falck Renewables SpA possiede al 30 giugno 2018 n. 2.179.000 azioni proprie, per un valore nominale pari a euro 2.179.000 e rappresentanti lo 0,7477% del capitale sociale della Società.

Il valore di carico delle azioni proprie per complessivi euro 2.860.405 corrisponde a valore medio per azione di euro 1,3127.

L'Assemblea degli azionisti del 16 gennaio 2017 ha autorizzato l'acquisto e la disposizione di azioni proprie e avvio del programma di acquisto di azioni proprie.

La Società potrà acquistare un massimo di 5.828.277 azioni ordinarie Falck Renewables, corrispondenti al 2% del capitale sociale, tenuto conto delle azioni proprie possedute dalla Società al 16 gennaio 2017 (n. 460.000, pari allo 0,1579% del capitale sociale), nel rispetto delle prescrizioni normative e regolamentari nonché delle prassi di mercato ammesse pro tempore vigenti, ove applicabili.

Al 31 luglio 2018, del programma suddetto, sono state acquistate complessivamente 1.750.000 azioni corrispondenti al 0,6001% del capitale sociale. In totale le azioni possedute sono 2.210.000 corrispondenti al 0,7584% del capitale sociale e con un valore medio di 0,9524 euro per azione.

I movimenti intervenuti in tutti i conti di patrimonio netto nell'esercizio 2017 e nel primo semestre 2018 sono i seguenti:

	(migliaia di euro)										
	Capitale sociale	Riserve					Altre riserve	Risultato dell'esercizio	Patrim. netto di Gruppo	Patrim. netto di terzi	Totale
		Riserva sovrapprezzo	Riserva da sciss. under common control	Riserva di conversione	Riserva cash flow hedge	Riserva utili/perdite attuariali					
Saldo al 31.12.2016	291.414	470.335	(371.598)	3.191	(49.414)	(646)	100.647	(3.935)	439.994	35.865	475.859
Destinazione del risultato 2016 della Holding a riserve							(3.935)	3.935			
Dividendi distribuiti							(14.205)		(14.205)	(7.537)	(21.742)
Altre componenti dell'utile complessivo rilevate a Patrimonio netto				(5.529)	8.660	(47)	(105)		2.979	(661)	2.318
Acquisto azioni proprie							(1.035)		(1.035)		(1.035)
Fair value piano di stock grant							220		220		220
Altri movimenti							1.485		1.485	8.996	10.481
Risultato dell'esercizio								19.788	19.788	11.670	31.458
Saldo al 31.12.2017*	291.414	470.335	(371.598)	(2.338)	(40.754)	(693)	83.072	19.788	449.226	48.333	497.559

5.6 Note esplicative e integrative sui prospetti contabili

	(migliaia di euro)										
	Capitale sociale	Riserva sovrapprezzo	Riserva da sciss. under common control	Riserva di conversione	Riserva cash flow hedge	Riserva utili/perdite attuariali	Altre riserve	Risultato dell'esercizio	Patrim. netto di Gruppo	Patrim. netto di terzi	Totale
Saldo al 31.12.2017*	291.414	470.335	(371.598)	(2.338)	(40.754)	(693)	83.072	19.788	449.226	48.333	497.559
Destinazione del risultato 2017 della Holding a riserve							19.788	(19.788)			
Prima applicazione IFRS 9							13.367		13.367	(51)	13.316
Dividendi distribuiti							(15.365)		(15.365)	(4.886)	(20.251)
Altre componenti dell'utile complessivo rilevate a Patrimonio netto				1.612	2.827	(12)	105		4.532	942	5.474
Acquisto azioni proprie							(1.422)		(1.422)		(1.422)
Fair value piano di stock grant							220		220		220
Altri movimenti							2.033		2.033	(2.161)	(128)
Risultato dell'esercizio								27.702	27.702	6.610	34.312
Saldo al 30.06.2018	291.414	470.335	(371.598)	(726)	(37.927)	(705)	101.798	27.702	480.293	48.787	529.080

*I dati al 31 dicembre 2017 sono stati riesposti per riflettere gli aggiustamenti effettuati a seguito dell'applicazione dell'IFRS 3 -Aggregazioni aziendali-relativamente all'acquisizione del gruppo NC 42 LLC, Falck Renewables Vind AS, Åliden Vind AB e Brattmyrlden Vind AB.

Utile per azione

In conformità allo IAS 33, si forniscono le informazioni sui dati utilizzati per il calcolo del risultato economico per azione e diluito.

L'utile base per azione è calcolato dividendo il risultato netto del periodo attribuibile agli azionisti della Capogruppo per il numero medio ponderato delle azioni ordinarie in circolazione durante il periodo di riferimento, escludendo le azioni proprie e includendo eventuali azioni e strumenti finanziari aventi potenziale effetto diluitivo.

Al 30 giugno 2018 il numero medio ponderato delle azioni in circolazione è stato incrementato per tenere conto degli effetti diluitivi del piano di stock grant in essere.

Di seguito sono esposte le informazioni ai fini del calcolo dell'utile per azione.

	30.6.2018	31.12.2017*
Numero medio ponderato di azioni ordinarie (numero di azioni)	289.846.482	289.963.261
Utile attribuibile agli azionisti ordinari della Capogruppo (migliaia di euro)	27.702	19.788
Utile/(perdita) per azione base (euro per azione)	0,096	0,068

	30.6.2018	31.12.2017*
Numero medio ponderato di azioni ordinarie (numero di azioni)	289.846.482	289.963.261
Numero medio ponderato di azioni potenziali a fronte del piano di stock grant (numero di azioni)	1.069.986	584.757
Numero medio ponderato di azioni ordinarie (numero di azioni) per l'utile diluito	290.916.468	290.548.018
Utile attribuibile agli azionisti ordinari della Capogruppo (migliaia di euro)	27.702	19.788
Utile/(perdita) per azione diluito (euro per azione)	0,095	0,068

*I dati al 31 dicembre 2017 sono stati riesposti per riflettere gli aggiustamenti effettuati a seguito dell'applicazione dell'IFRS 3 -Aggregazioni aziendali-relativamente all'acquisizione del gruppo NC 42 LLC, Falck Renewables Vind AS, Åliden Vind AB e Brattmyrlden Vind AB.

5.6 Note esplicative e integrative sui prospetti contabili

12 Fondi per rischi e oneri

	(migliaia di euro)						
	Saldo al 31.12.2017	Variaz.area di consolid.	Accanto- namenti	Utilizzi/ Rilasci	Altri movimenti	Effetto cambio	Saldo al 30.6.2018
Fondi per rischi ed oneri non correnti							
- fondo rischi su cause in corso							
- fondo valorizzazione ambientale	54.914	612		(85)	464	90	55.995
- fondo rischi diversi	21.351		3.990	(2.620)		4	22.725
Totale Fondi per rischi ed oneri non correnti	76.265	612	3.990	(2.705)	464	94	78.720
Fondi per rischi ed oneri correnti							
- fondo rischi diversi	181			(95)		1	87
Totale Fondi per rischi ed oneri correnti	181			(95)		1	87
Totale Fondi per rischi ed oneri	76.446	612	3.990	(2.800)	464	95	78.807

I fondi del Gruppo sono stati classificati principalmente tra le passività non correnti.

Sulla base di apposite perizie redatte da esperti specializzati del settore, nel *Fondo valorizzazione ambientale* sono accantonati i futuri oneri da sostenere per lo smantellamento degli impianti di produzione di energia elettrica alla fine della loro vita utile.

Inoltre in tale fondo sono accantonati i futuri oneri da sostenere per il ripristino delle zone interessate da discariche, in accordo con gli impegni assunti in sede di rilascio delle autorizzazioni da parte delle autorità competenti. Tali oneri sono quantificati anch'essi sulla base di preventivi predisposti da società specializzate.

L'importo di 612 migliaia di euro si riferisce al primo consolidamento delle società Ficher Road Solar I LLC, Syncarpha Palmer LLC e Syncarpha Massachusetts LLC.

Gli accantonamenti di 3.990 milioni di euro si riferiscono principalmente agli accantonamenti per contenziosi nelle società progetto siciliane in liquidazione.

L'importo di 2.620 migliaia di euro si riferisce principalmente al rilascio di un fondo per contenziosi sui terreni nelle società progetto siciliane in liquidazione.

13 Trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato

	(migliaia di euro)						
	Saldo 31.12.2017	Accanto- menti	Interest cost	Altri (Utile)/perdita movimenti	Utilizzi e pagamenti	Utilizzi e pagamenti	Saldo 30.6.2018
Dirigenti	737	140	8		(158)		727
Impiegati e operai	3.280	290	16	(1)	6	(284)	3.307
Totale	4.017	430	24	(1)	6	(442)	4.034

Il fondo per Trattamento di Fine Rapporto (TFR) riflette il debito attualizzato verso i dipendenti. Al 30 giugno 2018 sono state contabilizzate perdite attuariali per 6 migliaia di euro, che, in accordo allo IAS 19R, sono state rilevate nel Patrimonio Netto ed esposte nel prospetto delle altre componenti del conto economico complessivo.

5.6 Note esplicative e integrative sui prospetti contabili

14 Debiti finanziari

La composizione della voce al 30 giugno 2018 è la seguente:

	(migliaia di euro)								
	30.6.2018			31.12.2017*			Variazioni		
	Totale	Non Correnti	Correnti	Totale	Non Correnti	Correnti	Totale	Non Correnti	Correnti
Verso terzi	23.726	19.181	4.545	19.316	15.154	4.162	4.410	4.027	383
Debiti per project financing	746.034	673.148	72.886	793.138	710.304	82.834	(47.104)	(37.156)	(9.948)
Strumenti finanziari derivati	45.056	41.622	3.434	47.581	45.318	2.263	(2.525)	(3.696)	1.171
Totale	814.816	733.951	80.865	860.035	770.776	89.259	(45.219)	(36.825)	(8.394)

*I dati al 31 dicembre 2017 sono stati riesposti per riflettere gli aggiustamenti effettuati a seguito dell'applicazione dell'IFRS 3 -Aggregazioni aziendali-relativamente all'acquisizione del gruppo NC 42 LLC, Falck Renewables Vind AS, Åliden Vind AB e Brattmyrlden Vind AB.

Si ricorda che in data 12 giugno 2015 è stato sottoscritto un contratto di *Corporate Loan* tra Falck Renewables SpA e un *pool* di primari istituti di credito. Il contratto prevedeva una linea di credito *revolving* per un importo di 150 milioni di euro, con scadenza 30 giugno 2020.

In data 30 luglio 2018 la Società ha sottoscritto un accordo di modifica del *Corporate Loan*.

Le modifiche del *Corporate Loan* si riferiscono:

- all'incremento della linea di credito *revolving* da 150 a 325 milioni di euro;
- all'estensione della scadenza, dal 30 giugno 2020 al 31 dicembre 2023.

Tale operazione è finalizzata a supportare le esigenze finanziarie e lo sviluppo delle attività del Gruppo. Alla data del 30 giugno 2018 la Società non ha utilizzato alcuna *tranche* del suddetto finanziamento.

A fronte di tale finanziamento la Capogruppo ha posto in pegno le azioni possedute di Falck Renewables Wind Ltd per un valore nominale pari a 37.755 migliaia di sterline.

Il finanziamento anzidetto è soggetto, tra l'altro, a *covenant* finanziari relativi al rapporto, calcolato con riferimento al bilancio consolidato, tra "posizione finanziaria netta ed Ebitda" e "posizione finanziaria netta e patrimonio netto": tali parametri sono stati rispettati a tutte le date previste e al 30 giugno 2018 sulla base della presente Relazione finanziaria semestrale.

I debiti assistiti da garanzie reali sono quelli relativi a tutti i finanziamenti in *project financing*, garantiti da pegno su quote delle stesse società finanziate.

Si segnala che le società finanziate in *project financing*, per proteggersi dal rischio di oscillazione dei tassi di interesse e convertire il tasso da variabile a fisso, hanno stipulato contratti di *Interest Rate Swap* (IRS) correlati al *project financing*, a condizioni sostanzialmente in linea con il mercato.

Si segnala che sui finanziamenti in *project financing* "senza ricorso" concessi in favore delle società del Gruppo sono previste alcune garanzie e limitazioni, nonché tra i vari impegni, l'obbligo di rispettare determinati parametri finanziari quali, a titolo esemplificativo:

- l'obbligo di mantenere un "conto di riserva" pari ad una rata di rimborso, a garanzia del regolare servizio del debito;
- il rilascio di ipoteche/privilegi speciali sugli immobili/impianti e/o pegni su azioni o quote a favore delle istituzioni finanziarie coinvolte nel progetto;
- la possibilità di distribuire dividendi subordinata al rispetto di specifici parametri finanziari e al rimborso dei pagamenti previsti dal contratto di finanziamento;
- il rispetto di determinati parametri finanziari al di sopra dei livelli minimi di *default*, da calcolarsi a ogni scadenza semestrale, e che la società deve rispettare per tutta la durata del contratto.

Al 30 giugno 2018 tutte le società del Gruppo mostrano parametri finanziari al di sopra dei livelli minimi di *default*.

5.6 Note esplicative e integrative sui prospetti contabili

15 Debiti commerciali

La composizione della voce al 30 giugno 2018 confrontata a quella dell'esercizio precedente è la seguente:

	(migliaia di euro)								
	30.6.2018			31.12.2017			Variazioni		
	Totale	Non correnti	Correnti	Totale	Non correnti	Correnti	Totale	Non correnti	Correnti
Verso terzi	43.697	3.644	40.053	46.440	3.722	42.718	(2.743)	(78)	(2.665)
Verso controllanti	234		234	424		424	(190)		(190)
Totale	43.931	3.644	40.287	46.864	3.722	43.142	(2.933)	(78)	(2.855)

I debiti commerciali verso terzi si sono decrementati principalmente per il pagamento dei debiti verso i fornitori per la costruzione degli impianti.

16 Debiti diversi

La composizione della voce al 30 giugno 2018 confrontata con il 31 dicembre 2017 è la seguente:

	(migliaia di euro)								
	30.6.2018			31.12.2017*			Variazioni		
	Totale	Non correnti	Correnti	Totale	Non correnti	Correnti	Totale	Non correnti	Correnti
Verso terzi	28.984	5.134	23.850	32.781	5.148	27.633	(3.797)	(14)	(3.783)
Verso controllanti	10.741		10.741	4.560		4.560	6.181		6.181
Acconti	188		188	192		192			
Ratei e risconti passivi	55.755	53.376	2.379	42.389	40.451	1.938	13.366	12.925	441
Totale	95.668	58.510	37.158	79.922	45.599	34.323	15.750	12.911	2.839

*I dati al 31 dicembre 2017 sono stati riesposti per riflettere gli aggiustamenti effettuati a seguito dell'applicazione dell'IFRS 3 -Aggregazioni aziendali-relativamente all'acquisizione del gruppo NC 42 LLC, Falck Renewables Vind AS, Åliden Vind AB e BrattmyrÅliden Vind AB.

La voce “verso terzi” correnti risulta così dettagliata:

	(migliaia di euro)	
	30.06.2018	31.12.2017
Debiti tributari	9.725	8.893
Debiti acquisto società in Svezia, Norvegia e USA	4.822	6.746
Debito verso partner e soci in consolidato fiscale	6.176	6.514
Altri debiti verso il personale dipendente e per ferie maturate	3.946	4.578
Debiti per sentenze		1.812
Debiti per dividendi da distribuire	1.183	1.050
Debiti verso istituti di previdenza	1.123	697
Altri minori	2.009	2.491
Totale	28.984	32.781

Il debito acquisto società in Svezia, Norvegia e USA si riferisce al debito verso i precedenti soci di Åliden Vind AB, BrattmyrÅliden Vind AB, HG Solar Development LLC e Falck Renewables Vind AS comprensivo di interessi maturati.

La voce ratei e risconti è principalmente composta dai contributi in conto capitale rilevati con il metodo indiretto.

L'incremento della voce rispetto al 31 dicembre 2017 è data dai contributi ottenuti dalle società HG Solar Development LLC nel 2018, Fisher Road Solar I LLC nel 2014, Syncarpha Palmer LLC nel 2015, Syncarpha Massachusetts LLC nel 2015 possedute a seguito dell'acquisizione degli impianti fotovoltaici nel 2018. Il suddetto importo si riferisce ai crediti di imposta pari al 30% degli investimenti (ITC - *Investment Tax Credit*) ottenuti dalle società e assegnati ai soci sulla base del contratto di *partnership*. In ragione della vita utile degli impianti, pari a 35 anni, i relativi contributi sono stati ripartiti *pro-rata temporis*.

5.6 Note esplicative e integrative sui prospetti contabili

Pertanto i ratei e risconti passivi al 30 giugno 2018, pari a un totale di 55.755 migliaia di euro, sono composti principalmente dai contributi ex Lege 488 e dai contributi ITC per complessivi 55.159 migliaia di euro relativi alla quota di contributo di competenza degli anni futuri di cui 53.294 migliaia di euro nei debiti diversi non correnti e 1.865 migliaia di euro nei debiti diversi correnti.

La voce “verso controllanti” è relativa ai debiti per IRES derivanti dall’adozione del consolidato fiscale nazionale e debiti della liquidazione IVA di Gruppo con la controllante Falck SpA.

5.6 Note esplicative e integrative sui prospetti contabili

Impegni e rischi

Le fidejussioni prestate al 30 giugno 2018 ammontano a 209.476 migliaia di euro. Le fidejussioni relative a società controllate sono costituite principalmente da fidejussioni prestate a garanzia del completamento di lavori in corso, per la partecipazione ad appalti e gare e per le attività di smantellamento e ripristino aree per un totale di 169.718 migliaia di euro e da garanzie rilasciate all'amministrazione finanziaria a fronte della richiesta di rimborsi di crediti IVA per 5.126 migliaia di euro. Sono presenti anche garanzie rilasciate a banche per 18.519 migliaia di euro e altre fidejussioni per 16.113 migliaia di euro. Inoltre, il Gruppo ha sottoscritto 3.000 quote nel Fondo Italiano per l'Efficienza Energetica SGR SpA per impegno totale massimo di 3.000 migliaia di euro di cui, al 30 giugno 2018, risultano ancora da versare 2.175 migliaia di euro che saranno versati sulla base degli eventuali ulteriori investimenti effettuati dal Fondo.

Rapporti intercorsi con le parti correlate

In ottemperanza alle comunicazioni Consob del 20 febbraio 1997, del 27 febbraio 1998, del 30 settembre 1998, del 30 settembre 2002 e del 27 luglio 2006, si precisa che non si rilevano operazioni con parti correlate di carattere atipico e inusuale, estranee alla normale gestione d'impresa o tali da arrecare pregiudizio alla situazione economica, patrimoniale e finanziaria del Gruppo.

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 regolate a condizioni di mercato. In particolare gli stessi fanno riferimento a riaddebiti di costi infragruppo e a rapporti finanziari di conto corrente con la conseguente generazione di proventi e oneri finanziari.

I rapporti con Consiglieri e Sindaci sono solo quelli relativi alle cariche dagli stessi ricoperte.

In relazione a quanto richiesto dal principio contabile internazionale IAS 24 in materia di "Informativa di bilancio sulle operazioni con parti correlate" e alle informazioni integrative richieste dalla comunicazione Consob n. 6064293 del 28 luglio 2006, si riportano qui di seguito gli schemi dei rapporti con parti correlate e infragruppo e dell'incidenza che le operazioni o posizioni con parti correlate hanno sullo stato patrimoniale del Gruppo Falck Renewables.

	(migliaia di euro)					
	Commerciali		Finanziari		Altri	
	Crediti	Debiti	Crediti	Debiti	Crediti	Debiti
Impresa controllante						
Falck SpA	97	234			12.255	10.741
Totale impresa controllante	97	234			12.255	10.741
Imprese collegate						
Frullo Energia Ambiente Srl	68				980	
Parque Eolico La Carracha SI						
Parque Eolico Plana de Jarreta SI						
Vector Cuatro Servicios SI						
Totale imprese collegate	68				980	
Altre imprese del Gruppo						
Sesto Siderservizi Srl	10					
Falck Energy SpA	10					
Totale altre imprese del Gruppo	20					
Altri parti correlate						
Svelgen Kraft Holding e consociate		43				2.087
Firstar Development, LLC				796		3.999
CII Holdco Ltd	18	99	12.026	2.629		2.177
Totale altre parti correlate	18	142	12.026	3.425		8.263
Totale	203	376	12.026	3.425	13.235	19.004
Incidenza % su voce di bilancio	0,2%	0,9%	84,0%	0,4%	37,0%	19,9%

5.6 Note esplicative e integrative sui prospetti contabili

Posizione finanziaria netta

Ai sensi della Comunicazione CONSOB n. DEM/6064293 del 28 luglio 2006 si riporta la posizione finanziaria netta.

	30.6.2018	31.12.2017	(migliaia di euro) Variazioni
Debiti finanziari a breve termine verso terzi	(80.865)	(89.259)	8.394
Crediti finanziari a breve termine verso terzi	1.748	1.720	28
Disponibilità a breve	220.505	261.517	(41.012)
Posizione finanziaria netta a breve termine	141.388	173.978	(32.590)
Debiti finanziari a medio lungo termine verso terzi	(733.951)	(770.776)	36.825
Posizione finanziaria medio lungo termine	(733.951)	(770.776)	36.825
Posizione finanziaria netta come da Comunicaz. Consob N. DEM/6064293/2006	(592.563)	(596.798)	4.235
Crediti finanziari a medio lungo termine verso terzi	12.568	12.251	317
Posizione finanziaria netta globale	(579.995)	(584.547)	4.552
- di cui finanziamenti "non recourse"	(746.034)	(793.138)	47.104

Informazioni relative agli impianti di produzione di energia

Ai sensi delle Raccomandazioni CONSOB del 28 febbraio 2013 in materia di informazioni da riportare nelle relazioni finanziarie e nei comunicati stampa delle società quotate operanti nel settore delle energie rinnovabili e nel settore immobiliare vengono di seguito presentati i seguenti prospetti tabellari:

5.6 Note esplicative e integrative sui prospetti contabili

1. Informazioni relative agli impianti di produzione di energia in funzione al 30 giugno 2018

INFORMAZIONI RELATIVE AGLI IMPIANTI DI PRODUZIONE DI ENERGIA IN FUNZIONE							
Impianto	Società Proprietaria	Percentuale di possesso	Data di entrata in esercizio	Capacità installata (MW)	Energia prodotta dall'impianto (GWh)	Valore netto contabile (migliaia di euro)	
Impianto WTE Trezzo (MI) **	Prima Srl	85%	set 2003	20,0	49	21.989	
Impianto a biomasse Rende (CS) ***	Ecosesto SpA	100%	revamping gen 2011	15,0	50	15.888	
Fotovoltaico Rende (CS)	Ecosesto SpA	100%	lug 2007	1,0	1	2.944	
Impianti fotovoltaici Sicilia *	Actelios Solar SpA	100%	apr 2011	13,1	9	33.196	
Impianto fotovoltaico Mesagne (BR) *	Solar Mesagne Srl	100%	lug 2009 mag 2010	2,0	1	4.986	
Impianto fotovoltaico North Carolina (USA)	Innovative Solar 42 LLC	99% classe B	set 2017	92,0	77	121.285	
Impianto fotovoltaico New York (USA)	HG Solar Development, LLC	100% classe B	giu 2018	6,0	1	9.215	
Impianto fotovoltaico Delaware (USA)	Fisher Road Solar I, LLC	100% classe B	giu 2018	6,0	1	14.096	
Impianto fotovoltaico Delaware (USA)	Syncarpha Palmer, LLC	100% classe B	giu 2018	6,0	1	17.639	
Impianto fotovoltaico Delaware (USA)	Syncarpha Massachusetts, LLC	100% classe B	giu 2018	2,5	-	7.169	
Impianto eolico Cefn Croes (Galles)	Cambrian Wind Energy Ltd	51%	apr 2005	58,5	71	23.799	
Impianto eolico Boyndie (Scozia)	Boyndie Wind Energy Ltd	51%	giu 2006 giu 2010	16,7	18	8.773	
Impianto eolico Earlsburn (Scozia)	Earlsburn Wind Energy Ltd	51%	dic 2007	37,5	52	22.679	
Impianto eolico Ben Aketil (Scozia)	Ben Aketil Wind Energy Ltd	51%	giu 2008 gen 2011	27,6	24	17.157	
Impianto eolico Millennium (Scozia)	Millennium Wind Energy Ltd	51%	mar 2009 feb 2011	65,0	83	55.263	
Impianto eolico Kilbraur (Scozia)	Kilbraur Wind Energy Ltd	51%	feb 2009 set 2011	67,5	84	59.055	
Impianto eolico Nutberry (Scozia)	Nutberry Wind Energy Ltd	100%	ott 2013	15,0	24	23.532	
Impianto eolico West Browcastle (Scozia)	West Browcastle Wind Energy Ltd	100%	giu 2014	30,0	38	44.797	
Impianto eolico di Spaldington (Inghilterra)	Spaldington Airfield Wind Energy Ltd	100%	mag 2016	11,8	13	20.711	
Impianto eolico di Kingsburn (Scozia)	Kingsburn Wind Energy Ltd	100%	mag 2016	22,5	38	34.897	
Impianto eolico di Assel Valley (Scozia)	Assel Valley Wind Energy Ltd	100%	ott 2016	25,0	36	41.943	
Impianto eolico di Auchrobert (Scozia)	Auchrobert Wind Energy Ltd	100%	apr 2017	36,0	48	55.786	
Impianto eolico San Sostene (CZ)	Eolica Sud Srl	100%	ott 2009 ott 2010	79,5	89	92.582	
Impianto eolico Minervino Murge (BT) *	Eolo 3W Minervino Murge Srl	100%	dic 2008	52,0	50	60.743	
Impianto eolico Buddusò - Alà dei Sardi (OT) ****	Geopower Sardegna Srl	100%	lug 2011 dic 2011	138,0	173	152.577	
Impianto eolico Petralia Sottana (PA) *	Eolica Petralia Srl	100%	apr 2012	22,1	24	29.056	
Impianto eolico Plouigneau (Francia)	SE Ty Ru Sas	100%	lug 2012	10,0	11	12.979	
Impianto eolico Maine et Loire (Francia)	Parc Eolien du Fouy Sas	100%	apr 2009	10,0	10	7.506	
Impianto eolico Maine et Loire (Francia)	Parc Eolien des Cretes Sas	100%	apr 2009	10,0	10	7.956	
Impianto eolico Oise (Francia)	Esquennois Energie Sas	100%	lug 2009	12,0	12	10.643	
Impianto eolico Saragozza (Spagna)	Eolica Cabezo San Roque Sau	100%	gen 2004	23,3	31	6.113	
Totale				933,5	1.129	1.036.954	

* Il valore netto contabile comprende, oltre al valore dell'impianto, anche il valore del terreno di proprietà della società progetto

** Il valore netto contabile comprende, oltre al valore dell'impianto, anche il valore dell'edificio di proprietà della società progetto

*** Il valore netto contabile comprende, oltre al valore dell'impianto, anche il valore del terreno e dell'edificio di proprietà della società progetto

**** La capacità installata è di 158,7 MW, ma con una limitazione produttiva a 138 MW

5.6 Note esplicative e integrative sui prospetti contabili

INFORMAZIONI RELATIVE ALLA SITUAZIONE FINANZIARIA DEBITORIA						
Impianto	Società Proprietaria	Debito finanziario associato				
		Valore contabile passività finanziaria	Forma tecnica	Scadenza	Impegni, garanzie rilasciate ai finanziatori (note a piè di pagina)	Clausole contrattuali significative (note a piè di pagina)
Impianto WTE Trezzo (MI)	Prima Srl	-	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
Impianto a biomasse Rende (CS)	Ecosesto SpA	(2.362)	Finanziamenti a medio - lungo termine	31/07/2014 31/12/2019	B	N.A.
Fotovoltaico Rende (CS)	Ecosesto SpA	-	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
Impianti fotovoltaici Sicilia	Actellos Solar SpA	(24.491)	Project financing	30/06/2026	A	C
Impianto fotovoltaico Mesagne (BR)	Solar Mesagne Srl	-	Conto corrente di corrispondenza con la capogruppo	N.A.	N.A.	N.A.
Impianto fotovoltaico North Carolina (USA)	Innovative Solar 42 LLC	(33.686)	Loan note***	28/02/2033	A	C
Impianto fotovoltaico Massachusetts (USA)	HG Solar Development, LLC	-	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
Impianto fotovoltaico Massachusetts (USA)	Fisher Road Solar I LLC	(843)	SRECs anticipati	31/12/2023	N.A.	E
Impianto fotovoltaico Massachusetts (USA)	Syncarpha Palmer, LLC	(2.396)	SRECs anticipati	31/12/2025	N.A.	E
Impianto fotovoltaico Massachusetts (USA)	Syncarpha Massachusetts, LLC	(784)	SRECs anticipati	31/03/2025	N.A.	E
Impianto eolico Cefn Croes (Galles)	FRUK Holdings (No.) Ltd*	(35.437)	Project financing	31/12/2025	A	C
Impianto eolico Boyndie (Scozia)	Cambrian Wind Energy Ltd*	(4.291)	Project financing	31/12/2019	A	C
Impianto eolico Boyndie (Scozia)	Boyndie Wind Energy Ltd*	-	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
Impianto eolico Earlsburn (Scozia)	Earlsburn Mezzanine Ltd**	(22.680)	Project financing	31/03/2026	A	C
Impianto eolico Earlsburn (Scozia)	Earlsburn Wind Energy Ltd**	(10.755)	Project financing	15/04/2022	A	C
Impianto eolico Ben Aketil (Scozia)	Ben Aketil Wind Energy Ltd	(4.742)	Project financing	31/12/2024	A	C
Impianto eolico Millennium (Scozia)	Millennium Wind Energy Ltd	(35.875)	Project financing	15/04/2027	A	C
Impianto eolico Kilbraur (Scozia)	Kilbraur Wind Energy Ltd	(40.759)	Project financing	15/10/2027	A	C
Impianto eolico Nutberry (Scozia)	Nutberry Wind Energy Ltd	(9.607)	Project financing	31/03/2029	A	C
Impianto eolico West Brwncastle (Scozia)	West Brwncastle Wind Energy Ltd	(38.611)	Project financing	31/12/2033	A	C
Impianto eolico di Spaldington (Inghilterra)	Spaldington Airfield Wind Energy Ltd	(4.561)	Project financing	30/06/2034	A	C
Impianto eolico di Kingsburn (Scozia)	Kingsburn Wind Energy Ltd	(31.476)	Project financing	30/06/2034	A	C
Impianto eolico di Assel Valley (Scozia)	Assel Valley Wind Energy Ltd	(44.976)	Project financing	31/12/2034	A	C
Impianto eolico di Auchrobert (Scozia)	Auchrobert Wind Energy Ltd	(53.614)	Project financing	31/12/2035	A	C
Impianto eolico San Sostene (CZ)	Eolica Sud Srl	(75.122)	Project financing	31/12/2025	A	C
Impianto eolico Minervino Murge (BT)	Eolo 3W Minervino Murge Srl	(39.737)	Project financing	31/12/2023	A	C
Impianto eolico Buddusò - Alà dei Sardi (OT)	Geopower Sardegna Srl	(161.362)	Project financing	30/06/2027 30/06/2024	A	C
Impianto eolico Petralia Sottana (PA)	Eolica Petralia Srl	(4.626)	Project financing	30/06/2027	A	C
Impianto eolico Ploigneau (Francia)	SE TyRu Sas	(9.087)	Project financing	31/03/2029 30/06/2030	A	C
Impianto eolico Maine et Loire (Francia)	Parc Eolien du Fouy Sas	(6.210)	Project financing	15/07/2026	A	C
Impianto eolico Maine et Loire (Francia)	Parc Eolien des Cretes Sas	(6.500)	Project financing	15/07/2026	A	C
Impianto eolico Oise (Francia)	Esquennois Energie Sas	(7.829)	Project financing	15/07/2026	A	C
Impianto eolico Saragozza (Spagna)	Eolica Cabezo San Roque Sau	-	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
To tale Project Financing		(746.034)				
To tale altro		(6.385)				
To tale complessivo		(752.419)				

* Cambrian Wind Energy Ltd, Boyndie Wind Energy Ltd e FRUK Holding (No.) Ltd sono parte dello stesso finanziamento con tre linee di credito aventi scadenze diverse e garanzie in comune. Per quanto riguarda la linea di credito di Boyndie la stessa è scaduta il 30 giugno 2017.

**Earlsburn Wind Energy Limited e Earlsburn Mezzanine Limited hanno contratti di finanziamento separati aventi garanzie a favore delle banche in comune

*** Il loan note è una forma di finanziamento assimilabile al Project Financing

A Security package standard per operazioni di project finance

B Lettere di patronage

C Covenant finanziari che determinano il blocco delle distribuzioni ed eventi di default

D Importo non incluso in consolidato e pari a 4.173 migliaia di euro al 30 giugno 2018

E Penali su mancato trasferimento di SRECs venduti anticipatamente

5.6 Note esplicative e integrative sui prospetti contabili

I *security package standard* previsti nei contratti di *project financing* sottoscritti dal Gruppo Falck Renewables sono in linea con lo *standard* di mercato per operazioni di questo tipo e comprendono: ipoteca, privilegio speciale, cessione di crediti in garanzia, pegno sulle quote/azioni, pegno sui conti correnti bancari e, in alcuni casi, cessione del finanziamento soci.

Si noti infine che, per tutte le operazioni di *project financing* in essere, i finanziamenti sono stati interamente erogati e la quota di *equity* (capitale sociale e finanziamento soci) è stata interamente versata.

2. Informazioni relative agli impianti di produzione di energia non ancora operativi al 30 giugno 2018

(migliaia di euro)

INFORMAZIONI RELATIVE AGLI IMPIANTI DI PRODUZIONE DI ENERGIA NON ANCORA OPERATIVI					
Impianto	Società Proprietaria	Stato Avanzamento	Capacità installata (MW)	Data presumibile di entrata in esercizio	NBV al 30.06.2018
Impianto eolico di Illois (Francia)	Parc Eolien d'Illois Sarl	Autorizzato	Fino a 12	Soggetto a ricorso da terzi	Non materiale
Impianto eolico Hennoy e Okla (Norvegia)	Falck Renewables Vind AS	Autorizzato	71,4	Rispettivamente quarto trimestre del 2019 e terzo trimestre del 2020	13.809
Impianto eolico Aliden (Svezia)	Aliden Vind AB	Inizio Costruzione	46,8	Quarto trimestre del 2019	4.524
Impianto eolico Brattmyrlden (Svezia)	Brattmyrlden Vind AB	Inizio Costruzione	74,1	Quarto trimestre del 2020	4.384

5.6.6 Contenuto e variazioni del conto economico

17 Ricavi

Le vendite si compongono come segue:

	(migliaia di euro)	
	30.6.2018	30.6.2017
Vendita di beni	145.992	123.336
Vendita di servizi	18.982	17.673
Totale	164.974	141.009

I ricavi relativi alla vendita di beni, confrontati con quelli del periodo precedente, sono ascrivibili alle seguenti attività:

	(migliaia di euro)	
	30.6.2018	30.6.2017
Vendita energia elettrica e incentivi	145.896	123.162
Vendita altri beni	96	174
Totale	145.992	123.336

I ricavi relativi alla vendita di servizi, confrontati con quelli del periodo precedente, sono ascrivibili alle seguenti attività:

	(migliaia di euro)	
	30.6.2018	30.6.2017
Trattamento e smaltimento rifiuti	11.115	9.974
Servizi e gestione impianti energia rinnovabile	4.657	5.824
Altri ricavi operativi	3.210	1.875
Totale	18.982	17.673

5.6 Note esplicative e integrative sui prospetti contabili

I ricavi suddivisi per paese sono così composti:

	(migliaia di euro)
	30.06.2018
Italia	72.660
Regno Unito	56.815
Germania	9.695
Danimarca	8.078
Svizzera	4.795
Francia	4.164
Stati Uniti d'America	3.915
Spagna	2.783
Giappone	929
Altro	1.140
Totale	164.974

Di seguito si riporta l'informativa disaggregata dei ricavi per settore al 30 giugno 2018 e al 30 giugno 2017:

30 giugno 2018							(migliaia di euro)
Ricavi per tipologia di servizi	Wte, biomasse e Fotovoltaico	Eolico	Servizi	Altre attività	Eliminazione	Consolidato	
Ricavi da vendita di energia elettrica	12.696	54.125	0	15.077	(9.265)	72.633	
Ricavi da incentivi/certificati verdi	8.424	64.839	0	0	0	73.263	
Ricavi da vendita prodotti riciclati	96	0	0	0	0	96	
Totale vendita energia elettrica e altri beni	21.216	118.964	0	15.077	(9.265)	145.992	
Ricavi da servizi e gestione impianti	17	0	5.547	0	(907)	4.657	
Ricavi da trattamento e smaltimento rifiuti	11.115	0	271	0	(271)	11.115	
Altri ricavi	71	3.133	70	80	(144)	3.210	
Totale vendita energia elettrica e altri beni	11.203	3.133	5.888	80	(1.322)	18.982	
Totale complessivo	32.419	122.097	5.888	15.157	(10.587)	164.974	

30 giugno 2017							(migliaia di euro)
Ricavi per tipologia di servizi	Wte, biomasse e Fotovoltaico	Eolico	Servizi	Altre attività	Eliminazione	Consolidato	
Ricavi da vendita di energia elettrica	10.295	46.953	0	0	0	57.248	
Ricavi da incentivi/certificati verdi	9.542	56.372	0	0	0	65.914	
Ricavi da vendita prodotti riciclati	174	0	0	0	0	174	
Totale vendita energia elettrica e altri beni	20.011	103.325	0	0	0	123.336	
Ricavi da servizi e gestione impianti	14	0	6.174	0	(364)	5.824	
Ricavi da trattamento e smaltimento rifiuti	9.974	0	0	0	0	9.974	
Altri ricavi	89	1.805	0	98	(117)	1.875	
Totale vendita energia elettrica e altri beni	10.077	1.805	6.174	98	(481)	17.673	
Totale complessivo	30.088	105.130	6.174	98	(481)	141.009	

5.6 Note esplicative e integrative sui prospetti contabili

Di seguito si riporta la suddivisione dei ricavi in base alla tempistica di riconoscimento degli stessi:

	(migliaia di euro)	
	30.6.2018	30.6.2017
Beni/servizi trasferiti in un momento specifico	160.640	136.002
Servizi trasferiti nel corso del tempo	4.334	5.007
Totale	164.974	141.009

18 Costo del personale

La composizione del costo del personale è la seguente:

	(migliaia di euro)	
	30.6.2018	30.6.2017
Costo del personale diretto	7.471	6.336
Costo del personale di struttura	8.870	8.172
Totale	16.341	14.508

Di seguito si fornisce un dettaglio della composizione della voce costo del personale:

	(migliaia di euro)	
	30.6.2018	30.6.2017
Salari e stipendi	11.989	10.390
Oneri sociali	3.096	2.899
Trattamento di fine rapporto	430	431
Altri costi	826	788
Totale	16.341	14.508

Riportiamo di seguito il numero medio dei dipendenti:

	(numero)	
	30.6.2018	30.6.2017
Dirigenti	39	35
Impiegati	278	257
Operai	48	50
Totale numero medio dei dipendenti	365	342

Il costo del personale è in crescita per 1.833 migliaia di euro per effetto principalmente dell'incremento medio dell'organico (+23 unità) dovuto all'incremento del numero medio dei dipendenti di tutti i settori e per la contabilizzazione del costo del *Long Term Incentive Plan* di competenza del periodo.

5.6 Note esplicative e integrative sui prospetti contabili

19 Costi e spese diretti

Viene di seguito fornito un dettaglio dei costi e spese dirette comparati con i dati del corrispondente periodo dell'esercizio precedente:

	(migliaia di euro)	
	30.6.2018	30.6.2017
Materiali	12.587	7.854
Prestazioni	21.873	19.597
Costi diversi	13.391	14.726
Variazioni delle rimanenze	162	(492)
Acc.to/utilizzo fondi della gestione tipica	(85)	3.807
Ammortamenti immobilizzazioni immateriali	178	289
Svalutazioni e ripristini netti di immobilizzazioni immateriali		379
Ammortamenti immobilizzazioni materiali	31.679	28.560
Svalutazioni e ripristini netti di immobilizzazioni materiali	68	14
Costi capitalizzati a commesse di investimento	(207)	(201)
Totale	79.646	74.533

La voce costi e spese diretti aumentano di 5.113 migliaia di euro principalmente per l'acquisto di energia dal mercato da parte di Falck Renewables Energy Srl al fine di mitigare il costo di sbilanciamento e l'ottimizzazione della vendita.

Si segnala che nella semestrale 2017 nella voce in esame era compresa la svalutazione pari a 379 migliaia di euro riconducibile al portafoglio contratti a seguito dell'*impairment test* del gruppo Vector Cuatro.

Inoltre nella voce era compreso anche l'accantonamento pari a 3.800 migliaia di euro per l'adeguamento dei futuri oneri da sostenere per interventi di manutenzione straordinaria relativi a Ecosesto SpA.

Al netto delle svalutazioni anzidette e dei costi per l'acquisto di energia l'incremento è dovuto alla maggior capacità produttiva rispetto al primo semestre 2017 che si evidenzia nell'aumento delle prestazioni compensato dai minori costi diversi e dalla svalutazione della sterlina rispetto all'euro.

Leasing operativi

Il Gruppo ha in essere contratti di locazione commerciale per alcuni dei propri insediamenti produttivi, nonché per la propria sede centrale e per le sedi delle controllate e altri minori *leasing*. E' stato valutato che tutti i rischi e benefici significativi tipici della proprietà dei beni non sono stati trasferiti al Gruppo, sulla base dei termini e delle condizioni contrattuali. Ne consegue, pertanto, che tali contratti sono stati contabilizzati come *leasing* operativi.

Si riporta di seguito il dettaglio dei costi dei pagamenti minimi, canoni variabili e degli incassi per *subleasing* al 30 giugno 2018:

	(migliaia di euro)	
	30.06.2018	
Pagamenti minimi	3.191	
Canoni variabili	2.450	
Incassi per <i>subleasing</i>	(27)	
Totale	5.614	

5.6 Note esplicative e integrative sui prospetti contabili

Si riporta di seguito il dettaglio, per scadenza, dei pagamenti minimi futuri, al valore attuale, dei *leasing* operativi aggiornato al 30 giugno 2018:

	(migliaia di euro)
	30.06.2018
Fino a 12 mesi	6.783
1-2 anni	6.584
2-5 anni	17.619
maggiore di 5 anni	98.014
Totale	129.000

Si riporta di seguito il dettaglio per scadenza degli incassi futuri dei *subleasing*, al valore attuale, aggiornato al 30 giugno 2018:

	(migliaia di euro)
	30.06.2018
Fino a 12 mesi	3
1-2 anni	2
2-5 anni	
maggiore di 5 anni	
Totale	5

20 Altri proventi

La composizione della voce altri proventi è la seguente:

	(migliaia di euro)	
	30.6.2018	30.6.2017
Proventi della gestione corrente	936	590
Proventi della gestione non corrente	9.412	3.027
Totale	10.348	3.617

Il dettaglio della voce altri proventi della gestione corrente è il seguente:

	(migliaia di euro)	
	30.6.2018	30.6.2017
Ricavi per prestazioni di servizi	161	324
Contributi in conto capitale	735	237
Altro	40	29
Totale	936	590

Il dettaglio della voce altri proventi della gestione non corrente è il seguente:

	(migliaia di euro)	
	30.6.2018	30.6.2017
Sopravvenienze attive	3.145	2.033
Plusvalenze da cessione immobilizzazioni	6	4
Indennizzi da assicurazioni	33	285
Penalità contrattuali	471	135
Risarcimento danni		540
Altro	5.757	30
Totale	9.412	3.027

5.6 Note esplicative e integrative sui prospetti contabili

Nella voce Sopravvenienze attive e nella voce Altro sono compresi parte degli effetti dell'accordo transattivo su un contenzioso relativo ad alcuni terreni dei progetti siciliani in liquidazione per un valore rispettivamente di 1.870 migliaia di euro a fronte della rinuncia della controparte degli interessi di mora stanziati dalla Società e 5.727 migliaia di euro a fronte del rilascio del fondo rettificativo dell'attivo.

Le penalità contrattuali sono conseguenti, principalmente, alla rescissione di un contratto del settore Servizi.

21 Spese generali e amministrative

Di seguito diamo un dettaglio della voce spese generali e amministrative:

	30.6.2018	30.6.2017
Materiali	608	426
Prestazioni	8.864	7.252
Costi diversi	3.464	3.346
Oneri della gestione non corrente	2.600	2.049
Ammortamenti immobilizzazioni immateriali	186	161
Svalutazioni immobilizzazioni immateriali		
Ammortamenti immobilizzazioni materiali	99	80
Svalutazioni immobilizzazioni materiali		
Accantonamenti ed utilizzi fondi rischi	1.206	(1.612)
Costi indiretti capitalizzati a commesse di investimento	(486)	
Totale	16.541	11.702

Nella voce accantonamenti e utilizzi fondi rischi e nella voce oneri della gestione non corrente sono compresi parte degli effetti dell'accordo transattivo su un contenzioso relativo ad alcuni terreni dei progetti siciliani in liquidazione per un valore rispettivamente di 1.801 migliaia di euro riferito al rilascio del Fondo per contenziosi e 2.300 migliaia di euro a titolo di indennizzo economico.

Nella voce accantonamenti e utilizzi fondi rischi sono compresi accantonamenti per un totale di 3.884 migliaia di euro delle società progetto siciliane.

Si ricorda che nel primo semestre 2017 nella voce accantonamenti e utilizzi fondi rischi era compreso l'importo di 1.896 migliaia di euro riferito principalmente all'utilizzo del Fondo per l'addebito di oneri per il trasporto e la distribuzione dell'energia elettrica di Prima Srl. Il relativo costo era compreso nella voce oneri della gestione non corrente.

Si segnala che nella voce in esame è compreso il costo maturato del *Long Term Incentive Plan* dell'amministratore delegato di Falck Renewables SpA per un totale 186 migliaia di euro di cui 96 migliaia di euro in riferimento al piano di *stock grant*.

22 Proventi e oneri finanziari

La composizione dei proventi e oneri finanziari è la seguente:

	(migliaia di euro)	
	30.6.2018	30.6.2017
Oneri finanziari	(20.532)	(19.477)
Differenze cambio passive	(4.275)	(2.057)
Proventi finanziari	600	209
Differenze cambio attive	4.635	1.729
Oneri finanziari capitalizzati a commessa di investimento	9	5
Totale	(19.563)	(19.591)

5.6 Note esplicative e integrative sui prospetti contabili

La suddivisione degli oneri finanziari può essere così sintetizzata:

	(migliaia di euro)			
	Da prestiti obbligazionari	Da banche	Da altri	Totale
Verso altri		22.740	2.067	24.807
Totale		22.740	2.067	24.807

I proventi finanziari al 30 giugno 2018 sono evidenziati nella tabella sottostante:

	(migliaia di euro)	
	30.6.2018	30.6.2017
Interessi e commissioni da banche	320	150
Interessi e commissioni da altri e proventi vari	280	59
Totale	600	209

Gli **oneri finanziari netti** risultano in diminuzione rispetto al primo semestre del 2017 per 28 migliaia di euro. Sugli oneri finanziari ha inciso l'entrata in vigore, dal 1 gennaio 2018, del principio contabile IFRS 9 che ha comportato per il Gruppo maggiori interessi passivi.

Infatti per i finanziamenti in essere che hanno subito una rinegoziazione nei periodi precedenti al 1 gennaio 2018, il nuovo principio IFRS 9 richiede di calcolare alla data di rinegoziazione l'effetto di tale operazione e quindi procedere al ricalcolo del piano di ammortamento, ripartendo dalla data di rinegoziazione, adeguando il valore di carico a tale data al *net present value* delle nuove condizioni con contropartita una riserva di patrimonio netto. Per le rinegoziazioni successive al 1 gennaio 2018, l'effetto delle rinegoziazioni dovrà essere imputato a conto economico.

Il Gruppo ha quindi proceduto a ricalcolare gli effetti per tutti i finanziamenti oggetto di rinegoziazione. Poiché le rinegoziazioni hanno comportato dei benefici per il Gruppo, l'effetto rilevato al 1 gennaio 2018 riguarda pertanto l'esposizione delle passività finanziarie tenendo in considerazione l'IRR (*Internal rate of return*) originario, con un impatto positivo, al netto delle imposte, pari a circa 13 milioni di euro, imputato ad incremento delle riserve di patrimonio netto al 1 gennaio 2018, ma senza quindi poter beneficiare in futuro dei minori interessi passivi derivanti dalle rinegoziazioni.

L'applicazione del principio anzidetto ha comportato, *ceteris paribus*, a un aumento degli oneri finanziari del primo semestre 2018 pari a 2 milione di euro.

Tale effetto è stato quasi interamente compensato (i) dalle azioni del *management* volte ad efficientare la gestione del debito, (ii) da differenze cambio nette positive e, in misura minore, (iii) dalla maggiori interessi attivi, (iv) dai minori interessi in riferimento al debito a *fair value* dei *royalty instruments*.

23 Proventi e oneri da partecipazioni

La voce in esame al 30 giugno 2018 è pari a zero. Si ricorda che al 30 giugno 2017 l'ammontare in bilancio era relativo all'incasso di un credito tributario di Falck Renewables Italia Srl in liquidazione deconsolidata nel corso dell'esercizio 2016.

5.6 Note esplicative e integrative sui prospetti contabili

24 Proventi e oneri da partecipazioni contabilizzate a equity

In tale voce sono comprese le valutazioni a equity delle partecipazioni collegate:

	(migliaia di euro)	
	30.6.2018	30.6.2017
Frullo Energia Ambiente Srl	946	1.042
Palermo Energia Ambiente ScpA in liquidazione		
Parque Eolico La Carracha SI		
Parque Eolico Plana de Jarreta SI		
Vector Cuatro Servicios SI	11	19
Totale	957	1.061

25 Imposte sul reddito

Le **imposte sul reddito** al 30 giugno 2018 ammontano a 9.876 migliaia di euro (5.896 migliaia di euro nel primo semestre 2017).

Le imposte sul reddito del primo semestre 2018 risentono positivamente di proventi da consolidamento pari a 1 milione di euro.

Con riferimento alle imposte del primo semestre 2017, si ricorda che era stato iscritto un beneficio fiscale, in termini di minori imposte, pari a 1,4 milioni di euro, in seguito alla rivisitazione delle vite utili degli impianti eolici e fotovoltaici italiani.

26 Pagamenti basati su azioni

Al fine di realizzare un sistema di incentivazione e di fidelizzazione di dirigenti e dipendenti che rivestono ruoli chiave all'interno del Gruppo, l'Assemblea degli Azionisti della Capogruppo ha approvato in data 27 aprile 2017 un piano di incentivazione 2017-2019 che prevede l'assegnazione gratuita di azioni Falck Renewables SpA all'Amministratore Delegato e ad alcuni dirigenti e dipendenti chiave all'interno della Società e delle sue società controllate.

Il piano prevede che l'attribuzione e la consegna delle azioni sia subordinata alla verifica dal parte del Consiglio di Amministrazione di Falck Renewables SpA degli obiettivi di *performance* stabiliti per il periodo 2017-2019 e che alla data di attribuzione delle azioni il dipendente sia in servizio o, nel caso dell'Amministratore Delegato, sia in carica.

Il *fair value* dei servizi ricevuti dai titolari del Piano di incentivazione come corrispettivo degli strumenti rappresentativi di capitale assegnati è stato determinato indirettamente facendo riferimento al *fair value* di questi ultimi e la quota di competenza dell'esercizio è stata determinata *pro-rata temporis* lungo il *vesting period*, ossia il periodo a cui è riferita l'incentivazione.

La valutazione del *fair value* è stata eseguita secondo le disposizioni dei principi contabili in vigore, in particolare dell'IFRS 2.

Ad aprile 2017 è stata effettuata l'assegnazione del piano di incentivazione relativo all'amministratore delegato di Falck Renewables SpA per 591.000 diritti azionari. Il *fair value* unitario delle azioni assegnate, dato dal prezzo dell'azione alla data di assegnazione al netto dei dividendi attesi durante *vesting period*, è pari a 0,9699 euro. Il *fair value* delle *stock grant* di competenza al 30 giugno 2018, pari a 96 migliaia di euro, è stato rilevato nelle spese generali ed amministrative in contropartita alla voce Altre riserve del Patrimonio Netto.

5.6 Note esplicative e integrative sui prospetti contabili

I parametri utilizzati per il calcolo del *fair value* sono stati i seguenti:

Prezzo dell'azione	(euro)	1,13
Prezzo di esercizio	(euro)	NA
Vesting period	(anni)	3
Dividendi attesi	(euro)	0,16
Tasso di interesse senza rischio	(%)	-0,08%

Nei mesi successivi del 2017 sono state assegnate azioni anche per alcuni *manager* del Gruppo per un totale di 478.986 diritti azionari. Il *fair value* unitario delle azioni assegnate, dato dal prezzo dell'azione alla data di assegnazione al netto dei dividendi attesi durante *vesting period*, è pari a 1,2838 euro. Il *fair value* delle *stock grant* di competenza al 30 giugno 2018, pari a 125 migliaia di euro, è stato rilevato nel costo del personale in contropartita alla voce Altre riserve del Patrimonio Netto.

I parametri utilizzati per il calcolo del *fair value* sono stati i seguenti:

Prezzo dell'azione	(euro)	1,40
Prezzo di esercizio	(euro)	NA
Vesting period	(anni)	3
Dividendi attesi	(euro)	0,11
Tasso di interesse senza rischio	(%)	-0,18%

Trattandosi di azioni assegnate a titolo gratuito, il prezzo di esercizio è nullo.

I diritti esistenti al 30 giugno 2018 sono così rappresentati:

	Numero di azioni	Prezzo medio di esercizio
Diritti esistenti al 01/01/2018	1.069.986	NA
Nuovi diritti assegnati nel periodo		NA
(Diritti annullati nel periodo)		
(Diritti esercitati nel periodo)		
(Diritti scaduti nel periodo)		
Diritti esistenti al 30/06/2018	1.069.986	NA
di cui esercitabili a fine periodo	-	

27 Eventi e operazioni significative non ricorrenti

Ai sensi della comunicazione CONSOB del 28 luglio 2006 n. DEM/6064293, si segnalano le seguenti operazioni significative non ricorrenti del Gruppo Falck Renewables SpA nel corso del primo semestre 2018:

- Accordo transattivo tra Tifeo Energia Ambiente Scpa in liquidazione e Gulino Group SpA relativo ad alcuni terreni come più ampiamente già descritto a pag. 45.

Tale accordo ha generato un effetto positivo di circa 7,1 milioni a seguito della retrocessione dei terreni e il rilascio delle passività collegato al contenzioso precedentemente in essere al netto dell'importo pagato a titolo transattivo.

5.6 Note esplicative e integrative sui prospetti contabili

Si riporta di seguito le informazioni dell'incidenza che l'evento ha sulla situazione patrimoniale e finanziaria, sul risultato economico nonché sui flussi finanziari del Gruppo.

(migliaia di euro)

	Patrimonio netto		Risultato netto complessivo		Risultato netto di competenza		Indebitamento finanziario netto		Flussi finanziari *	
	Valore ass.	% incid.	Valore ass.	% incid.	Valore ass.	% incid.	Valore ass.	% incid.	Valore ass.	% incid.
Valori di bilancio	529.080		34.312		27.702		(579.995)		(41.012)	
Transazione terreni	(7.094)	-1,4%	(7.094)	-26,1%	(6.835)	-32,8%	2.000	-0,3%	2.000	-5,1%
Valore figurativo lordo di bilancio	521.986		27.218		20.867		(577.995)		(39.012)	

La percentuale di incidenza è calcolata sul valore figurativo lordo di bilancio

* I flussi finanziari si riferiscono all'aumento (o diminuzione) nell'esercizio delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti

Rapporti intercorsi con le parti correlate

(migliaia di euro)

	Ricavi delle vendite di beni	Ricavi delle vendite di servizi	Altri proventi	Costi e spese diretti	Spese generali e amministr.	Oneri finanziari	Proventi finanziari	Proventi da partecipaz.
Impresa controllante								
Falck SpA			199		(383)			
Totale impresa controllante			199		(383)			
Imprese collegate								
Frullo Energia Ambiente Srl			58					946
Parque Eolico La Carracha SI								
Parque Eolico Plana de Jarreta SI								
Vector Cuatro Servicios SI								11
Totale imprese collegate			58					957
Imprese del gruppo								
Sesto Siderservizi Srl			10			27		
Falck Energy SpA			10					
Totale imprese del gruppo			20			27		
Altre parti correlate								
Firstar Development, LLC						136		
Svelgen Kraft Holding e consociate						1		
CII Holdco Ltd						109	217	
Totale altre parti correlate						246	217	
Totale			277		(383)	273	217	957
Incidenza % su voce di bilancio			2,7%		-2,3%	1,1%	4,1%	100%

5.7 Informazioni integrative sugli strumenti finanziari

5.7 Informazioni integrative sugli strumenti finanziari

Lo IAS 34.16A(j), modificato a seguito della pubblicazione dell'IFRS 13, richiede che il Gruppo fornisca le informazioni sul *fair value* degli strumenti finanziari indicate nell'IFRS 7 e nell'IFRS 13. Le informazioni si riferiscono al 30 giugno 2018 e al 31 dicembre 2017.

In particolare, vengono riportate alcune informazioni di dettaglio sulle attività e sulle passività finanziarie, con riguardo alla loro suddivisione nelle categorie previste dall'IFRS 9, nonché al loro impatto sul risultato economico di periodo e, infine, al loro *fair value*.

L'IFRS 9 è efficace per gli esercizi che iniziano il 1 gennaio 2018 o successivamente; tale data corrisponde alla data di applicazione iniziale da parte del Gruppo. Con l'eccezione dell'*hedge accounting*, applicata in modo prospettico, il Gruppo ha applicato l'IFRS 9 in modo retrospettivo, con data di applicazione iniziale al 1 gennaio 2018 ma senza la riesposizione dei saldi comparativi per l'esercizio 2017, come consentito dall'IFRS 9 e come già anticipato nel bilancio dell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2017.

L'impatto derivante dalla transizione al nuovo principio è stato contabilizzato a rettifica delle riserve di patrimonio netto di apertura al 1 gennaio 2018 ed è stato pari a 13.316 migliaia di euro sul totale patrimonio netto, con un effetto positivo di 17.439 migliaia di euro sulla posizione finanziaria netta e un effetto negativo sulle imposte per 4.123 migliaia di euro.

Prima di elencare le informazioni di dettaglio si propone, di seguito, una sintesi delle principali evidenze.

Il Gruppo Falck Renewables presenta debiti finanziari verso terze parti, costituiti soprattutto da debiti per *project finance*, che determinano una posizione finanziaria netta negativa. Sia le attività sia le passività finanziarie sono valorizzate nel bilancio al costo o al costo ammortizzato, a eccezione dei *royalty instruments* e degli strumenti finanziari derivati, che sono valutati a *fair value*. Questi ultimi vengono rappresentati secondo le regole di *hedge accounting* riflettendo tutte le variazioni del *fair value* nel Patrimonio netto, a eccezione di alcuni che, sebbene siano utilizzati con finalità di copertura, non possono essere contabilizzati nel bilancio secondo le suddette regole.

Il principale impatto degli strumenti finanziari sul conto economico non deriva, pertanto, da variazioni di valore delle attività e passività finanziarie iscritte nello stato patrimoniale, quanto, piuttosto, dagli interessi attivi e passivi (per quanto riguarda i contratti derivati su tassi di interesse) e dalle differenze cambio positive e negative (per quanto riguarda i contratti derivati su tassi di cambio).

1. Stato patrimoniale

Le tabelle che seguono riportano il valore contabile al 30 giugno 2018 e al 31 dicembre 2017 delle attività/passività finanziarie valutate, rispettivamente, secondo le categorie IFRS 9 e IAS 39. Nella penultima colonna sono riportati anche i valori di attività e passività che non rientrano nell'ambito dell'IFRS 7, al fine di favorire la riconciliazione con lo schema di Stato Patrimoniale.

I dati al 31 dicembre 2017 sono stati riesposti per riflettere gli aggiustamenti effettuati a seguito dell'applicazione dell'IFRS 3, Aggregazioni aziendali. Per maggiori informazioni si rinvia alla nota integrativa n. 5.6.2 Area di consolidamento. Inoltre, per permettere la comprensione della prima applicazione dell'IFRS 9, è stata inserita una terza tabella con i saldi di apertura al 1 gennaio 2018 classificati e valutati secondo le disposizioni del nuovo principio.

Al 30 giugno 2018 le attività finanziarie complessive del Gruppo Falck Renewables ammontano a 341.715 migliaia di euro, mentre le passività finanziarie ammontano a 867.001 migliaia di euro, a fronte di un totale di bilancio di 1.593.168 migliaia di euro. Le attività e le passività finanziarie sono prevalentemente valorizzate al

5.7 Informazioni integrative sugli strumenti finanziari

costo o al costo ammortizzato. Inoltre, hanno un peso non trascurabile le attività e le passività, costituite da strumenti finanziari derivati, valorizzate a *fair value* le cui variazioni transitano o dal Conto Economico o dal Patrimonio Netto.

(migliaia di euro)

30 giugno 2018						
	Costo ammortizzato	Fair value con variazioni a CE	Fair value con variazioni a OCI	Totale AF/PF ambito IFRS7	A/P non ambito IFRS7	Totale di bilancio
Attività						
Immobilizzazioni					1.166.811	1.166.811
Titoli e partecipazioni		787		787	22.873	23.660
Crediti finanziari	12.114	116	2.086	14.316		14.316
Rimanenze					4.770	4.770
Crediti commerciali	104.597			104.597		104.597
Crediti per imposte anticipate					22.742	22.742
Crediti diversi	1.510			1.510	34.257	35.767
Cassa e disponibilità liquide	220.505			220.505		220.505
Totale	338.726	903	2.086	341.715	1.251.453	1.593.168
Passività						
Patrimonio netto					529.080	529.080
Debiti finanziari	759.553	11.425	43.838	814.816		814.816
Debiti commerciali	43.931			43.931		43.931
Debiti diversi	8.254			8.254	87.414	95.668
Debiti per imposte differite					26.832	26.832
Fondi per rischi e oneri					78.807	78.807
TFR					4.034	4.034
Totale	811.738	11.425	43.838	867.001	726.167	1.593.168

(migliaia di euro)

1 gennaio 2018						
	Costo ammortizzato	Fair value con variazioni a CE	Fair value con variazioni a OCI	Totale AF/PF ambito IFRS7	A/P non ambito IFRS7	Totale di bilancio
Attività						
Immobilizzazioni					1.128.751	1.128.751
Titoli e partecipazioni		265		265	21.865	22.130
Crediti finanziari	12.869	90	1.012	13.971		13.971
Rimanenze					4.932	4.932
Crediti commerciali	103.304			103.304		103.304
Crediti per imposte anticipate					28.038	28.038
Crediti diversi	1.602			1.602	25.040	26.642
Cassa e disponibilità liquide	261.517			261.517		261.517
Totale	379.292	355	1.012	380.659	1.208.626	1.589.285
Passività						
Patrimonio netto					510.875	510.875
Debiti finanziari	784.880	10.502	47.214	842.596		842.596
Debiti commerciali	46.864			46.864		46.864
Debiti diversi	10.264			10.264	69.658	79.922
Debiti per imposte differite					28.565	28.565
Fondi per rischi e oneri					76.446	76.446
TFR					4.017	4.017
Totale	842.008	10.502	47.214	899.724	689.561	1.589.285

5.7 Informazioni integrative sugli strumenti finanziari

(migliaia di euro)

31 dicembre 2017 (*)									
Costo ammortizzato		Fair value rilevato a CE			Fair value rilevato a PN o costo	Totale AF/PF ambito IFRS7	A/P non ambito IFRS7	Totale di bilancio	
Finanzia- menti e crediti	AF detenute fino a scadenza	PF al costo ammor- tizzato	AF/PF designate alla rileva- zione iniziale	AF/PF per la negozia- zione	AF disponibili per la vendita/ Altre PF				
Attività									
Immobilizzazioni							1.128.751	1.128.751	
Titoli e partecipazioni					265	265	21.865	22.130	
Crediti finanziari	12.869		90		1.012	13.971		13.971	
Rimanenze							4.932	4.932	
Crediti commerciali	103.304					103.304		103.304	
Crediti per imposte anticipate							28.038	28.038	
Crediti diversi		1.602				1.602	25.040	26.642	
Cassa e disponibilità liquide	261.517					261.517		261.517	
Totale	377.690	1.602	90		1.277	380.659	1.208.626	1.589.285	
Passività									
Patrimonio netto							497.559	497.559	
Debiti finanziari		802.319	10.502		47.214	860.035		860.035	
Debiti commerciali		46.864				46.864		46.864	
Debiti diversi		10.264				10.264	69.658	79.922	
Debiti per imposte differite							24.442	24.442	
Fondi per rischi e oneri							76.446	76.446	
TFR							4.017	4.017	
Totale		859.447	10.502		47.214	917.163	672.122	1.589.285	

(*): I dati al 31 dicembre 2017 sono stati riesposti per riflettere gli aggiustamenti effettuati a seguito dell'applicazione dell'IFRS 3 – Aggregazioni aziendali – relativamente all'acquisizione del gruppo NC 42 LLC, Falck RenewablesVind AS, Åliden Vind AB e Brattmyrliden Vind AB. Per maggiori informazioni si rinvia alla nota integrativa n. 5.6.2 Area di consolidamento.

5.7 Informazioni integrative sugli strumenti finanziari

2. Conto economico e Patrimonio netto

2.1 Impatto sul conto economico e sul patrimonio netto delle attività e delle passività finanziarie

Le tabelle che seguono riportano gli utili/perdite netti generati nel corso del primo semestre 2018 e nell'esercizio 2017 dalle attività/passività finanziarie riclassificate, per entrambi i periodi oggetto di analisi, secondo le categorie previste dall'IFRS 9.

La voce principale è costituita dagli utili e dalle perdite originati dalla variazione di valore degli strumenti finanziari derivati.

(migliaia di euro)

30 giugno 2018				
	Utili (Perdite) rilevati a CE	Utili (Perdite) girati da PN a CE	Utili (Perdite) rilevati a PN	Totale
AF al fair value	(79)		1.178	1.099
AF al costo ammortizzato				
PF al fair value	(1.431)		3.250	1.819
PF al costo ammortizzato				
Totale	(1.510)		4.428	2.918

(migliaia di euro)

31 dicembre 2017				
	Utili (Perdite) rilevati a CE	Utili (Perdite) girati da PN a CE	Utili (Perdite) rilevati a PN	Totale
AF al fair value	(70)			(70)
AF al costo ammortizzato				
PF al fair value	(367)		12.015	11.648
PF al costo ammortizzato				
Totale	(437)		12.015	11.578

Gli utili (perdite) rilevati direttamente a patrimonio netto si riferiscono alla variazione di *fair value* degli strumenti finanziari derivati valutati secondo le regole di *hedge accounting*. La variazione netta positiva di 4.428 migliaia di euro include una variazione positiva per 7.687 migliaia di euro relativa a contratti derivati su tassi di interesse, una variazione negativa per 1.714 migliaia di euro relativa a contratti derivati su cambi e una variazione negativa relativa a contratti di copertura su *commodity* per 1.545 migliaia di euro.

Le perdite rilevate a conto economico includono principalmente le variazioni negative su contratti derivati su cambi per 644 migliaia di euro e su *commodity* per 241 migliaia di euro. Inoltre, la voce accoglie la variazione negativa del *fair value* dei *royalty instrument* per 717 migliaia di euro transitata da conto economico.

2.2 Accantonamenti per perdite di realizzo

Nel corso del primo semestre 2018 è stato effettuato un utilizzo netto del fondo svalutazione crediti commerciali per 69 migliaia di euro così composto:

- accantonamento per 19 migliaia di euro relativo a crediti commerciali del gruppo Vector Cuatro;
- utilizzo di 67 migliaia di euro effettuato dal gruppo Vector Cuatro e per 21 migliaia di euro effettuato da Esposito Servizi Ecologici Srl.

L'importo netto è stato iscritto a conto economico nelle spese generali e amministrative.

5.7 Informazioni integrative sugli strumenti finanziari

3 Altre informazioni integrative

3.1 Principi contabili

Per quanto riguarda i principi contabili utilizzati per l'iscrizione e la valorizzazione delle attività e passività finanziarie si segnala la prima applicazione del nuovo principio IFRS 9, e si rimanda a quanto già riportato alla sezione 5.6.3 Principi contabili e tecniche di consolidamento, oltre a quanto precisato nel paragrafo iniziale della presente sezione 5.7.

3.2 Attività di gestione dei rischi

Per quanto riguarda le attività di gestione dei rischi adottate dal Gruppo, si rimanda a quanto riportato nella Relazione intermedia sulla Gestione - punto 4.1.10 a) *Rischi e incertezze – finanziari*.

3.3 Valore contabile e fair value

Le tabelle che seguono riportano il *fair value* delle attività/passività finanziarie e il relativo valore contabile (*carrying amount*) al 30 giugno 2018 e al 31 dicembre 2017.

Per alcuni strumenti finanziari (cassa, crediti e debiti commerciali e crediti e debiti diversi) il valore contabile è un'approssimazione ragionevole del *fair value*, pertanto, come previsto dall'IFRS 7.29(a), per tali strumenti finanziari non è stata fornita alcuna informativa specifica sullo stesso.

(migliaia di euro)

30 giugno 2018		
	Carrying amount	Fair value
Attività Finanziarie		
Titoli e partecipazioni	787	787
Crediti finanziari	14.316	14.316
Crediti commerciali	104.597	104.597
Crediti diversi	1.510	1.510
Cassa e disponibilità liquide	220.505	220.505
Totale	341.715	341.715
Passività Finanziarie		
Debiti finanziari	814.816	814.816
Debiti commerciali	43.931	43.931
Debiti diversi	8.254	8.254
Totale	867.001	867.001

(migliaia di euro)

31 dicembre 2017		
	Carrying amount	Fair value
Attività Finanziarie		
Titoli e partecipazioni	265	265
Crediti finanziari	13.971	13.971
Crediti commerciali	103.304	103.304
Crediti diversi	1.602	1.602
Cassa e disponibilità liquide	261.517	261.517
Totale	380.659	380.659
Passività Finanziarie		
Debiti finanziari	860.035	860.035
Debiti commerciali	46.864	46.864
Debiti diversi	10.264	10.264
Totale	917.163	917.163

5.7 Informazioni integrative sugli strumenti finanziari

Al 30 giugno 2018, la voce debiti finanziari è composta, per 746.034 migliaia di euro da debiti in *project financing*, per 45.056 migliaia di euro da contratti derivati con *fair value* negativo e per 23.726 migliaia di euro da altri debiti verso terzi.

I debiti finanziari verso terzi sono composti da:

	30.6.2018	31.12.2017
Debiti per <i>royalty instruments</i>	10.207	10.136
Finanziamenti soci società eoliche	2.878	2.812
Mutuo Banca Popolare di Sondrio	2.363	3.150
Finanziamento soci di Prima Srl	1.430	1.381
Debiti per interessi maturati ma non ancora dovuti su finanziamenti	1.192	1.084
Finanziamenti società progetto siciliane	837	753
Debito per cessione anticipata certificati <i>SREC</i>	4.023	
Debito per opzioni <i>call</i> società USA	796	
Totale	23.726	19.316

Per maggior dettaglio si riporta di seguito la composizione dei *project financing* al 30 giugno 2018:

	30.06.2018		(migliaia di euro)		
	Tasso d'interesse %	Fair Value	Carrying amount	Quota corrente	Quota non corrente
Project financing Actelios Solar SpA	Euribor 6 m + spread	24.491	24.491	20.575	3.916
Loan notes Innovative Solar 42 (*)	Fisso	33.686	33.686	31.622	2.064
Project financing Cambrian	Libor 6 m + spread	4.291	4.291	1.122	3.169
Project financing FRUK	Libor 6 m + spread	35.437	35.437	32.743	2.694
Project financing Earlsburn Mezzanine	Libor 6 m + spread	22.680	22.680	21.311	1.369
Project financing Earlsburn	Libor 6 m + spread	10.755	10.755	8.351	2.404
Project financing Ben Aketil	Libor 6 m + spread	14.742	14.742	12.682	2.060
Project financing Millennium	Libor 6 m + spread	35.875	35.875	31.044	4.831
Project financing Kilbraur	Libor 6 m + spread	40.759	40.759	36.642	4.117
Project financing Nutberry	Libor 6 m + spread	19.607	19.607	18.943	664
Project financing West Browncastle	Libor 6 m + spread	38.611	38.611	37.098	1.513
Project financing Kingsburn	Libor 6 m + spread	31.476	31.476	30.251	1.225
Project financing Spaldington	Libor 6 m + spread	14.561	14.561	13.990	571
Project financing Assel Valley	Libor 6 m + spread	44.976	44.976	43.103	1.873
Project financing Auchrobert	Libor 6 m + spread	53.614	53.614	52.238	1.376
Project financing Eolica Sud	Euribor 6 m + spread	75.122	75.122	65.872	9.250
Project financing Eolo 3W	Euribor 6 m + spread	39.737	39.737	33.133	6.604
Project financing Geopower	Euribor 6 m + spread	161.362	161.362	143.322	18.040
Project financing Eolica Petralia	Euribor 6 m + spread	14.626	14.626	12.915	1.711
Project financing Ty Ru	Fisso / Euribor 3/6 m + spread	9.087	9.087	8.206	881
Project financing Fouy	Euribor 6 m + spread	6.210	6.210	5.442	768
Project financing Crêtes	Euribor 6 m + spread	6.500	6.500	5.703	797
Project financing Esquennois	Euribor 6 m + spread	7.829	7.829	6.840	989
Totale debiti per project financing		746.034	746.034	673.148	72.886

Si segnala che le società finanziate in *project financing*, per proteggersi dal rischio di oscillazione dei tassi di interesse e convertire il tasso da variabile a fisso, hanno stipulato contratti di *Interest Rate Swap* (IRS) correlati al *project financing*, a condizioni sostanzialmente in linea con il mercato. Di seguito verranno fornite maggiori dettagli su tali strumenti finanziari.

5.7 Informazioni integrative sugli strumenti finanziari

Si riporta di seguito la riconciliazione delle passività derivanti da attività di finanziamento per il primo semestre 2018:

Valore al 31 dicembre 2017	860.035
Accensioni	0
Rimborsi	(35.864)
Delta cambio	1.528
Variazione del fair value	(1.819)
Variazione area di consolidamento	4.813
Altro	(13.877)
Valore al 30 giugno 2018	814.816

La voce “Altro” accoglie il beneficio derivante dalla prima applicazione dell’IFRS 9, che ha comportato un effetto positivo sulla posizione finanziaria netta di 17.439 migliaia di euro, senza alcun impatto sulla cassa.

Nella tabella sottostante vengono elencati i prodotti derivati sui tassi abbinati ai contratti di finanziamento:

- Strumenti con *fair value* negativo al 30 giugno 2018:

(migliaia di euro)					
Società	Tipologia di strumento derivato	Scadenza contrattuale	Valuta originale	Valore nozionale	Fair value
Cambrian Wind Energy Ltd	Interest rate swap	31/12/2019	GBP	3.657	(8)
FRUK Holdings No. 1 Ltd	Interest rate swap	31/12/2025	GBP	30.650	(235)
Ben Aketil Wind Energy Ltd	Interest rate swap	31/12/2024	GBP	13.465	(1.851)
Millennium Wind Energy Ltd	Interest rate swap	15/04/2019	GBP	6.701	(169)
Kilbraur Wind Energy Ltd	Interest rate swap	15/10/2019	GBP	12.893	(389)
Nutberry Wind Energy Ltd	Interest rate swap	29/03/2029	GBP	18.797	(2.299)
Assel Valley Wind Energy Ltd	Interest rate swap	31/12/2034	GBP	34.745	(565)
Auchrobert Wind Energy Ltd	Interest rate swap	31/12/2035	GBP	27.502	(1)
Eolica Sud Srl	Interest rate swap	31/12/2024	EURO	62.354	(7.922)
Eolo 3W Minervino Murge Srl	Interest rate swap	31/12/2023	EURO	33.845	(4.022)
Geopower Sardegna Srl	Interest rate swap	30/06/2027	EURO	113.612	(15.962)
Geopower Sardegna Srl	Interest rate swap	30/06/2024	EURO	17.917	(324)
Eolica Petralia Srl	Interest rate swap	30/06/2027	EURO	12.374	(996)
Se Ty Ru Sas	Interest rate swap	30/09/2022	EURO	590	(17)
Se Ty Ru Sas	Interest rate swap	30/06/2028	EURO	3.582	(326)
Parc Eolien du Fouy Sas	Interest rate swap	15/07/2024	EURO	5.184	(769)
Parque Eolien des Cretes Sas	Interest rate swap	15/07/2024	EURO	5.385	(799)
Esquennois Energie Sas	Interest rate swap	15/07/2024	EURO	6.687	(979)
Actelios Solar SpA	Interest rate swap	30/06/2026	EURO	25.603	(3.188)
Totale strumenti finanziari derivati					(40.821)

- Derivati incorporati con *fair value* negativo al 30 giugno 2018:

(migliaia di euro)					
Società	Tipologia di strumento derivato	Scadenza contrattuale	Valuta originale	Valore nozionale	Fair value
Ecosesto Spa	Derivato incorporato	31/12/2019	EURO	2.362	(6)
Totale strumenti finanziari derivati					(6)

5.7 Informazioni integrative sugli strumenti finanziari

- Strumenti con *fair value* positivo al 30 giugno 2018:

(migliaia di euro)					
Società	Tipologia di strumento derivato	Scadenza contrattuale	Valuta originale	Valore nozionale	Fair value
Kingsburn Wind Energy Ltd	Interest rate swap	30/06/2034	GBP	24.647	1.088
Spaldington Airfiled Wind Energy Ltd	Interest rate swap	30/06/2034	GBP	11.567	503
Kilbraur Wind Energy Ltd	Interest rate swap	15/04/2024	GBP	19.409	180
Earlsburn Mezzanine Ltd	Interest rate swap	31/03/2026	GBP	20.044	53
Earlsburn Wind Energy Ltd	Interest rate swap	15/04/2022	GBP	9.371	5
Auchrobert Wind Energy Ltd	Interest rate swap	31/12/2035	GBP	13.751	7
Millennium Wind Energy Ltd	Interest rate swap	15/10/2024	GBP	23.491	62
West Browncastle Wind Energy Ltd	Interest rate swap	31/12/2033	GBP	31.691	188
Totale strumenti finanziari derivati					2.086

La movimentazione del *fair value* dei contratti di copertura del rischio dei tassi di interesse, di cambio e di *commodity* che il Gruppo Falck Renewables intrattiene al 30 giugno 2018 è riportata nelle tabelle seguenti:

Derivati passivi:

(migliaia di euro)						
	31.12.2017	Variazione area di consolidamento	Movimenti a PN	Movimenti a CE	Delta cambio	30.06.2018
Cambrian Wind Energy Ltd	(25)		16	1		(8)
FRUK Holdings No. 1 Ltd	(569)		334	1	(1)	(235)
Earlsburn Mezzanine Ltd	(198)		194	4		
Earlsburn Wind Energy Ltd	(33)		33			
Ben Aketil Wind Energy Ltd	(2.263)		413	2	(3)	(1.851)
Millennium Wind Energy Ltd	(356)		190	(3)		(169)
Kilbraur Wind Energy Ltd	(584)		165	30		(389)
Nutberry Wind Energy Ltd	(2.513)		198	19	(3)	(2.299)
West Browncastle Wind Energy Ltd	(339)		338	2	(1)	
Assel Valley Wind Energy Ltd	(1.346)		781	2	(2)	(565)
Auchrobert Wind Energy Ltd	(911)		910	1	(1)	(1)
Eolica Sud Srl	(8.783)		853	8		(7.922)
Eolo 3W Minervino Murge Srl	(4.602)		575	5		(4.022)
Geopower Sardegna Srl	(17.426)		1.095	45		(16.286)
Eolica Petralia Srl	(1.042)		45	1		(996)
Se Ty Ru Sas	(334)		(10)	1		(343)
Parc Eolien du Fouy Sas	(849)		74	6		(769)
Parque Eolien des Cretes Sas	(882)		77	6		(799)
Esquennois Energie Sas	(1.079)		93	7		(979)
Actelios Solar SpA	(3.437)		220	29		(3.188)
Totale IRS	(47.571)		6.594	167	(11)	(40.821)
Derivati su cambi Falck Renewables SpA				(554)		(554)
Derivati su cambi Åliden Vind AB			(516)	(10)		(526)
Derivati su cambi Brattmyrliden Vind AB			(1.283)	14		(1.269)
Derivati su cambi Falck Renewables Wind				(94)		(94)
Totale derivati su cambi			(1.799)	(644)		(2.443)
Derivati su commodity Falck Renewables Energy			(1.545)	(241)		(1.786)
Totale derivati su commodity			(1.545)	(241)		(1.786)
Totale	(47.571)		3.250	(718)	(11)	(45.050)

5.7 Informazioni integrative sugli strumenti finanziari

Derivati incorporati:

	31.12.2017	Variazione area di consolidamento	Movimenti a PN	Movimenti a CE	Delta cambio	30.06.2018
						(migliaia di euro)
Ecosesto SpA	(10)		0	4		(6)
Totale derivati incorporati	(10)			4		(6)

Derivati attivi:

	31.12.2017	variazione area di consolidam.	movimenti a PN	movimenti a CE	delta cambio	30.06.2018
						(migliaia di euro)
Kingsburn Wind Energy Ltd	680		407		1	1.088
Spaldington Airfiled Wind Energy Ltd	315		188			503
Kilbraur Wind Energy Ltd	17		163			180
Earlsburn Mezzanine Ltd			69	(16)		53
Earlsburn Wind Energy Ltd			8	(3)		5
Auchrobert Wind Energy Ltd			7			7
Millennium Wind Energy Ltd			62			62
West Browncastle Wind Energy Ltd			189	(1)		188
Totale IRS	1.012		1.093	(20)	1	2.086
Derivati su cambi Falck Renewables SpA	90			(87)		3
Derivati su cambi Falck Renewables Vind AS			85	28		113
Totale derivati su cambi	90		85	(59)		116
Totale	1.102		1.178	(79)	1	2.202

5.7 Informazioni integrative sugli strumenti finanziari

3.4 Fair value – gerarchia

Tutti gli strumenti finanziari iscritti al *fair value* sono stati classificati nelle tre categorie di seguito riportate che si basano sul più basso livello di *input* significativo ai fini della determinazione del *fair value* nel suo complesso:

- livello 1: prezzi quotati (non rettificati) in un mercato attivo per attività o passività identiche;
- livello 2: tecniche di valutazione per le quali il più basso livello di *input* significativo ai fini della determinazione del *fair value* è direttamente o indirettamente osservabile;
- livello 3: tecniche di valutazione per le quali il più basso livello di *input* significativo ai fini della determinazione del *fair value* non è osservabile.

Nelle tabelle seguenti si espongono gli strumenti finanziari valutati al *fair value* detenuti dal Gruppo al 30 giugno 2018 e al 31 dicembre 2017:

(migliaia di euro)

30 giugno 2018				
	Livello 1	Livello 2	Livello 3	Totale
Attività Finanziarie valutate al FV				
Contratti a termine su valuta estera		116		116
Contratti derivati su tassi di interesse		2.086		2.086
Contratti derivati su commodity		-		-
Attività finanziarie a fair value a conto economico		687	100	787
Totale attivo		2.889	100	2.989
Passività Finanziarie valutate al FV				
Contratti a termine su valuta estera		2.443		2.443
Contratti derivati su tassi di interesse		40.827		40.827
Contratti derivati su commodity		1.786		1.786
Passività finanziarie a fair value a conto economico			10.207	10.207
Totale passivo		45.056	10.207	55.263

(migliaia di euro)

31 dicembre 2017				
	Livello 1	Livello 2	Livello 3	Totale
Attività Finanziarie valutate al FV				
Contratti a termine su valuta estera		90		90
Contratti derivati su tassi di interesse		1.012		1.012
Contratti derivati su commodity		-		-
Attività finanziarie a fair value a conto economico		165	100	265
Totale attivo		1.267	100	1.367
Passività Finanziarie valutate al FV				
Contratti a termine su valuta estera		-		-
Contratti derivati su tassi di interesse		47.581		47.581
Contratti derivati su commodity		-		-
Passività finanziarie a fair value a conto economico			10.136	10.136
Totale passivo		47.581	10.136	57.717

Alla chiusura di ogni periodo, il Gruppo determina se vi siano stati dei trasferimenti tra i “livelli” della gerarchia valutando nuovamente la loro classificazione (sulla base del più basso livello di *input* significativo ai fini della determinazione del *fair value* nel suo complesso). A tal proposito, si segnala che nel primo semestre 2018 non vi sono stati trasferimenti tra “livelli”.

5.7 Informazioni integrative sugli strumenti finanziari

3.3 Fair value – tecniche di valutazione

Il *fair value* degli strumenti finanziari derivati su tassi di interesse, calcolato in corrispondenza della chiusura del semestre, corrisponde all'attualizzazione dei flussi di cassa futuri determinati in funzione della curva dei tassi *forward* al 30 giugno 2018.

Il *fair value* dei contratti a termine su valuta è calcolato sulla base del tasso di cambio *spot* osservabile a fine periodo (giugno 2018), nonché dei punti dei cambi a termine e delle curve di rendimento dei tassi di interesse delle divise estere.

Il *fair value* dei contratti a termine su *commodity* è calcolato con cadenza mensile. Corrisponde all'attualizzazione dei futuri flussi di cassa determinati in funzione dei prodotti *Futures* quotati all'ultimo giorno utile di mercato del mese precedente. In particolare, i prezzi di riferimento del calcolo sono costituiti dai *Settlement Prices* giornalieri registrati a chiusura mercato l'ultimo giorno utile, e pubblicati da EEX nei dati "End-Of-Day".

Il *fair value* delle altre attività finanziarie a conto economico è stato calcolato utilizzando come riferimento i dati propri delle entità oggetto di investimento.

Il *fair value* dei *royalty instruments* incluso nelle passività finanziarie a *fair value* a conto economico è stato calcolato sulla base di tecniche interne di valutazione, basate sulle previsioni di pagamento alle comunità locali le quali a loro volta dipendono dall'andamento dei parchi eolici finanziati.

6. Prospetti supplementari Consolidato

6 Prospetti supplementari Consolidato

6.1 Elenco partecipazioni in imprese controllate e collegate

	Sede Sociale	Valuta	Capitale	% possesso		Possesso indiretto
				diretta	%	Società controllante
Società incluse nel consolidamento col metodo integrale						
Falck Renewables SpA	Milano	Euro	29143.891			
Actelios Solar SpA	Catania	Euro	120.000	100,000		
Ålden Vind AB	Malmö (Svezia)	SEK	100.000	100,000		
Ambiente 2000 Srl	Milano	Euro	103.000	60,000		
Assel Valley Wind Energy Ltd	Inverness (Gran Bretagna)	GBP	100		100,000	Falck Renewables Wind Ltd
Auchrobert Wind Energy Ltd	Inverness (Gran Bretagna)	GBP	100		100,000	Falck Renewables Wind Ltd
Ben Aketil Wind Energy Ltd	Inverness (Gran Bretagna)	GBP	100		51,000	Falck Renewables Wind Ltd
Boyndie Wind Energy Ltd	Inverness (Gran Bretagna)	GBP	100		100,000	FRUK Holdings (No.1) Ltd
Brattmyrliden Vind AB	Malmö (Svezia)	SEK	100.000	100,000		
Cambrian Wind Energy Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	100		100,000	FRUK Holdings (No.1) Ltd
Earlsburn Mezzanine Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	1000		51,000	Falck Renewables Wind Ltd
Earlsburn Wind Energy Ltd	Inverness (Gran Bretagna)	GBP	100		100,000	Earlsburn Mezzanine Ltd
Ecosesto SpA	Rende (CS)	Euro	5.120.000	100,000		
Elettroambiente SpA (in liquidazione)	Sesto S. Giovanni (MI)	Euro	245.350	100,000		
Elektrownie Wiatrowe Bonwind Łyszkowice Sp. z o.o.	Łódź (Polonia)	PLN	132.000		50,000	Falck Renewables Wind Ltd
Eolica Cabezo San Roque Sau	Madrid (Spagna)	Euro	1500.000		100,000	Falck Renewables Wind Ltd
Eolica Petralia Srl	Sesto S. Giovanni (MI)	Euro	2.000.000	100,000		
Eolica Sud Srl	Sesto S. Giovanni (MI)	Euro	5.000.000	100,000		
Eolo 3W Minervino Murge Srl	Sesto S. Giovanni (MI)	Euro	10.000	100,000		
Esposito Servizi Ecologici Srl	Sesto S. Giovanni (MI)	Euro	10.000	100,000		
Esquennois Energie Sas	Rennes (Francia)	Euro	37.000		100,000	Falck Renewables Wind Ltd
Falck Energies Renouvelables Sas	Rennes (Francia)	Euro	60.000		100,000	Falck Renewables Wind Ltd
Falck Middleton, LLC	Delaware (Stati Uniti d'America)	USD	-		100,000	Falck Renewables North America Inc
Falck Middleton Generation, LLC	Delaware (Stati Uniti d'America)	USD	-	100,000	class B*	Falck Middleton, LLC
Falck Renewables DLP MA, LLC	Delaware (Stati Uniti d'America)	USD	-		100,000	Falck Renewables North America Inc
Falck Renewables Finance Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	100		100,000	Falck Renewables Wind Ltd
Falck Renewables IS 42 LLC	Delaware (Stati Uniti d'America)	USD	-		100,000	Falck Renewables North America Inc
Falck Renewables Nederland B.V.	Amsterdam (Paesi Bassi)	Euro	10.000	100,000		
Falck Renewables North America Inc	Delaware (Stati Uniti d'America)	USD	5	100,000		
Falck Renewables Vind AS	Sandane (Norvegia)	NOK	20.273.000	80,000		
Falck Renewables Wind Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	37.759.066	99,989		
Falck Renewables Energy Srl	Sesto S. Giovanni (MI)	Euro	10.000	100,000		
Falck Renewables Gmbh & co. KG	Norimberga (Germania)	Euro	5.000		100,000	Falck Energies Renouvelables Sas
Falck Renewables Verwaltungs Gmbh	Norimberga (Germania)	Euro	25.000		100,000	Falck Energies Renouvelables Sas
Fisher Road Solar I, LLC	Delaware (Stati Uniti d'America)	USD			100,000	SPME Dartmouth Holdings, LLC
FRUK Holdings (No.1) Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	1		51,000	Falck Renewables Finance Ltd
Geopower Sardegna Srl	Sesto S. Giovanni (MI)	Euro	2.000.000	100,000		
HG Solar Development, LLC	New York (Stati Uniti d'America)	USD	-		100,000	Falck Middleton Generation, LLC
Innovative Solar 42 LLC	North Carolina (Stati Uniti d'America)	USD	-		100,000	NC 42 Energy LLC
Kilbraur Wind Energy Ltd	Inverness (Gran Bretagna)	GBP	100		51,000	Falck Renewables Wind Ltd
Kingsburn Wind Energy Ltd	Inverness (Gran Bretagna)	GBP	100		100,000	Falck Renewables Wind Ltd
Millennium Wind Energy Ltd	Inverness (Gran Bretagna)	GBP	100		51,000	Falck Renewables Wind Ltd
Millennium South Wind Energy Ltd	Inverness (Gran Bretagna)	GBP	100		52,000	Falck Renewables Wind Ltd
Mochrum Fell Wind Energy Ltd	Inverness (Gran Bretagna)	GBP	100		100,000	Falck Renewables Wind Ltd

6 Prospetti supplementari Consolidato

	Sede Sociale	Valuta	Capitale	% possesso		Possesso indiretto
				diretta	%	Società controllante
segue Società incluse nel consolidamento col metodo integrale						
NC 42 LLC	Delaware (Stati Uniti d'America)	USD	-		99,000	Falck Renewables IS 42 LLC
NC 42 Solar LLC	Delaware (Stati Uniti d'America)	USD	-		100,000	NC 42 LLC
NC 42 Energy LLC	Delaware (Stati Uniti d'America)	USD	-		100,000 classe B*	NC 42 Solar LLC
Nutberry Wind Energy Ltd	Inverness (Gran Bretagna)	GBP	100		100,000	Falck Renewables Wind Ltd
Ongarhill Wind Energy Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	100		100,000	Falck Renewables Wind Ltd
Palermo Energia Ambiente ScpA (in liquidazione)	Sesto S. Giovanni (MI)	Euro	120.000	71,273		
Parc Eolien d'Illois Sarl	Rennes (Francia)	Euro	1.000		100,000	Falck Energies Renouvelables Sas
Parc Eolien des Cretes Sas	Rennes (Francia)	Euro	37.000		100,000	Falck Renewables Wind Ltd
Parc Eolien du Fouy Sas	Rennes (Francia)	Euro	37.000		100,000	Falck Renewables Wind Ltd
Platani Energia Ambiente ScpA (in liquidazione)	Sesto S. Giovanni (MI)	Euro	3.364.264		87,180	Elettro ambiente SpA
Prima Srl	Sesto S. Giovanni (MI)	Euro	5.430.000	85,000		
PVDiagnosis Fotovoltaica SLU	Madrid (Spagna)	Euro	3.100		100,000	Vector Cuatro SLU
PVDiagnosis Srl (in liquidazione)	Milano	Euro	10.000		100,000	Vector Cuatro SLU
SE TyRu Sas	Rennes (Francia)	Euro	1.009.003		100,000	Falck Renewables GmbH and co.KG
Solar Mesagne Srl	Brindisi	Euro	50.000	100,000		
Spaldington Airfield Wind Energy Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	100		100,000	Falck Renewables Wind Ltd
SPME Dartmouth Holdings, LLC	Delaware (Stati Uniti d'America)	USD			100,000 classe B*	Falck Renewables DLP MA, LLC
SPME Holdings 2015, LLC	New Jersey (Stati Uniti d'America)	USD			100,000 classe B*	Falck Renewables DLP MA, LLC
Syncarpha Massachusetts, LLC	Delaware (Stati Uniti d'America)	USD			100,000	SPME Holdings 2015, LLC
Syncarpha Palmer, LLC	Delaware (Stati Uniti d'America)	USD			100,000	SPME Holdings 2015, LLC
Tifeo Energia Ambiente ScpA (in liquidazione)	Sesto S. Giovanni (MI)	Euro	4.679.829		96,350	Elettro ambiente SpA
Vector Cuatro SLU	Madrid (Spagna)	Euro	55.001	100,000		
Vector Cuatro Renewables FZE	Dubai (Emirati Arabi Uniti)	AED	300.000		100,000	Vector Cuatro SLU
Vector Cuatro Srl	Torino	Euro	25.000		100,000	Vector Cuatro SLU
Vector Cuatro Chile Spa	Santiago (Cile)	CLP	20.000.000		100,000	Vector Cuatro SLU
Vector Cuatro France Sarl	Lyon (Francia)	Euro	50.000		100,000	Vector Cuatro SLU
Vector Cuatro EOOD	Sofia (Bulgaria)	BGN	2.000		100,000	Vector Cuatro SLU
Vector Cuatro Japan KK	Tokyo (Giappone)	JPY	1.000.000		100,000	Vector Cuatro SLU
Vector Cuatro Energias Renovables México SA de CV	Miguel Hidalgo DF (Messico)	MXN	2.066.000		99,95	Vector Cuatro SLU
					0,05	PVDiagnosis Fotovoltaica SLU
Vector Cuatro UK Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	10.000		100,000	Vector Cuatro SLU
West Bro wncastle Wind Energy Ltd	Inverness (Gran Bretagna)	GBP	100		100,000	Falck Renewables Wind Ltd

* Si segnala che le quote di classe B garantiscono il controllo della società, mentre le quote di classe A di proprietà di Fistar Development LLC attribuiscono diritti protettivi.

	Sede Sociale	Valuta	Capitale	% possesso		Possesso indiretto
				diretta	%	Società controllante
Società incluse nel consolidamento col metodo del patrimonio netto						
Frullo Energia Ambiente Srl	Bologna	Euro	17.139.100	49,000		
Nuevos Parque Eolicos La Muela AIE	Saragozza (Spagna)	Euro	10.000		50,000	Parque Eolico La Carracha SL
					50,000	Parque Eolico Plana de Jarreta SL
Parque Eolico La Carracha S1	Saragozza (Spagna)	Euro	100.000		26,000	Falck Renewables Wind Ltd
Parque Eolico Plana de Jarreta S1	Saragozza (Spagna)	Euro	100.000		26,000	Falck Renewables Wind Ltd
Vector Cuatro Servicios SL	Madrid (Spagna)	Euro	30.000		50,000	Vector Cuatro SLU

7. Attestazione del bilancio semestrale abbreviato ai sensi
dell'art. 81-ter del Regolamento Consob n. 11971
del 14 maggio 1999 e successive modifiche e integrazioni

7 Attestazione del bilancio semestrale abbreviato ai sensi dell'art. 81-ter del Regolamento Consob n. 11971 del 14 maggio 1999 e successive modifiche e integrazioni

1. I sottoscritti Toni Volpe – Consigliere Delegato e Paolo Rundeddu - Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari di Falck Renewables SpA attestano, tenuto anche conto di quanto previsto dall'art 154-bis, commi 3 e 4, del decreto legislativo 24 febbraio 1998, n. 58:

- l'adeguatezza in relazione alle caratteristiche dell'impresa e
- l'effettiva applicazione

delle procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio semestrale abbreviato, nel corso del primo semestre 2018.

Al riguardo si segnala che, come descritto nelle note illustrative al bilancio consolidato, per effetto dell'acquisizione del controllo di alcune società proprietarie di impianti fotovoltaici negli USA per un totale di 112,5 MW, nei prossimi mesi inizierà il processo di integrazione e l'allineamento del corpo procedurale ai sensi della Legge 262/05 con il resto del Gruppo.

2. Si attesta, inoltre, che:

2.1 il bilancio semestrale abbreviato:

- a) è redatto in conformità ai principi contabili internazionali applicabili riconosciuti nella Comunità Europea ai sensi del regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio, del 19 luglio 2002;
- b) corrisponde alle risultanze dei libri e delle scritture contabili;
- c) è idoneo a fornire una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale, economica e finanziaria dell'emittente e dell'insieme delle imprese incluse nel consolidamento.

2.2 La relazione intermedia sulla gestione comprende un'analisi attendibile dei riferimenti agli eventi importanti che si sono verificati nei primi sei mesi dell'esercizio e alla loro incidenza sul bilancio semestrale abbreviato, unitamente a una descrizione dei principali rischi e incertezze per i sei mesi restanti dell'esercizio.

La relazione intermedia sulla gestione comprende, altresì, un'analisi attendibile delle informazioni sulle operazioni rilevanti con parti correlate.

Il Consigliere Delegato

Il Dirigente Preposto alla redazione
dei documenti contabili societari

Milano, 31 luglio 2018

8. Relazione della Società di Revisione

8 Relazione della Società di Revisione



EY S.p.A.
Via Meravigli, 12
20123 Milano

Tel: +39 02 722121
Fax: +39 02 722122037
ey.com

Relazione di revisione contabile limitata sul bilancio consolidato semestrale abbreviato

Agli Azionisti della
Falck Renewables S.p.A.

Introduzione

Abbiamo svolto la revisione contabile limitata del bilancio consolidato semestrale abbreviato, costituito dallo stato patrimoniale consolidato, dal conto economico consolidato, dal prospetto delle altre componenti del conto economico complessivo, dal prospetto del rendiconto finanziario consolidato e dal prospetto delle variazioni del patrimonio netto consolidato per il periodo chiuso a tale data e dalle relative note esplicative della Falck Renewables S.p.A. e controllate (Gruppo Falck Renewables) al 30 giugno 2018. Gli Amministratori sono responsabili per la redazione del bilancio consolidato semestrale abbreviato in conformità al principio contabile internazionale applicabile per l'informativa finanziaria infrannuale (IAS 34) adottato dall'Unione Europea. E' nostra la responsabilità di esprimere una conclusione sul bilancio consolidato semestrale abbreviato sulla base della revisione contabile limitata svolta.

Portata della revisione contabile limitata

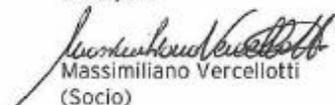
Il nostro lavoro è stato svolto secondo i criteri per la revisione contabile limitata raccomandati dalla Consob con Delibera n. 10867 del 31 luglio 1997. La revisione contabile limitata del bilancio consolidato semestrale abbreviato consiste nell'effettuare colloqui, prevalentemente con il personale della società responsabile degli aspetti finanziari e contabili, analisi di bilancio ed altre procedure di revisione contabile limitata. La portata di una revisione contabile limitata è sostanzialmente inferiore rispetto a quella di una revisione contabile completa svolta in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia) e, conseguentemente, non ci consente di avere la sicurezza di essere venuti a conoscenza di tutti i fatti significativi che potrebbero essere identificati con lo svolgimento di una revisione contabile completa. Pertanto, non esprimiamo un giudizio sul bilancio consolidato semestrale abbreviato.

Conclusioni

Sulla base della revisione contabile limitata svolta, non sono pervenuti alla nostra attenzione elementi che ci facciano ritenere che il bilancio consolidato semestrale abbreviato del Gruppo Falck Renewables al 30 giugno 2018 non sia stato redatto, in tutti gli aspetti significativi, in conformità al principio contabile internazionale applicabile per l'informativa finanziaria infrannuale (IAS 34) adottato dall'Unione Europea.

Milano, 1 agosto 2018

EY S.p.A.


Massimiliano Vercellotti
(Socio)

EY S.p.A.
Sede Legale: Via Po, 32 - 00198 Roma
Capitale Sociale Euro 2.505.000,00 i.v.
Iscritta alla S.O. del Registro delle Imprese presso la C.C.I.A.A. di Roma
Codice fiscale e numero di iscrizione 00434000594 - numero R.E.A. 250694
P. IVA 00991251003
Iscritta al Registro Revisori Legali al n. 70945 Pubblicata sulle G.U. Suppl. 15 - IV Serie Speciale del 17/02/1998
Iscritta all'Albo Speciale delle società di revisione
Consob al progressivo n. 2-098/004 n. 10831 del 15/07/1997

A member firm of Ernst & Young Global Limited